

Índice

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos	1
5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado	3
5.3 - Descrição - Controles Internos	7
5.4 - Alterações significativas	8

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	9
10.2 - Resultado operacional e financeiro	53
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	64
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	67
10.5 - Políticas contábeis críticas	75
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	79
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	82
10.8 - Plano de Negócios	83
10.9 - Outros fatores com influência relevante	84

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

No exercício de suas atividades a Eletrobras é impactada por eventos de riscos de mercado que podem comprometer os seus objetivos estratégicos. O gerenciamento de riscos tem como principal objetivo antecipar e minimizar os efeitos adversos de tais eventos nos negócios e resultados econômico-financeiros da Eletrobras.

Os principais riscos financeiros identificados no processo de gerenciamento de riscos são:

Risco de taxa de câmbio

Esse risco decorre da possibilidade da Eletrobras ter seus resultados impactados por flutuações nas taxas de câmbio, dado que (i) uma parcela substancial do endividamento consolidado da Eletrobras está estipulada em moeda estrangeira; (ii) parte dos financiamentos concedidos pela Eletrobras está fixada em moeda estrangeira; e (iii) as receitas, *royalties* e recebíveis da dívida de Itaipu são determinados em dólares americanos.

Historicamente, a moeda brasileira sofreu frequentes desvalorizações. O Governo Federal implementou diversos planos econômicos e utilizou diversas políticas cambiais, incluindo desvalorizações repentinas, pequenas desvalorizações periódicas durante as quais a frequência dos ajustes variou de diária a mensal, sistemas de mercado de câmbio flutuante, controles cambiais e mercado de câmbio paralelo. De tempos em tempos, houve flutuações significativas da taxa de câmbio entre o real e o dólar e outras moedas. Em 31 de dezembro de 2012, a taxa de câmbio entre o real e o dólar era de R\$2.0435 por US\$ 1,00.

O Real poderá não manter seu valor atual ou o Governo Brasileiro poderá implementar mecanismos para controle cambial. Qualquer interferência governamental na taxa de câmbio, ou a implementação de mecanismos de controle cambial, poderá levar a uma depreciação do Real, o que poderá reduzir o valor dos recebíveis da Eletrobras em moeda nacional e tornar suas obrigações relacionadas à moeda estrangeira mais dispendiosas. Exceto com relação às receitas e recebíveis da Eletrobras expressos em Dólares Norte-americanos, essa desvalorização poderá afetar adversamente as atividades, operações e perspectivas da Eletrobras.

Em 31 de dezembro de 2012, aproximadamente 38,93% da dívida total consolidada da Eletrobras, ou seja, R\$19.330 milhões, havia sido estipulado em moeda estrangeira. Desta dívida expressa em moeda estrangeira, R\$19.007 milhões, ou aproximadamente 38,28% da dívida total, haviam sido estipulados em Dólares, e aproximadamente R\$9.419 milhões, ou aproximadamente 48,73% da dívida em moeda estrangeira, referiam-se à dívida de Itaipu.

Risco de taxa de juros e taxa Libor

Esse risco está associado à possibilidade da Eletrobras contabilizar perdas em razão de oscilações das taxas de juros de mercado, impactando seus resultados pela elevação das despesas financeiras relativas a contratos de captação externa, principalmente referenciados à taxa Libor.

A taxa Libor é a *London Interbank Offered Rate*, que corresponde à média das taxas de juros pelas quais os bancos captam recursos no mercado interbancário de Londres. É, portanto, uma taxa flutuante, a qual é publicada diariamente pela *British Banker's Association* (BBA) após as 11hs no horário de Londres. Em 2005, a Eletrobras realizou uma captação no valor de US\$ 100 milhões (CAF 100) atrelada à Libor flutuante, e, dando continuidade ao programa de captações externas, em 2008 e 2010, captou-se o valor de US\$ 600 milhões (junto à CAF) e US\$ 500 milhões (A/B Loan Sindicalizado), respectivamente, também atrelados à Libor flutuante. Como a Libor é uma taxa de juros flutuante, tais contratos representam um risco para a empresa por conta da imprevisibilidade gerada em relação à despesa de juros a ser paga. No período de 1990-2011, a Libor média foi de 4,19% ao ano, sendo que a taxa já atingiu cerca de 8,8% ao ano no início da década de 90. Em 31 de dezembro de 2012, a Libor correspondia a 0,508% ao ano.

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

Risco de commodities

A controlada Eletronorte celebrou, no exercício de 2004, contratos de longo prazo para o fornecimento de energia elétrica para três de seus principais clientes. Esses contratos de longo prazo estão associados ao preço internacional do alumínio, cotado na *London Metal Exchange* (LME), como ativo básico para fins de definição dos valores mensais dos contratos.

Esses contratos incluem o conceito de *cap and floor band* relacionado ao preço do alumínio cotado na LME. O preço limite máximo e mínimo da LME está limitado a US\$ 2.773,21/ton e US\$ 1.450/ton. O impacto no resultado foi negativo em 2011 de R\$124,8 milhões e de R\$55,2 milhões positivo em 2010 e a posição patrimonial apresentada é ativa em R\$377,0 milhões em 2011 e R\$580,2 milhões em 2010. Em 2012, o impacto no resultado foi positivo em R\$133,8 milhões e a posição patrimonial apresentada era ativa em R\$472,4 milhões em 31 de dezembro de 2012.

O sistema de tarifação da geração de energia elétrica baseou-se, de forma geral, em tarifa regulada até 2004 e após essa data, em conexão com as mudanças na regulamentação do setor, foi alterada de base tarifária para um sistema de preços definidos pelo mercado. Desta forma, as geradoras de energia elétrica têm a liberdade de participar em leilões de energia elétrica destinados ao mercado regulado, nos quais são estabelecidos um preço-base e a determinação do preço final resulta de um processo competitivo entre os participantes do leilão. Adicionalmente, as geradoras de energia elétrica podem efetuar contratos de venda bilaterais com os consumidores que se enquadrem na categoria de consumidores livres (definição com base na potência demandada em MW). Uma parcela substancial da receita das atividades de geração da Eletrobras depende da comercialização de energia elétrica pela companhia no mercado livre.

O sistema de tarifação da transmissão de energia elétrica dos contratos antigos é regulado pela ANEEL e são efetuadas revisões tarifárias periódicas, sendo que, para os novos os contratos de transmissão, é estabelecida uma Receita Anual Permitida – RAP, que vigora por todo o prazo de concessão, sendo atualizada anualmente por um índice de inflação e sujeita a revisões periódicas para cobertura de novos investimentos e eventuais aspectos de equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão.

O sistema de tarifação da distribuição de energia elétrica é controlado pela ANEEL e tais tarifas são reajustadas anualmente e revisadas a cada período de quatro anos, tendo como base a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da Companhia, considerando os investimentos prudentes efetuados e a estrutura de custos e despesas da empresa de referência. A cobrança pelos serviços ocorre diretamente aos usuários, tendo como base o volume de energia consumido multiplicado pela tarifa autorizada.

Risco de crédito

Esse risco decorre da possibilidade da Eletrobras e suas controladas incorrerem em perdas resultantes da dificuldade de realização de seus recebíveis de clientes, bem como da inadimplência de instituições financeiras contrapartes em operações.

Operações com derivativos, quando realizadas no mercado de balcão, contêm riscos de contraparte que, diante dos problemas apresentados pelas instituições financeiras em 2008 e 2009, mostram-se relevantes. Entretanto, o risco se restringe à perda da proteção contratada por meio dessas operações.

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

A Eletrobras apresenta exposição a riscos financeiros que causam volatilidade em suas demonstrações contábeis, bem como em seu fluxo de caixa. A Eletrobras apresenta relevante descasamento entre ativos e passivos indexados à moeda estrangeira, em especial ao dólar norte americano, proveniente principalmente dos contratos de financiamento com Itaipu Binacional. Adicionalmente, existem exposições à taxa de juros Libor, relativas a contratos de captação externa.

Neste contexto, a Política de *Hedge* Financeiro da Eletrobras tem por objetivo é perseguir a mitigação da exposição às variáveis de mercado que impactem ativos e passivos da Eletrobras e de suas controladas, reduzindo assim os efeitos de flutuações indesejáveis dessas variáveis nas demonstrações contábeis. Com isso, a referida política visa que os resultados da Eletrobras reflitam fielmente o seu real desempenho operacional e que o seu fluxo de caixa projetado apresente menor volatilidade.

Levando-se em conta as diferentes formas de se realizar o *hedge* dos descasamentos apresentados pela Eletrobras, a política aprovada elenca uma escala de prioridades, privilegiando soluções estruturais, contemplando o balanceamento natural das posições expostas. Posteriormente, também poderão ser analisadas operações com outros tipos de instrumentos financeiros e, finalmente, as operações com derivativos financeiros, as quais apenas serão realizadas de forma complementar e com o intuito exclusivo de proteger aqueles ativos e passivos indexados da Eletrobras e de suas controladas que apresentem algum descasamento, não podendo caracterizar alavancagem financeira ou operação de concessão de crédito a terceiros.

No âmbito da Diretoria Financeira há o Comitê de *Hedge* Financeiro, que tem como função principal definir as estratégias e os instrumentos de *hedge* a serem apresentados à Diretoria Executiva da Eletrobras. Atualmente, está em vigor um Programa de Operações com Instrumentos Derivativos, cujos pleitos compreendem instrumentos orientados a combater riscos relacionados à taxa de câmbio e taxas de juros.

Assim, em 2011 e 2012, foram realizadas operações de *hedge* de taxa de juros, que foram efetuadas observando todas as regras necessárias para o enquadramento em *hedge accounting*.

A Diretoria da Eletrobras entende que a Companhia apresenta condições financeiras e patrimoniais suficientes para implementar o seu plano de negócio e cumprir as suas obrigações de curto e médio prazo, mediante o uso de seu fluxo de caixa operacional e a obtenção de empréstimos e financiamentos de tempos em tempos, conforme necessário.

a) riscos para os quais se busca proteção;

A Eletrobras busca proteção contra riscos das variações de taxas de câmbio, de taxas de juros e de risco de crédito.

Risco Cambial

A Eletrobras apresenta descasamento entre ativos e passivos indexados à moeda estrangeira, em especial ao dólar norte-americano, proveniente principalmente dos contratos de financiamento com a controlada Itaipu Binacional, o que provoca exposição a riscos financeiros que causam volatilidade em suas demonstrações contábeis, bem como em seu fluxo de caixa. Como recurso para proteger-se dessa exposição, a administração da Eletrobras aprovou uma Política de *Hedge* Financeiro e um Programa de Operações com Instrumentos Derivativos.

Risco de Taxa de Juros

A Eletrobras é objeto de exposições à taxa de juros *Libor*, relativas a contratos de captação

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

externa. Além dos riscos já mencionados, existem outros de menor relevância provenientes de contratos concedidos e obtidos. Como recurso para proteger-se dessa exposição, a administração da Eletrobras autorizou a realização de operações de trava de taxas de juros e a Empresa tem também estudado a possibilidade de realizar novas operações. Como mencionado, foram realizadas operações de trava de juros *Libor* no primeiro semestre de 2011 e no primeiro semestre de 2012 que contemplaram parte da exposição existente na Companhia, havendo previsão que novas operações sejam realizadas a fim de que se proteja a parte ainda exposta a flutuação da *Libor*.

Risco de Crédito

As disponibilidades de caixa são aplicadas em um fundo extramercado exclusivo, conforme normativo específico do Banco Central do Brasil. Esse fundo é composto na sua totalidade por títulos públicos custodiados na Selic, não havendo exposição ao risco de contraparte.

Em eventuais relações com instituições financeiras, a Companhia tem como prática a realização de operações somente com instituições de baixo risco avaliadas por agências de *rating* e que atendam a requisitos patrimoniais previamente definidos e formalizados. Adicionalmente, são definidos limites de crédito que são revisados periodicamente.

Com o intuito de mitigar este risco, a Eletrobras instituiu uma norma sobre credenciamento de instituições financeiras para fins de realização de operações com derivativos. Esta norma define critérios em relação a porte, *rating* e expertise no mercado de derivativos, para que sejam selecionadas as instituições que poderão realizar operações com a Eletrobras. Atualmente, a Eletrobras seleciona as 20 melhores instituições financeiras baseadas nos critérios mencionados, como instituições credenciadas a fazerem operações de derivativos com a Companhia.

Além disso, a empresa desenvolveu metodologia de controle de exposição às instituições financeiras credenciadas que define limites ao volume de operações a serem realizadas com cada uma delas.

Também, está sendo discutido pela Eletrobras um anexo contratual sobre margens de garantia, que será condição prévia para realização de qualquer operação desta natureza. Através deste instrumento contratual irá se reduzir substancialmente a exposição ao risco de contraparte ao longo da vida das operações com derivativos.

b) estratégia de proteção patrimonial (*hedge*);

Considerando a Política de *Hedge* Financeiro da Eletrobras, a estratégia a ser priorizada pela Companhia é a solução estrutural, isto é, a que contempla o conceito de *hedge* natural. No caso da Eletrobras, a solução estrutural se pauta em trazer passivos, dívida, na mesma moeda em que a empresa tem sua exposição ativa gerada pelos recebíveis de Itaipu Binacional – no caso o dólar americano – no intuito de reduzir a exposição de balanço a moeda estrangeira.

Posteriormente, a ordem de priorização indica perseguir a mitigação da exposição a variáveis de mercado que impactem seus ativos e passivos e de suas controladas através de operações de instrumentos financeiros ou trocas diretas de ativos e passivos com empresas de risco semelhante ao da Companhia e que apresentem situações de desequilíbrio de natureza complementar.

Finalmente, para as exposições residuais poderão ser efetuadas operações com instrumentos financeiros derivativos, as quais apenas serão realizadas com o intuito exclusivo de proteger ativos e passivos indexados da Companhia e de suas controladas que apresentem algum descasamento, não podendo caracterizar alavancagem financeira ou operação de concessão de crédito a terceiros.

Operações com derivativos, quando realizadas no mercado de balcão, contêm riscos de

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

contraparte que, diante dos problemas apresentados pelas instituições financeiras em 2008 e 2009, se mostram relevantes. Com o intuito de mitigar este risco, a Eletrobras instituiu uma norma sobre credenciamento de instituições financeiras para fins de realização de operações com derivativos. Esta norma define critérios em relação a porte, *rating* e *expertise* no mercado de derivativos, para que sejam selecionadas as instituições que poderão realizar operações com a Eletrobras. Atualmente, a Eletrobras seleciona semestralmente as 20 melhores instituições financeiras baseadas nos critérios mencionados como instituições credenciadas a efetuar operações de derivativos com a Companhia.

Além disso, a Companhia desenvolveu metodologia de controle de exposição às instituições credenciadas que define limites ao volume de operações a serem realizadas com cada uma delas.

A Eletrobras envida esforços para que todas as operações com derivativos a serem realizadas pela Eletrobras sejam enquadradas no conceito de "*hedge* de proteção", ratificando, com isso, o intuito único e exclusivo de realizar *hedge* com tais posições. Essa medida contrapõe o risco de liquidação descasada das posições de *hedge* com os seus respectivos objetos, visto que os fluxos financeiros de ambos sempre estarão casados.

c) instrumentos utilizados para proteção patrimonial (*hedge*);

Em 2011 foi ampliado o Programa de Operações com Instrumentos Derivativos, o qual passa a abranger, além dos descasamentos de moeda até o período de dezembro de 2012, também as exposições à taxa de juros existentes em tal período.

A Eletrobras vem realizando estudos e discutindo, através do Comitê de *Hedge* Financeiro, a realização de operações de *Swap* de Taxa de Juros com o intuito de neutralizar a volatilidade dos contratos de captação realizados à Libor de 6 meses. Em 2011 a Companhia realizou operações de trava de juros Libor com valor nominal de US\$ 390 milhões com vencimento em 2015 e US\$ 150 milhões com vencimento em 2020. Durante o primeiro semestre de 2012, novas operações de trava de juros Libor foram realizadas, num montante total de US\$ 500 milhões para vencimento em 2017 e 2020. É possível que sejam realizadas novas operações, que abrangem um valor nominal em torno de US\$300 milhões em prazos que variam de 2015 a 2021.

Além da operação de *swap* de Libor, estratégias de *hedge* cambial foram analisadas em 2011 e estão sendo implementadas, priorizando as soluções estruturais, em linha com a Política de *Hedge* Financeiro da Eletrobras. Dessa forma, foram captados em 2009 US\$ 1 bilhão, por meio da emissão de bônus no mercado internacional, em 2010, US\$ 500 milhões junto à CAF, em 2011, US\$ 495 milhões junto ao BIRD e US\$ 1,75 bilhão por meio de emissão de títulos no exterior (*bonds*). Dentro dessa estratégia, tem-se levando em conta na estruturação das novas captações, não só o montante total do descasamento, mas também sua disposição ao longo do tempo, com vistas a efetuar tanto o *hedge* de balanço patrimonial da Eletrobras como o de seu fluxo de caixa.

d) parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos;

Conforme identificado nos itens acima, atualmente a Eletrobras possui dois riscos financeiros relevantes: juros e câmbio. Portanto, o parâmetro utilizado para o gerenciamento dos riscos financeiros é o volume da exposição líquida ao câmbio e à taxa Libor.

Dessa forma, a Eletrobras acompanha regularmente as suas exposições líquidas cambial de balanço e fluxo de caixa, assim como a exposição líquida de taxa de juros flutuantes, a fim de consubstanciar as análises de riscos que embasam as estratégias de proteção propostas.

Assim sendo, todas as estratégias de proteção contra riscos financeiros adotadas pela Eletrobras têm como objetivo a mitigação de tais exposições, sem que haja qualquer caráter especulativo.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado**e) se a Eletrobras opera instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial (*hedge*) e quais são esses objetivos;**

A Eletrobras opera instrumentos financeiros com o objetivo exclusivo de proteção patrimonial (*hedge*) e as operações com tais instrumentos serão realizadas apenas de forma complementar e com o intuito exclusivo de proteger ativos e passivos indexados da Eletrobras e de suas controladas que apresentem algum descasamento, não podendo caracterizar alavancagem financeira ou operação de concessão de crédito a terceiros.

f) estrutura organizacional de controle de gerenciamento desses riscos;

A Eletrobras gerencia seus riscos de mercado por meio do Comitê de *Hedge* Financeiro, que atua no âmbito da Diretoria Financeira e tem como função principal definir as estratégias e os instrumentos de *hedge* a serem apresentados à Diretoria Executiva da Eletrobras para aprovação. Adicionalmente, a Companhia possui, a nível corporativo, um Comitê de Riscos, vinculado à sua Diretoria Executiva, e um departamento responsável pela gestão de riscos corporativos e do ambiente de controles internos. O Conselho de Administração da Eletrobras ratificou, em abril de 2011, a Política de Gestão de Riscos das empresas Eletrobras, a qual abrange todas as empresas do grupo e define princípios, diretrizes e responsabilidades no processo de gestão de riscos. A Política de *Hedge* Financeiro é perfeitamente aderente à política de riscos corporativa.

O Comitê de *Hedge* Financeiro é um órgão não estatutário composto por seis membros, sendo coordenado pelo Diretor Financeiro e com um representante de cada uma das seguintes áreas: (i) DFI – Departamento de Administração de Investimentos; (ii) DFO – Departamento de Planejamento Orçamentário; (iii) DFC – Departamento de Contabilidade; (iv) PGA – Departamento de Gestão de Riscos e Conformidade de Controles; e (v) DFN – Departamento de Desenvolvimento de Negócios (este sem poder de voto).

As principais atividades do Comitê de *Hedge* Financeiro incluem (i) identificar e monitorar necessidades de *hedge* do Sistema Eletrobras; (ii) avaliar preliminarmente a adequação das estratégias e dos instrumentos de *hedge* aos padrões de risco definidos pela Eletrobras; (iii) aprovar instrumentos para fins de *hedge* financeiro; (iv) aprovar montantes e taxas de referência para contratação dos instrumentos; (v) aprovar momento em que as operações sejam contratadas; e (vi) acompanhar resultados das operações, verificando sua aderência aos mandatos definidos pela Diretoria Executiva da Eletrobras.

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

A Eletrobras executa o monitoramento da gestão de riscos de mercado, bem como os testes de efetividade regulamentares das posições em derivativos, por meio da sua Diretoria Financeira. A adequação dos controles ligados a esses processos é feita pelas áreas de controles internos e auditoria interna. Em paralelo, em linha com o preconizado pela Política de Gestão de Riscos, foram definidos indicadores para garantir o monitoramento das exposições aos riscos de mercado e dos planos de ação, além de seu alinhamento com o perfil de risco definido pela Administração da Eletrobras.

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

No último exercício social não houve alterações significativas nos principais riscos de mercado relativos à Companhia. Contudo, há uma projeção de redução substancial do risco de exposição cambial ao longo dos próximos anos. O atual desequilíbrio é causado pelo excesso de ativos em relação a passivos indexados ao dólar norte americano. Tal excesso de ativos é formado, em sua grande maioria, pelos recebíveis provenientes do contrato de financiamento concedido à controlada Itaipu Binacional. Como o saldo devedor deste contrato vem sendo amortizado ano a ano e, em paralelo, a Eletrobras vem realizando novas captações em moeda estrangeira, o excesso de ativos sobre passivos indexados ao dólar tende a diminuir cada vez mais ao longo do tempo.

No exercício social de 2010 a Eletrobras, com base em sua Política de *Hedge*, aprovou a realização de uma operação de *swap* de taxa flutuante para fixa, de forma que, com a sua operacionalização em 2011, houve uma redução da exposição da Companhia à taxa de juros Libor. Com novas captações atrelada à taxa flutuante, em novembro de 2011 foi ampliado o mandato de operações de derivativos para mitigação do risco de taxa de juros, e novas operações de trava de taxa de juros Libor foram realizadas em 2011 e 2012.

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

Todas as informações relevantes e pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.

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

a) condições financeiras e patrimoniais gerais

O ano de 2012 se caracterizou pela melhoria do desempenho operacional da Eletrobras em todos os seus segmentos de atuação, especialmente no setor de transmissão, com a atualização das taxas de retorno de transmissão, e de distribuição, com aumento do volume da energia vendida e expansão da base de consumidores. A realização do investimento foi de R\$ 9,9 bilhões, segregado em R\$ 5,3 bilhões em geração, R\$ 3,0 bilhões em transmissão, R\$ 1,0 bilhão em distribuição e R\$ 0,6 bilhão em pesquisa, infraestrutura e qualidade ambiental. Atuando isoladamente ou em parceria, as empresas Eletrobras agregaram cerca de 712 MW de energia limpa e renovável à matriz energética brasileira e 880 km de linhas de transmissão. Na distribuição, por intermédio dos nossos 199.935 km de rede, atendemos a 3.653.046 clientes. Adicionalmente, em construção no segmento de geração, existem cerca de 22.662 MW, e ainda, 19.040 MW já em estudo. Na transmissão, para os próximos anos, teremos a implantação de mais 13.730 km, o que representa um acréscimo de 13.885 MVA em capacidade de transformação.

Em setembro de 2012, a Medida Provisória n.º 579/12, convertida na Lei n.º 12.783/2012, estabeleceu a forma de prorrogação dos contratos de concessão da geração, transmissão e distribuição. A motivação pela modicidade da tarifa e redução dos valores das contas de energia em todas as classes de consumo de energia do país levou o Governo Federal a propor o vencimento antecipado dos contratos de concessão, com a automática prorrogação dentro das condições estabelecidas e, como alternativa, a relicitação da concessão decorrido o prazo contratual original. A Eletrobras e suas empresas Eletrobras Chesf, Eletrobras Eletrosul, Eletrobras Furnas e Eletrobras Eletronorte analisaram as diferentes possibilidades abordando aspectos técnicos, econômicos e estratégicos e optaram pela prorrogação das concessões dos contratos afetados por 30 anos, assegurando assim a preservação de seu porte e importância. De fato, o resultado financeiro de 2012 revelou um grande prejuízo que, no entanto, deve ser encarado como um evento pontual resultante dos efeitos da Lei n.º 12.783/2012. Os números de 2012 foram severamente impactados por lançamentos decorrentes dos efeitos da referida lei sobre os ativos da Eletrobras. O ano de 2012, portanto, trouxe um desafio novo. A Eletrobras tem que primar pela eficiência e procurar, dentro do espaço legal, reverter todas as provisões regulatórias. Para maiores informações sobre alterações ao ambiente regulatório em 2012, vide item 10.3(c) deste Formulário de Referência.

A Diretoria da Eletrobras entende que a Eletrobras apresenta condições financeiras e patrimoniais suficientes para implementar o seu plano de negócio e cumprir as suas obrigações de curto e médio prazos. O atual capital de giro da Eletrobras é suficiente para as atuais exigências de caixa.

Dentre os exemplos da situação financeira e patrimonial da Eletrobras, destaca-se a geração de receitas crescente e consistente. No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012, a Eletrobras alcançou uma receita operacional líquida de R\$34.064,5 milhões, um aumento de 16,6% em relação ao exercício anterior, quando totalizou R\$29.211,5 milhões, influenciado especialmente pelos aumentos de 14,0%, 12,4% e 37,6% nas receitas dos segmentos e geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012, as receitas da Eletrobras aumentaram 16,5% em relação ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2011, com destaque para um aumento de 37,6% nas receitas de distribuição, em razão (i) de um aumento médio de consumo do mercado das distribuidoras da Eletrobras de cerca de 12,1%, comparado a um aumento médio de 3,5% do mercado brasileiro; (ii) da redução do índice total de inadimplência de 18,9% para 17,6% e das perdas globais, de 34,28% para 31,01%, entre 2011 e 2012. A tabela abaixo evidencia nossa receita líquida por segmento operacional nos períodos indicados:

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

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	2012	2011	2010
	<i>(em milhões de reais)</i>		
Geração	20.684	18.783	18.398
Transmissão	8.689	7.771	5.894
Distribuição	4.527	2.468	2.413

b) estrutura de capital e possibilidade de resgate de ações ou quotas, indicando: (i) hipóteses de resgate; (ii) fórmula de cálculo do valor de resgate

A Diretoria entende que a Eletrobras possui uma estrutura de capital adequada às suas operações e um nível confortável de alavancagem financeira.

A Eletrobras encerrou o ano de 2012 com uma dívida líquida de aproximadamente R\$23.572 milhões (R\$11.427 milhões em 31 de dezembro de 2011 e R\$1.551 milhões em 31 de dezembro de 2010). A dívida de longo prazo da Eletrobras, excluindo-se o montante correspondente à RGR, correspondia a 88,5% do total do endividamento da Companhia em 31 de dezembro de 2012. Ambos são compatíveis com a sua expectativa de geração de caixa, o que confere à Eletrobras liquidez e flexibilidade operacional.

A tabela abaixo evidencia o cálculo da dívida líquida e do grau de alavancagem da Eletrobras para os períodos indicados:

R\$ milhões, exceto percentuais	Em 31 de dezembro de		
	2012	2011	2010
Financiamentos a pagar sem RGR	40.780	33.467	24.979
(-) Caixa e equivalente de caixa + Títulos e valores mobiliários	11.456	16.611	16.764
(-) Financiamentos a Receber sem RGR	6.478	6.448	6.664
Dívida Líquida	23.572	10.408	1.551
Patrimônio Líquido	67.281	77.202	70.530
Alavancagem Líquida	25,9%	13,4%	3,1%

A evolução do indicador medido pela relação entre passivo de terceiros e passivo total mostra que a estrutura de capital da Eletrobras (consolidado) manteve-se consistente entre 2011 e 2012. O indicador passou de 53% em 31 de dezembro de 2011 para 61% em 31 de dezembro de 2012 (52% na mesma data de 2010). A alavancagem líquida (medida pela divisão da dívida líquida pelo somatório entre a dívida líquida e o patrimônio líquido), passou de 13,4% em 31 de dezembro de 2011 para 25,9% em 31 de dezembro de 2012 (3,1% na mesma data de 2010). Mesmo com o aumento, a Diretoria da Eletrobras entende que esse indicador aponta para um patamar reduzido de alavancagem.

Com relação ao resgate de ações, o artigo 14 do Estatuto Social da Eletrobras prevê que o resgate de ações de uma ou mais classes poderá ser efetuado mediante deliberação de Assembleia Geral Extraordinária, independentemente de aprovação em Assembleia Especial dos acionistas das espécies e classes atingidas. Exceto pela disposição estatutária acima mencionada, não há hipóteses de resgate de ações de emissão da Eletrobras além das legalmente previstas.

c) capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

As principais necessidades de recursos da Eletrobras referem-se a (i) custeio do aprimoramento e expansão dos seus empreendimentos de geração, transmissão e distribuição, (ii) pagamento ou rolagem de dívidas, e (iii) possibilidade de participação, por meio de suas subsidiárias, em leilões para novas linhas de transmissão e novos contratos para geração, uma vez que, caso a Eletrobras tenha sucesso em qualquer um desses leilões, necessitará de recursos adicionais para custear os investimentos necessários para expandir as operações aplicáveis.

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

Condizente com outras companhias do setor, a Companhia monitora seus compromissos com base no índice de alavancagem financeira. Esse índice corresponde à dívida líquida dividida pelo capital total. A dívida líquida, por sua vez, corresponde ao total de empréstimos (incluindo empréstimos de curto e longo prazos, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado), subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa. O capital total é apurado por meio da soma do patrimônio líquido, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado, com a dívida líquida. Em 2012, a estratégia da Companhia, que ficou inalterada em relação à de 2011 e 2010, foi a de manter o índice de alavancagem financeira em torno de 25%.

De tempos em tempos, a Eletrobras poderá analisar novas oportunidades de investimento e financiar tais investimentos com recursos advindos de suas operações, de empréstimos, de emissão de títulos de dívida ou de ações, de aumentos de capital ou de outras fontes de financiamento que estejam disponíveis à época. Em 31 de dezembro de 2012, a Companhia tinha capacidade de financiar até R\$1,2 bilhão em investimentos por meio da utilização de seus recursos próprios sem a necessidade de recorrer ao mercado de capitais. Tais recursos representam parte das receitas geradas pela venda de energia e dos juros obtidos nos empréstimos concedidos pela Companhia.

A classificação de risco da Eletrobras, segundo a agência de classificação de riscos *Standard & Poor's*, está relacionada diretamente com a classificação de risco obtida pelo Brasil, por ser a União o acionista majoritário da empresa. Vista como uma extensão do governo federal, a empresa obteve classificação BBB para negócios em moeda estrangeira e A- para negócios em moeda local, com perspectiva estável. A Diretoria acredita que a nota de crédito atribuída à Companhia a permite obter empréstimos e financiamentos a taxas e sob termos e condições competitivos.

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

As principais fontes de financiamento para capital de giro e investimento em ativos não-circulantes da Eletrobras são (i) sua própria geração de fluxo de caixa operacional, (ii) empréstimos recebidos de diversas fontes nacionais e internacionais, inclusive o Fundo RGR, o BNDES e certas agências internacionais, (iii) recursos decorrentes de diversas aplicações que a Eletrobras realiza com o Banco do Brasil S.A., tendo em vista que a Eletrobras é obrigada por lei a depositar neste banco quaisquer de seus excedentes de ativos em dinheiro, e (iv) emissões eventuais de títulos no mercado de capitais internacional.

De tempos em tempos, a Eletrobras considera novas oportunidades de investimentos potenciais e pode financiar esses investimentos com dinheiro gerado pelas suas operações, empréstimos, via mercado de capitais internacionais, aumentos de capital ou outras fontes de custeio que possam estar disponíveis na ocasião em questão. Em 31 de dezembro de 2012, a Eletrobras tinha a capacidade de custear até R\$1,2 bilhão de seus investimentos de capital com recursos próprios existentes sem recorrer ao mercado de capitais. A fonte de tais recursos são uma parcela das receitas geradas pela Eletrobras com a venda de energia elétrica e os juros recebidos em virtude de suas atividades como financiadora do setor elétrico.

Os recursos dos financiamentos concedidos à Eletrobras têm sido usados geralmente para financiar a expansão de seus sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

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

Os Diretores acreditam que a geração de caixa operacional da Eletrobras é suficiente para cumprir as suas obrigações de capital de giro e suas obrigações indicadas em seu passivo circulante. Caso os Diretores da Eletrobras entendam ser necessário contrair empréstimos para

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

financiar as obrigações de capital de giro e passivo circulante da Eletrobras, os mesmos acreditam que a Eletrobras tem capacidade para contratá-los atualmente.

Caso seja necessário obter recursos para realizar investimentos em ativos não-circulantes, a Eletrobras pode vir a obter financiamentos junto ao BNDES, agências multilaterais como, por exemplo, o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), o Banco internacional para Reconstrução e Desenvolvimento (BIRD), *Corporación Andina de Fomento* (CAF) e *Japan Bank for International Cooperation* (JBIC), além de realizar operações junto a instituições financeiras, principalmente na modalidade "A/B Loan" (que consiste na concessão de uma parte do empréstimo por uma instituição multilateral e de outra parte por um sindicato de instituições), e emissões de títulos no mercado de capitais internacional.

Os prazos dos financiamentos, empréstimos ou títulos que vierem a ser emitidos deverão ser compatíveis com o cronograma de construção dos projetos de geração e transmissão de energia da Eletrobras, da mesma forma que o custo deve ser adequado ao fluxo de caixa do projeto, considerando as características de competição dos leilões de concessão de geração e transmissão de energia. A Diretoria acredita que a nota de crédito atribuída à Companhia a permite obter empréstimos e financiamentos a taxas e sob termos e condições adequados a tais projetos.

f) níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo: (i) contratos de empréstimo e financiamento relevantes; (ii) outras relações de longo prazo com instituições financeiras; (iii) grau de subordinação entre as dívidas; e (iv) eventuais restrições impostas à Eletrobras, 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 Diretoria entende que a atual estrutura de capital, mensurada principalmente pelo somatório do passivo circulante com o passivo não-circulante, dividido pelo patrimônio líquido, apresenta níveis conservadores de alavancagem. Em 31 de dezembro de 2012, a relação endividamento total sobre patrimônio líquido da Eletrobras era de 1,56.

Empréstimos e Financiamentos

Em 31 de dezembro de 2012, os contratos de empréstimos e financiamentos somavam R\$49,7 bilhões, sendo que R\$4,4 bilhões representavam obrigações de curto prazo e R\$45,3 bilhões correspondiam a obrigações de longo prazo. Em 31 de dezembro de 2011, os contratos de empréstimos e financiamentos somavam R\$42,4 bilhões, sendo que R\$3,7 bilhões representavam obrigações de curto prazo e R\$38,4 bilhões correspondiam a obrigações de longo prazo. Em 31 de dezembro de 2010, os contratos de empréstimos e financiamentos somavam aproximadamente R\$33,1 bilhões, sendo que R\$1,7 bilhão representavam empréstimos de curto prazo e R\$31,2 bilhões correspondiam a empréstimos de longo prazo.

A tabela a seguir demonstra a evolução do endividamento consolidado da Eletrobras nos respectivos períodos:

(Em R\$ mil)	Taxa de juros (média)	Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de		
		2012	2011	2010
MOEDA ESTRANGEIRA				
Instituições Financeiras				
Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID	4,40%	342.192	229.258	234.712
BNP Paribas	1,53%	666.727	676.940	659.101
Corporación Andina de Fomento – CAF	2,51%	2.205.745	2.190.577	1.970.875
Kreditanstalt für Wiederaufbau – KfW	3,86%	35.834	55.786	64.784
EximBank	2,15%	287.709	348.484	339.080
Outras		65.144	54.126	67.881
		3.603.351	3.555.171	3.336.433
Bônus				

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

(Em R\$ mil)	Taxa de juros (média)	Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de		
		2012	2011	2010
MOEDA ESTRANGEIRA				
Bônus – Dresdner Bank	7,75%	617.725	567.032	503.672
Bônus – Santander	5,75%	3.618.556	3.319.495	-
Bônus – Credit Suisse	6,87%	2.112.476	1.938.850	1.720.362
		6.348.757	5.825.377	2.224.034
Outros				
Tesouro Nacional – ITAIPU	-	9.330.241	8.981.904	8.330.796
CAJUBI - Fundação Prev. ITAIPU PY	-	47.187	27.815	-
Lloyds	-	1.029	-	-
SUBTOTAL		9.378.457	9.009.719	8.330.796
		19.330.565	18.390.267	13.891.263
MOEDA NACIONAL				
Reserva Global de Reversão (RGR)	-	8.870.838	8.946.901	8.159.038
Outros	-	21.449.797	15.076.510	11.088.135
SUBTOTAL		30.320.635	24.023.411	19.247.173
TOTAL		49.651.200	42.413.678	33.138.436

A tabela abaixo apresenta o cronograma para pagamento do endividamento total da Eletrobras em 31 de dezembro de 2012, no valor total de R\$49.651,2 milhões:

Empréstimos e Financiamentos	Fluxo de amortização (data-base 31 de dezembro de 2012)	
	<i>(em milhares de R\$)</i>	AV%
Curto Prazo		
2013	4.447.173	9,0%
Longo Prazo		
2014	764.645	1,5%
2015	1.705.562	3,4%
2016	738.519	1,5%
2017	737.612	1,5%
2018	414.469	0,8%
Após 2018	40.843.220	82,3%
Total	49.651.200	100,00%

As dívidas contraídas pela Eletrobras no exterior são, em sua maioria, garantidas pela União. A Eletrobras não concede garantias para a dívida de terceiros, exceto em alguns casos específicos para suas controladas.

(i) contratos de empréstimo e financiamento relevantes

No passivo da Eletrobras, destacam-se os empréstimos e financiamentos obtidos junto às instituições financeiras, notadamente no exterior, e aos Fundos Setoriais, em especial a Reserva Global de Reversão - RGR. Os valores de mercado dos empréstimos e financiamentos obtidos são equivalentes aos valores dos seus registros contábeis.

Financiamentos tomados pela Companhia:

Os financiamentos captados pela Eletrobras correspondem, principalmente, a financiamentos contratados junto às agências multilaterais internacionais, tais como BID, BIRD, CAF e JBIC. Os empréstimos são captados a taxas internacionais, fazendo com que o valor contábil seja próximo ao seu valor presente. Tais contratos seguem o padrão de cláusulas geralmente aplicáveis aos contratos com agências multilaterais, que são acordadas em negociações com essas entidades, e geralmente contam com garantia prestada pela União. Não há no passivo da Eletrobras contratos que contém cláusulas exigindo a observância de índices financeiros mínimos ou máximos pela Eletrobras.

A Eletrobras, em 31 de dezembro de 2012, era parte em contratos passivos, entre empréstimos, financiamentos e bônus, que totalizavam R\$49,7 bilhões (R\$42,4 bilhões em 31 de dezembro de 2011 e R\$33,1 bilhões em 31 de dezembro de 2010), conforme demonstrado a

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

seguir.

Em 31 de dezembro de 2012 (em milhares, exceto percentuais)			
Moeda/Indexador	US\$ (equivalentes)	%	R\$
Dólar Norte-Americano	9.301.210	38,28%	19.007.022
Real	14.837.600	61,07%	30.320.635
YEN	140.792	0,58%	287.709
EURO	17.536	0,07%	35.834
Total	24.297.137	100,00%	49.651.200

Em 31 de dezembro de 2012, estavam em vigor os seguintes contratos financeiros relevantes:

- (a) **BID:** Empréstimo obtido junto ao BID em abril de 1998, no valor de US\$307,0 milhões, com aval da União, por um prazo de 20 anos. A taxa de juros deste contrato é composta pelo *spread* do BID (baseado no custo histórico e atual de endividamento do banco) e taxa de 3,69%, fixa desde 2010 (baseada na LIBOR da data de efetivação da conversão oferecida pelo BID), sendo que a taxa média dos encargos no ano de 2012 foi de 4,4%. Os pagamentos de juros e principal relativos ao empréstimo são feitos semestralmente, nos meses de abril e outubro. O saldo em aberto deste financiamento em 31 de dezembro de 2012 era de US\$102,3 milhões.
- (b) **CAF:** Empréstimo sindicalizado na modalidade "A/B loan", obtido junto à CAF em agosto de 2008. O empréstimo, no valor de US\$600,0 milhões, foi estruturado da seguinte forma: (i) Parte A, de US\$150,0 milhões, diretamente com a CAF, com um prazo de 12 anos; e (ii) Parte B, correspondente a US\$450,0 milhões, com um sindicato de 11 bancos, liderado pelo Citibank, BNP Paribas e Société Générale, com um prazo de 7 anos. A taxa de juros média contratada foi de 2,2%, correspondendo ao seu custo real. Não houve prestação de quaisquer garantias. O pagamento de juros e principal relativos ao empréstimo é feito semestralmente, nos meses de fevereiro e agosto. O saldo em aberto deste financiamento em 31 de dezembro de 2012 era de US\$526,9 milhões.
- (c) **JBIC:** Empréstimo obtido junto ao Eximbank, antiga denominação do JBIC, com aval da União, no valor de ¥4,5 bilhões, equivalentes na época da assinatura do contrato a US\$300,0 milhões, por um prazo de 20 anos e juros variáveis equivalente a taxa JLT Prime acrescida de um *spread* de 0,2%. O pagamento dos juros relativos ao empréstimo é feito semestralmente, nos meses de abril e outubro. O saldo em aberto deste financiamento em 31 de dezembro de 2012 era de ¥12 bilhões.
- (d) **KfW:** Empréstimo com o Kreditanstalt für Wiederaufbau – KfW, com aval da União, no valor de €13,3 milhões, com recursos originários de negociações de protocolos para financiamento de projetos de energias renováveis, ocorridas nos anos de 2000 e 2001, e que resultaram na assinatura do Acordo sobre Cooperação Financeira entre os governos da Alemanha e do Brasil, em 27/11/2003. A assinatura do contrato referente à primeira tranche ocorreu em 12 de dezembro de 2008. O prazo do empréstimo é de 30 anos e a taxa de juros é de 2%. O pagamento dos juros relativos ao empréstimo é feito semestralmente, nos meses de junho e dezembro. O pagamento do principal somente começará a partir de dezembro de 2018. O saldo em aberto deste financiamento em 31 de dezembro de 2012 era de R\$35,8 milhões. Em 01 de novembro de 2012, houve a assinatura da segunda tranche do contrato de financiamento celebrado junto KfW, no valor de €45,9 milhões, com garantia da União, contando com 5 anos de carência e com um prazo total de 30 anos. a taxa média de juros praticada nesse financiamento é de 2,93% a.a. Os recursos serão destinados ao Projeto do Complexo de São Bernardo, pertencente à controlada Eletrosul, que visa a implantação de 4 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's), no Estado de Santa Catarina.
- (e) **China Development Bank / BNP Paribas:** Empréstimo junto ao China Development Bank e ao BNP Paribas assinado em abril de 2007, no valor de US\$430,0 milhões, cujos

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

recursos foram utilizados no financiamento da Usina Térmica Candiota II, da subsidiária CGTEE. Foi assinado contrato de repasse entre esta subsidiária e a Eletrobras. Os recursos do referido empréstimo foram sacados integralmente até maio de 2010. Não houve qualquer prestação de garantias. O pagamento dos juros e do principal relativos ao empréstimo é feito semestralmente, nos meses de junho e dezembro. O saldo em aberto deste financiamento em 31 de dezembro de 2012 era de US\$326,1 milhões.

- (f) **CAF e BBVA, HSBC, Santander, Sumitomo Mitsui Banking Corporation e Bank of Tokyo-Mitsubishi:** A Eletrobras concluiu, em novembro de 2010, a contratação de um empréstimo sindicalizado, de US\$500,0 milhões, na modalidade "A/B loan", junto à CAF e os bancos BBVA, HSBC, Santander, Sumitomo Mitsui Banking Corporation e Bank of Tokyo-Mitsubishi. A operação foi estruturada de tal forma que a Parte A, de US\$125,0 milhões, ficou sob a responsabilidade da CAF, enquanto que a Parte B, de US\$375,0 milhões, foi aportada por um sindicato formado pelos demais bancos. O empréstimo apresenta um prazo de liquidação de 10 anos para a Parte A e de 7 anos para a Parte B. Os recursos obtidos irão compor o Fundo de Financiamento às Controladas (FFC), criado em 2007 para prover os recursos necessários ao financiamento do programa de investimentos do Sistema Eletrobras. Não houve prestação de qualquer garantia com relação ao empréstimo. O pagamento dos juros relativos ao empréstimo é feito semestralmente, nos meses de maio e novembro. O pagamento do principal somente começará a partir de novembro de 2014, portanto, a saldo em aberto deste financiamento em 31 de dezembro de 2012 era de US\$500 milhões
- (g) **Banco Mundial:** Empréstimo obtido junto ao Banco Mundial, no valor de US\$495,0 milhões, com aval da União, cujo contrato foi assinado em 24 de fevereiro de 2011. Os recursos serão utilizados no financiamento do *Projeto Energia +*, cujo objetivo principal é o de melhorar a qualidade dos serviços prestados e contribuir para o alcance e manutenção do equilíbrio econômico-financeiro das Empresas de Distribuição da Eletrobras. O empréstimo conta com garantia do Tesouro Nacional. O pagamento dos juros relativos ao empréstimo será feito semestralmente, nos meses de março e setembro. O principal só começará a ser pago a partir de março de 2016. Do total de recursos disponibilizados pelo Banco Mundial, foram sacados US\$1,6 milhão, que corresponde ao saldo em aberto deste financiamento em 31 de dezembro de 2012.
- (h) **BNDES:** Em relação à Eletrosul, foram celebrados 2 (dois) contratos de financiamento entre a RS Energia – empresa que tem 100% do seu capital social pertencente a Eletrosul – e o BNDES, com o objetivo de financiar a construção e operacionalização de Linhas e Subestações de Transmissão localizadas no estado do Rio Grande do Sul, objeto de concessão através do leilão da Aneel nº 008/2010. O primeiro contrato de financiamento foi assinado em 04 de abril de 2012, no valor de R\$41,898 milhões, a uma taxa de juros média de 1,96% a.a. acrescidos da TJLP, sendo a amortização realizada via Sistema de Amortização Constante - SAC, por um período de 168 meses. O segundo contrato de financiamento foi assinado em 30 de abril de 2012, no valor complementar de R\$9,413 milhões, contando com as mesmas condições de juros e prazo do financiamento acima mencionados. Vale ressaltar que os dois contratos contam com a interveniência e fiança corporativa da Eletrobras
- (i) **Banco do Brasil:** Em outubro de 2012, Furnas celebrou um contrato de financiamento junto ao Banco do Brasil, no valor R\$750,00 milhões, com prazo total de pagamento de 6 (seis) anos, amortizados via *bullet* no último dia do contrato, contando com juros remuneratórios de 107,3% sobre a taxa média dos Certificados de Depósitos Interbancários – CDI. Os recursos contratados serão destinados ao programa de investimento da controlada e contam com o aval corporativo da Eletrobras.
- (j) **Caixa Econômica Federal:** Em 21 de dezembro de 2012, foi celebrado pela Eletrobras contrato de financiamento junto à Caixa Econômica Federal, no valor de R\$3,8 bilhões, cujos recursos serão utilizados para a aquisição de materiais e serviços importados da Usina de Angra 3. O contrato, com garantia da União, possui as seguintes condições: juros

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

de 6,5% ao ano e prazo de 25 anos, contando com cinco anos de carência, a contar da data da sua assinatura.

Títulos Emitidos no Exterior:***Bônus (Notes 2015)***

A Eletrobras realizou uma emissão de bônus no mercado internacional em julho de 2005, no valor de US\$300,0 milhões, tendo a emissão sido estruturada pelo banco Dresdner Kleinwort Wasserstein. As notas têm prazo de 10 anos e pagam juros semestrais à taxa de 7,75% ao ano.

Para mais informações acerca dos bônus emitidos pela Eletrobras no exterior, vide seção 18.5 deste Formulário de Referência.

Bônus (Notes 2019)

A Eletrobras concluiu, em 30 de julho de 2009, uma emissão de bônus no mercado internacional, no valor de US\$1,0 bilhão, tendo a emissão sido estruturada pelo Banco Credit Suisse. Os títulos foram emitidos com prazo de 10 anos, com vencimento em 30 de julho de 2019, com resgate total na data do vencimento e pagam juros semestrais à taxa de 6,875% ao ano.

Para mais informações acerca dos Bônus emitidos pela Eletrobras no exterior, vide seção 18.5 deste Formulário de Referência.

Bônus (Notes 2021)

A Eletrobras concluiu, em 20 de outubro de 2011, uma emissão de bônus no mercado internacional, no valor de US\$1,75 bilhão, tendo sido a emissão estruturada pelos bancos Credit Suisse e Santander. Os títulos foram emitidos com prazo de 10 anos, com vencimento em 27 de outubro de 2021, com resgate total na data do vencimento e pagam juros semestrais à taxa de 5,75% ao ano.

Para mais informações acerca dos Bônus emitidos pela Eletrobras no exterior, vide seção 18.5 deste Formulário de Referência.

Garantias no âmbito dos Leilões da ANEEL

As empresas do Sistema Eletrobras obtiveram sucesso em diversos leilões da ANEEL, realizados em 2010 e, por conseguinte, serão responsáveis pela execução de projetos nas áreas de geração e transmissão, individualmente ou em parcerias nas sociedades de propósito específico – SPE's das quais fazem parte.

Assim sendo, de modo a compor a estrutura de financiamento para referidos projetos, foram negociadas pelas empresas subsidiárias operações de financiamento com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, nos quais a Eletrobras concedeu garantia corporativa, limitada à proporção da participação das subsidiárias no capital do projeto.

O quadro a seguir apresenta as garantias concedidas às empresas e às SPE's em 31 de dezembro de 2012:

Empreendimento	Banco Financiador	Participação da Controladora	Valor do Financiamento (Quota Parte da Controlada)	Saldo Devedor em 31/12/2012	Projeção de Saldo Devedor - Fim do Exercício		
					2013	2014	2015

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

Empreendimento	Banco Financiador	Participação da Controlada	Valor do Financiamento (Quota Parte da Controlada)	Saldo Devedor em 31/12/2012	Projeção de Saldo Devedor - Fim do Exercício		
					2013	2014	2015
Norte Energia	Notas Promissórias	15,00%	R\$150.000.000,00	R\$154.271.302,50	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Norte Energia	Fiel Cumprimento	15,00%	R\$156.915.000,00	R\$156.915.000,00	R\$ 109.840.500,00	R\$ 109.840.500,00	R\$109.840.500,00
Norte Energia	BNDES	15,00%	R\$3.375.000.000,00	R\$470.966.117,76	R\$ 513.353.068,36	R\$ 559.554.844,51	R\$609.914.780,52
ESBR	BNDES	20,00%	R\$1.909.000.000,00	R\$1.665.135.099,66	R\$1.759.219.203,77	R\$1.671.305.307,84	R\$1.653.756.732,54
Cerro Chato I, II e III	Banco do Brasil	100,00%	R\$223.418.700,00	R\$ 210.730.850,00	R\$ 182.964.523,00	R\$155.191.418,00	R\$127.395.930,00
RS Energia	BNDES	100,00%	R\$126.220.600,00	R\$100.522.510,00	R\$90.256.120,00	R\$ 75.984.910,00	R\$68.386.420,00
Artemis Transmissora de Energia	BNDES	100,00%	R\$170.029.000,00	R\$82.337.000,00	R\$ 67.766.000,00	R\$53.486.000,00	R\$ 39.132.000,00
Norte Brasil Transmissora	BNDES	24,50%	R\$257.250.000,00	R\$223.954.226,64	R\$278.945.484,83	R\$ 240.100.000,00	R\$ 222.950.000,00
Porte Velho Transmissora de Energia	BNDES	100,00%	R\$283.410.897,00	R\$304.570.560,00	R\$311.372.290,00	R\$ 297.556.610,00	R\$ 267.800.950,00
UHE Mauá	BNDES	49,00%	R\$89.384.285,90	R\$90.788.812,51	R\$84.681.578,69	R\$ 78.684.137,75	R\$72.654.923,03
UHE Mauá	BNDES/Banco do Brasil	49,00%	R\$89.384.285,90	R\$ 90.865.177,25	R\$ 84.709.383,47	R\$ 78.710.590,82	R\$ 72.678.512,09
UHE Passo de São João	BNDES	100,00%	R\$183.329.950,00	R\$177.880.424,14	R\$164.817.634,03	R\$151.749.646,38	R\$ 138.620.210,03
SC Energia	BNDES/Banco do Brasil	100,00%	R\$50.000.000,00	R\$ 27.686.210,76	R\$ 23.398.659,59	R\$19.104.590,32	R\$ 14.782.854,08
SC Energia	BNDES/BDRE	100,00%	R\$50.000.000,00	R\$ 27.639.149,44	R\$ 23.337.749,68	R\$19.034.135,78	R\$ 14.722.099,33
SC Energia	BNDES	100,00%	R\$103.179.750,69	R\$55.981.874,51	R\$47.268.991,82	R\$ 38.551.838,87	R\$ 29.818.082,76
SC Energia	BNDES	100,00%	R\$67.017.177,00	R\$46.859.708,87	R\$ 41.188.161,78	R\$35.514.257,21	R\$29.825.820,93
UHE São Domingos	BNDES	100,00%	R\$207.000.000,00	R\$222.047.608,92	R\$ 214.552.269,48	R\$ 199.792.937,96	R\$184.993.461,31
RS Energia	BNDES	100,00%	R\$41.898.000,00	R\$ 31.093.590,00	R\$ 39.653.460,00	R\$36.660.750,00	R\$32.994.680,00
RS Energia	BNDES	100,00%	R\$9.413.381,00	R\$ 5.098.880,00	R\$ 9.354.250,00	R\$9.144.200,00	R\$ 8.412.660,00
UHE Passo de São João	BNDES	100,00%	R\$14.750.000,00	R\$ 14.700.874,58	R\$13.621.304,18	R\$12.541.304,24	R\$11.456.225,88
UHE Teles Pires	BNDES LP	24,50%	R\$199.758.300,00	R\$188.154.083,35	R\$ -	R\$ -	R\$ -
UHE Teles Pires	FI-FGTS	24,50%	R\$ 160.680.000,00	R\$168.339.208,85	R\$ -	R\$ -	R\$ -
São Luis II e III	BNDES	100,00%	R\$ 13.652.720,00	R\$ 11.621.065,24	R\$10.645.870,95	R\$ 9.670.676,67	R\$8.695.482,38
Miranda II	BNDES	100,00%	R\$ 47.531.000,00	R\$ 34.877.515,32	R\$31.098.649,99	R\$ 27.319.776,78	R\$23.540.899,06
Ribeiro Gonç./Balsas	BNB	100,00%	R\$70.000.000,00	R\$70.000.000,00	R\$ 68.055.555,56	R\$ 64.166.666,67	R\$60.277.777,78
Lechuga/J. Teixeira	BASA	100,00%	R\$25.719.814,00	R\$1.896.247,72	R\$1.800.692,83	R\$ 1.681.309,88	R\$1.561.926,93
UHE Tucuruí	BNDES	100,00%	R\$ 931.000.000,00	R\$381.521.723,25	R\$279.782.597,05	R\$ 178.043.470,85	R\$76.337.344,65
Norte Brasil Transmissora	BNDES	24,50%	R\$257.250.000,00	R\$223.954.226,64	R\$278.945.484,83	R\$ 240.100.000,00	R\$ 222.950.000,00
Linha Verde Transmissora	BTG Pactual	49,00%	R\$ 147.000.000,00	R\$155.212.799,92	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Manaus Transmissora	BASA	30,00%	R\$75.000.000,00	R\$83.445.062,99	R\$ 91.911.156,45	R\$101.236.195,10	R\$ 108.604.249,01
Manaus Transmissora	BASA	30,00%	R\$45.000.000,00	R\$46.688.667,61	R\$ 49.208.346,06	R\$49.840.294,06	R\$ 48.599.761,85
Manaus Transmissora	BNDES	30,00%	R\$120.000.000,00	R\$130.033.730,31	R\$ 137.776.222,73	R\$ 127.178.051,75	R\$ 116.569.337,62
Estação Transmissora de Energia	BNDES	100,00%	R\$505.477.000,00	R\$ 523.255.071,89	R\$506.920.648,56	R\$472.746.222,82	R\$438.571.797,07
Estação Transmissora de Energia	BASA	100,00%	R\$ 221.789.000,00	R\$ 222.599.144,05	R\$232.868.357,45	R\$219.624.647,71	R\$ 206.380.938,70

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

Empreendimento	Banco Financiador	Participação da Controladora	Valor do Financiamento (Quota Parte da Controlada)	Saldo Devedor em 31/12/2012	Projeção de Saldo Devedor - Fim do Exercício		
					2013	2014	2015
Estação Transmissora de Energia	BASA	100,00%	R\$ 221.789.000,00	R\$70.890.480,62	R\$ 227.133.411,92	R\$230.621.483,21	R\$233.308.436,01
Rio Branco Transmissora	BNDES	100,00%	R\$ 138.000.000,00	R\$ 144.530.538,53	R\$ 138.907.283,32	R\$128.423.714,77	R\$117.940.146,22
Transmissora Matogrossense Energia	BASA	49,00%	R\$39.200.000,00	R\$ 39.817.295,03	R\$39.818.999,53	R\$ 36.515.235,40	R\$32.923.572,88
Transmissora Matogrossense Energia	BNDES	49,00%	R\$42.777.000,00	R\$41.133.709,92	R\$38.077.054,21	R\$35.018.916,95	R\$31.951.566,56
Norte Energia	Notas Promissórias	19,98%	R\$ 199.800.000,00	R\$205.489.374,93	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Norte Energia	BNDES LP	19,98%	R\$4.495.500.000,00	R\$627.326.868,86	R\$683.786.287,06	R\$745.327.052,89	R\$812.406.487,65
Rei dos Ventos 1 Eolo	Votorantin	24,50%	R\$30.851.135,00	R\$26.328.720,94	R\$ 32.952.077,90	R\$30.892.573,03	R\$ 28.961.787,22
Brasventos Miassaba 3	Votorantin	24,50%	R\$ 32.532.815,00	R\$ 27.716.186,13	R\$34.697.813,30	R\$ 32.529.199,97	R\$ 30.496.124,97
Rei dos Ventos 3	Votorantin	24,50%	R\$ 30.984.415,00	R\$26.448.114,40	R\$33.150.412,71	R\$31.078.511,91	R\$29.136.104,92
Angra III	BNDES	100,00%	R\$6.146.256.000,00	R\$1.349.673.584,84	R\$5.250.360.041,84	R\$6.444.449.810,39	R\$7.378.916.049,70
ESBR	BNDES	20,00%	R\$1.909.000.000,00	R\$1.665.135.099,66	R\$.759.219.203,77	R\$1.671.305.307,84	R\$1.653.756.732,54
Manaus Transmissora	BASA	19,50%	R\$48.750.000,00	R\$54.239.290,95	R\$59.742.251,69	R\$65.803.526,82	R\$ 70.592.761,85
Manaus Transmissora	BASA	19,50%	R\$29.250.000,00	R\$30.347.633,95	R\$31.985.424,94	R\$ 32.396.191,14	R\$ 31.589.845,20
Manaus Transmissora	BNDES	19,50%	R\$78.000.000,00	R\$ 84.521.924,70	R\$ 89.554.544,78	R\$82.665.733,64	R\$75.770.069,45
Norte Energia	Notas Promissórias	15,00%	R\$ 150.000.000,00	R\$154.271.302,50	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Norte Energia	BNDES	15,00%	R\$3.375.000.000,00	R\$470.966.117,76	R\$ 513.353.068,36	R\$ 559.554.844,51	R\$609.914.780,52
IE Madeira	BNDES LP	24,50%	R\$ 377.534.919,30	R\$ 377.534.919,30	R\$ 377.534.919,30	R\$454.031.178,25	R\$ 423.970.839,40
IE Madeira	DEBÊNTURES - ITAÚ	24,50%	R\$ 105.350.000,00	R\$ 14.983.466,05	R\$ -	R\$ -	R\$ -
IE Madeira	BRADESCO - HEDGE	24,50%	R\$3.901.453,50	R\$3.901.453,50	R\$3.901.453,50	R\$ -	R\$ -
IE Madeira	HSBC - HEDGE	24,50%	R\$4.001.266,50	R\$4.001.266,50	R\$4.001.266,50	R\$ -	R\$ -
IE Madeira	Itaú BBA - NP	24,50%	R\$ 71.050.000,00	R\$ 71.973.464,32	R\$ -	R\$ -	R\$ -
IE Madeira	BASA FNO	24,50%	R\$ 65.415.000,00	R\$50.363.373,39	R\$ 50.363.373,39	R\$69.190.300,21	R\$ 72.622.515,06
Eólica Pedra Branca	Banco Itaú BBA S/A	49,00%	R\$33.026.000,00	R\$ 31.874.729,85	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Eólica São Pedro do Lago	Banco Itaú BBA S/A	49,00%	R\$36.603.000,00	R\$31.699.519,48	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Eólica Sete Gameleiras	Banco Itaú BBA S/A	49,00%	R\$ 27.881.000,00	R\$27.974.838,53	R\$ -	R\$ -	R\$ -
TDG	BNB	49,90%	R\$29.940.000,00	R\$38.095.126,19	R\$39.292.726,19	R\$ -	R\$ -
TDG	BNB	49,90%	R\$34.930.000,00	R\$29.364.049,40	R\$ 31.044.661,96	R\$33.993.904,84	R\$37.223.325,80
UHE Batalha	BNDES	100,00%	R\$224.000.000,00	R\$ 166.829.153,13	R\$154.001.401,18	R\$141.198.133,29	R\$ 128.361.939,35
UHE Simplício	BNDES	100,00%	R\$1.034.410.400,00	R\$ 797.138.254,39	R\$738.456.294,47	R\$679.897.205,46	R\$ 621.201.043,84
UHE Baguari	BNDES	15,00%	R\$ 60.153.395,00	R\$ 51.161.894,50	R\$47.294.819,55	R\$43.435.538,35	R\$ 39.567.189,22
UHE Santo Antônio	BNDES	39,00%	R\$2.392.717.236,00	R\$ 3.220.161.081,35	R\$3.244.918.811,57	R\$3.270.508.148,33	R\$3.172.367.808,14
UHE Santo Antônio	BASA	39,00%	R\$196.333.985,39	R\$ 307.728.279,13	R\$ 234.198.695,64	R\$244.057.489,55	R\$243.841.300,69
UHE Foz do chapecó	BNDES	40,00%	R\$657.270.960,00	R\$ 770.441.372,74	R\$718.364.150,52	R\$666.264.227,46	R\$ 614.008.209,61
Centroeste de Minas	BNDES	49,00%	R\$ 13.826.743,56	R\$ 12.194.419,79	R\$ 10.538.575,31	R\$9.221.253,40	R\$ -
Serra do Facão	BNDES	49,47%	R\$257.356.745,29	R\$274.864.498,25	R\$268.949.733,60	R\$250.294.260,75	R\$231.638.787,90

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

Empreendimento	Banco Financiador	Participação da Controladora	Valor do Financiamento (Quota Parte da Controlada)	Saldo Devedor em 31/12/2012	Projeção de Saldo Devedor - Fim do Exercício		
					2013	2014	2015
Goiás Transmissão	BNDES	49,00%	R\$97.020.000,00	R\$ 97.607.671,49	R\$ 98.185.413,63	R\$94.592.693,78	R\$90.999.973,94
MGE	BNDES	49,00%	R\$58.359.000,00	R\$56.684.670,00	R\$ 53.302.689,58	R\$49.228.598,66	R\$ 45.154.507,73
Transenergia São Paulo	BNDES	49,00%	R\$ 18.963.000,00	R\$19.538.170,22	R\$18.736.888,53	R\$ 17.935.608,39	R\$17.134.328,24
Transenergia Renovável	BES	49,00%	R\$ 77.910.000,00	R\$75.054.543,67	R\$ 73.770.990,25	R\$ 68.391.947,40	R\$ 63.012.904,55
Rei dos Ventos 1 Eolo	Votorantim	24,50%	R\$30.851.135,00	R\$26.328.720,94	R\$ 32.952.077,90	R\$30.892.573,03	R\$ 28.961.787,22
UEE Miassaba 3	Votorantim	24,50%	R\$ 32.532.815,00	R\$ 27.716.186,13	R\$34.697.813,30	R\$ 32.529.199,97	R\$ 30.496.124,97
UEE Rei dos Ventos 3	Votorantim	24,50%	R\$ 30.984.415,00	R\$26.448.114,40	R\$33.150.412,71	R\$31.078.511,91	R\$29.136.104,92
IE Madeira	BNDES LP	24,50%	R\$377.534.919,30	R\$ 377.534.919,30	R\$ 377.534.919,30	R\$454.031.178,25	R\$ 423.970.839,40
IE Madeira	DEBÊNTURES - ITAÚ	24,50%	R\$105.350.000,00	R\$ 14.983.466,05	R\$ -	R\$ -	R\$ -
IE Madeira	BRADESCO - HEDGE	24,50%	R\$3.901.453,50	R\$3.901.453,50	R\$3.901.453,50	R\$ -	R\$ -
IE Madeira	HSBC - HEDGE	24,50%	R\$4.001.266,50	R\$4.001.266,50	R\$4.001.266,50	R\$ -	R\$ -
IE Madeira	Itaú BBA - NP	24,50%	R\$ 71.050.000,00	R\$ 71.973.464,32	R\$ -	R\$ -	R\$ -
IE Madeira	BASA FNO	24,50%	R\$ 65.415.000,00	R\$50.363.373,39	R\$ 50.363.373,39	R\$69.190.300,21	R\$ 72.622.515,06
UHE Teles Pires	BNDES LP	24,50%	R\$ 199.758.300,00	R\$188.154.083,35	R\$ -	R\$ -	R\$ -
UHE Teles Pires	FI-FGTS	24,50%	R\$ 160.680.000,00	R\$ 168.339.208,85	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Total			R\$34.304.162.635,33	R\$18.911.394.240,29	R\$21.385.510.271,74	R\$22.170.659.645,94	R\$22.546.182.868,27

Empréstimo Compulsório:

O Empréstimo Compulsório sobre o consumo de energia elétrica, instituído pela Lei nº 4.156/1962 com o objetivo de gerar recursos destinados à expansão do setor elétrico brasileiro, foi extinto pela Lei n. 7.181, de 20 de dezembro de 1983, que fixou a data de 31 de dezembro de 1993 como o prazo final de sua arrecadação.

Na primeira fase do Empréstimo Compulsório, encerrada com o advento do Decreto-Lei nº 1.512/1976, a cobrança do tributo alcançou diversas classes de consumidores de energia, e os créditos dos contribuintes foram representados por obrigações ao portador emitidas pela Eletrobras.

No segundo momento, iniciado com as disposições contidas no referido Decreto-Lei, o Empréstimo Compulsório passou a ser cobrado exclusivamente de indústrias com consumo mensal de energia superior a 2.000 kwh, e os créditos dos contribuintes deixaram de ser representados por títulos, passando a ser simplesmente escriturados pela Eletrobras.

No exercício de 2010, dando continuidade à política de atendimento aos acionistas oriundos da capitalização dos créditos do empréstimo compulsório, a Eletrobras disponibilizou, no sistema escritural do Banco Bradesco S.A., o montante de 976.439 ações preferenciais da classe "B", que eram avaliadas, em dezembro de 2010, ao valor de mercado de R\$26.129.507,64. Posteriormente, disponibilizou às empresas concessionárias distribuidoras de energia elétrica, para repasse aos consumidores industriais, o montante de R\$4.454.640,58, referente aos juros da correção dos créditos do Empréstimo Compulsório.

O saldo do Empréstimo Compulsório remanescente, após a 4ª conversão em ações, ocorrida em 30 de abril de 2008, relativa aos créditos constituídos de 1988 a 2004, estão registrados nos passivos circulante e não-circulante da Eletrobras, vencíveis a partir de 2008, e remunerados à taxa de 6% ao ano, acrescidos de atualização monetária com base na variação do IPCA-E, e

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

correspondiam, em 31 de dezembro de 2012, a R\$334,2 milhões, (R\$227,2 milhões e R\$157,6 milhões em 31 de dezembro de 2011 e 2010, respectivamente), dos quais R\$291,0 milhões no não circulante (R\$211,6 milhões e R\$141,4 milhões, respectivamente, em 31 de dezembro de 2011 e 2010).

Desta forma, o passivo relativo ao Empréstimo Compulsório refere-se aos créditos residuais, constituídos de 1988 a 1994, dos consumidores industriais com consumo superior a 2.000 kW/h, referentes à segunda fase desse Empréstimo Compulsório, bem como aos juros não reclamados relativos a esses créditos, conforme demonstrado abaixo:

<i>(Em milhares de R\$)</i>		Controladora		
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2010	
CIRCULANTE				
Juros a Pagar	12.298	15.620	16.191	
NÃO CIRCULANTE				
Créditos Arrecadados	321.894	211.554	141.425	
TOTAL	334.192	227.174	157.616	

Obrigações ao Portador emitidas pela Eletrobras:

As Obrigações ao Portador, emitidas pela Eletrobras em decorrência do Empréstimo Compulsório, não constituem valores mobiliários, não são negociáveis em Bolsa de Valores, não têm cotação e são inexigíveis.

A emissão desses títulos decorreu de uma imposição legal e não de uma decisão empresarial da Eletrobras. Do mesmo modo, sua tomada pelos obrigacionistas não emanou de um ato de vontade, mas de um dever legal, por força da Lei n. 4.156/1962. A esses títulos, portanto, não se aplicam os dispositivos da Lei n. 6.404/1976 nem da Lei n. 6.385/1976.

A Comissão de Valores Mobiliários, em decisão de seu Colegiado proferida no processo administrativo CVM RJ 2005/7230, movido por detentores das mencionadas obrigações, afirmou textualmente que "as obrigações emitidas pela Eletrobras em decorrência da Lei n. 4.156/1962 não podem ser consideradas como valores mobiliários".

Entendeu ainda a CVM que não há qualquer irregularidade nos procedimentos adotados pela Eletrobras em suas demonstrações contábeis no que se refere às citadas obrigações, tampouco na divulgação quanto à existência de ações judiciais pleiteando o resgate desses títulos.

Além disso, a inexigibilidade dessas Obrigações ao Portador foi reforçada por decisões do Superior Tribunal de Justiça, que corroboram o entendimento de que esses títulos estão prescritos e que não podem ser utilizados para garantir execuções fiscais.

Reserva Global de Reversão:

A Reserva Global de Reversão, ou RGR, é um fundo criado pelo Governo Federal para cobertura de gastos com indenizações de reversões de concessões do serviço público de energia elétrica. Os recursos, enquanto não utilizados para os fins a que se destinam, são aplicados na concessão de financiamentos destinados à expansão do setor elétrico brasileiro, melhoria do serviço e na realização dos programas do Governo Federal.

A contribuição para a formação da RGR é de responsabilidade das empresas concessionárias do serviço público de energia elétrica, mediante uma quota denominada reversão e encampação de serviços de energia elétrica, de até 2,5% do valor dos investimentos dos concessionários e permissionários, limitado a 3% de sua receita anual. O valor da quota é computado como componente do custo do serviço daquelas entidades.

As concessionárias recolhem suas quotas anuais de RGR em duodécimos, em conta bancária

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

vinculada, administrada pela Eletrobras, que movimenta a conta nos limites previstos na Lei n. 5.655/1971 e alterações posteriores, tais movimentações não sendo refletidas nas demonstrações contábeis da Eletrobras, posto que a RGR é uma entidade autônoma em relação à Eletrobras.

Contudo, a Eletrobras toma recursos junto à RGR para aplicação em projetos específicos de investimento, por ela financiados, em especial:

- (i) expansão dos serviços de distribuição de energia elétrica;
- (ii) incentivo às fontes alternativas de energia elétrica;
- (iii) estudos de inventário e viabilidade de aproveitamento de potenciais hidráulicos;
- (iv) implantação de centrais geradoras de potência até 5.000 kW, destinadas exclusivamente ao serviço público em comunidades populacionais atendidas por sistema elétrico isolado;
- (v) iluminação pública eficiente;
- (vi) conservação de energia elétrica através da melhoria da qualidade de produtos e serviços; e
- (vii) universalização de acesso à energia elétrica.

A Eletrobras remunera os recursos sacados da RGR com juros de 5% ao ano. Em 31 de dezembro de 2012, o saldo dos recursos sacados junto ao fundo, utilizados em diversos investimentos totalizava R\$8,9 bilhões (R\$8,9 bilhões em 31 de dezembro de 2011 e R\$8,2 bilhões em 31 de dezembro de 2010).

(ii) Outras relações de longo prazo com instituições financeiras

A Eletrobras concluiu, em 24 de fevereiro de 2011, a contratação de um empréstimo junto ao Banco Mundial – BIRD, no valor de até US\$ 495 milhões, com aval da União. Os recursos serão destinados ao “Programa de Investimentos nas Empresas de Distribuição da Eletrobras – Projeto Energia +”, com o objetivo de melhorar a eficiência e a redução de perdas no processo de distribuição de energia.

Em 27 de outubro de 2011 a Eletrobras finalizou uma operação de lançamento de bônus no mercado internacional, no valor de US\$ 1,75 bilhão, tendo os Bancos Santander e Credit Suisse como estruturadores globais da operação. Os títulos foram emitidos com prazo de 10 anos, com vencimento em 27 de outubro de 2021, com resgate total na data do vencimento e com cupom de juros semestrais à taxa de 5,75% ao ano. Não houve desconto na emissão, o que permitiu a obtenção de um *yield* (retorno ao investidor), a uma taxa equivalente ao cupom de 5,75% ao ano. Os recursos obtidos nessa emissão irão compor o Fundo de Financiamento às Controladas – FFC. Este Fundo foi criado em 2007, a fim de prover os recursos necessários ao financiamento do programa de investimentos do Sistema Eletrobras. As empresas controladas estão participando de leilões de geração e transmissão, muitas vezes em parcerias com agentes privados, quando são constituídas Sociedades de Propósito Específico – SPEs, responsáveis pelo desenvolvimento dos projetos. Para maiores informações sobre esta emissão, vide item 18.5 deste Formulário de Referência.

Durante o ano de 2012 foram desenvolvidas atividades relacionadas à contratação de operações de crédito. Em 01 de novembro de 2012, houve a assinatura da segunda tranche do contrato de financiamento celebrado junto KfW, no valor de €45,9 milhões, com garantia da União, contando com 5 anos de carência e com um prazo total de 30 anos. A taxa média de juros praticada nesse financiamento é de 2,93% a.a. Os recursos serão destinados ao Projeto do Complexo de São Bernardo, pertencente à controlada Eletrosul, que visa a implantação de 4 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's), no Estado de Santa Catarina.

(iii) Grau de subordinação entre as dívidas

As dívidas da Eletrobras são garantidas pela União ou não possuem qualquer garantia. As garantias das subsidiárias da Eletrobras são prestadas em sua grande parte pela própria

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

Eletrobras. Não há subordinação entre as dívidas existentes, todas apresentando o mesmo nível de prioridade. Considerando a totalidade do passivo circulante e não circulante da Companhia, o montante de R\$104.914 milhões correspondia a obrigações de natureza quirografária em 31 de dezembro de 2012 (comparado a R\$86.879 milhões em 31 de dezembro de 2011 e R\$38.327 milhões em 31 de dezembro de 2010).

(iv) Restrições Contratuais

Os contratos de empréstimos e financiamentos realizados pela Eletrobras foram efetuados de acordo com as práticas adotadas no mercado internacional para operações desse gênero. As obrigações assumidas (*covenants*) são aquelas usualmente contidas nos contratos com empresas do mesmo tipo de risco de crédito, classificadas com o *rating* grau de investimento.

Nos contratos tipo "A/B loan", de empréstimo sindicalizado entre a CAF e bancos comerciais, a Eletrobras está sujeita a cláusulas usualmente praticadas no mercado, dentre as quais mencionamos: existência de garantias corporativas, requisitos para alteração de controle societário, conformidade às licenças e autorizações necessárias e limitação à venda significativa de ativos.

Não há, no passivo da Eletrobras, contratos que contém cláusulas exigindo a observância de índices financeiros mínimos ou máximos pela Eletrobras.

g) limites de utilização dos financiamentos já contratados

Os financiamentos contratados pela Eletrobras visam compor o *funding* para os investimentos da companhia nos segmentos de negócios de geração, transmissão e distribuição de energia. A Companhia não tem margem de endividamento estabelecida. Com relação à operação de empréstimo assinada em 24 de fevereiro de 2011 junto ao Banco Mundial – BIRD, no valor de até US\$495 milhões, com aval da União, os recursos serão destinados ao "Projeto Energia +", para melhoria operacional e comercial das empresas de distribuição da Eletrobras, sendo que, até 31 de dezembro de 2012, foram efetuados desembolsos de US\$1,6 milhão no âmbito desse contrato de financiamento.

h) alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

Demonstrações Contábeis

As demonstrações contábeis da Eletrobras foram elaboradas e são apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, de acordo com a Legislação Societária Brasileira, em consonância com as disposições da Lei das Sociedades por Ações – Lei n. 6.404/1976 e alterações posteriores, observados os Pronunciamentos emanados pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC, resoluções do Conselho Federal de Contabilidade – CFC, bem como a regulamentação da Comissão de Valores Mobiliários – CVM e da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

As demonstrações contábeis consolidadas da Eletrobras estão apresentadas em milhares de reais, exceto quando expressamente indicado de outra forma, e estão alinhadas com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro ("*IFRS(s)*").

As Demonstrações Contábeis da Eletrobras compreendem:

- As Demonstrações Contábeis consolidadas, preparadas de acordo com as IFRSs emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB e as práticas contábeis adotadas no Brasil, identificadas como Consolidado - IFRS e BR GAAP; e
- As Demonstrações Contábeis individuais da controladora preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, identificadas como Controladora - BR GAAP.

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

As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira bem como os Pronunciamentos, as Orientações e as Interpretações emitidas pelo CPC e aprovados pela CVM e pelo CFC.

Os demais efeitos da adoção das IFRSs e dos novos pronunciamentos emitidos pelo CPC podem ser consultados no item 10.4 deste Formulário de Referência.

A partir de 2011, a Eletrobras adotou certas mudanças na apresentação de suas demonstrações financeiras de modo a tornar as demonstrações financeiras de cada empresa do grupo mais consistentes entre si. Desse modo, a Eletrobras adicionou e excluiu determinadas rubricas em seu balanço patrimonial, demonstrações de resultados e demonstração de fluxo de caixa para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2011 e 2010. Em consequência dessa mudança na apresentação, um montante correspondente a R\$236 milhões, que estava classificado como um ativo não circulante, agora é apresentado como ativo circulante. No que tange à demonstração dos resultados, para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2010, os montantes referentes à Conta de Consumo de Combustível (CCC) foram apresentados como "outra despesa operacional", e agora são apresentados como "outras receitas operacionais", o que resultou em um aumento de R\$82 milhões nas receitas operacionais. Na demonstração de fluxo de caixa da Eletrobras para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2010, os dividendos recebidos foram inicialmente classificados como atividades de investimento e, tendo em vista que a Eletrobras é uma empresa *holding*, agora são apresentados em atividades operacionais, o que resultou em uma redução de R\$601 milhões nas atividades de investimento em 2010, conforme permitido pelo parágrafo 14 do IAS 7. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2011, realizamos reclassificações no montante de R\$843 milhões relacionadas a provisões em perdas de investimentos (ativos) e provisões para passivos operacionais.

Efeitos da Lei n.º 12.783/2013

Em 2012, o Governo Federal promulgou a medida provisória n.º 579/2012, convertida na Lei n.º 12.783/2013, que alterou significativamente o setor elétrico brasileiro. A lei permitiu aos detentores de concessões para operar ativos de geração e transmissão de energia, cujo término estava previsto para o período entre 2015 e 2017, renovar tais concessões por um período máximo de 30 anos a contar de 1º de janeiro de 2013, mas sujeitos a níveis tarifários significativamente menores. Conforme opção outorgada pela lei, a Eletrobras e outras concessionárias poderiam se sujeitar a processos competitivos para renovar suas concessões de geração e transmissão. A Lei n.º 12.783 afetou, também, as concessões de distribuição, pela redução de tarifas, mas ainda não afetou a renovação de tais concessões. A Eletrobras manifestou seu interesse em renovar suas concessões de distribuição de acordo com os níveis tarifários reduzidos, mas a regulamentação ainda não foi promulgada.

Nos termos da Lei n.º 12.783/2013, o Governo Federal concordou em indenizar a Eletrobras e outras concessionárias de energia elétrica pela parte do valor dos investimentos não amortizados realizados durante o prazo de concessão. Algumas indenizações já foram acordadas e pagas, enquanto outras foram estimadas para fins da elaboração das demonstrações financeiras do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012, com base em informações disponíveis. Determinadas indenizações serão pagas às concessionárias em prestações ao longo de vários anos, entretanto o valor integral dessas indenizações foi registrado nas referidas demonstrações financeiras. Consequentemente, a Eletrobras reconheceu uma perda de R\$10,09 bilhões em suas demonstrações financeiras de 2012, com base nos impactos da renovação de suas concessões nos termos da Lei n.º 12.783/2013. Embora tenha sido uma perda não recorrente, a Eletrobras estima que, no futuro, as receitas decorrentes das concessões renovadas serão significativamente menores, e a Companhia poderá incorrer em prejuízos no exercício social de 2013 e seguintes.

Os acionistas da Eletrobras aprovaram a renovação das concessões nos termos da nova lei apesar da perda não recorrente de R\$10,09 bilhões e do impacto negativo significativo esperado nas receitas derivadas de tais concessões nos exercícios subsequentes.

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

A Eletrobras era parte de vários contratos de compra e venda de energia relativos às concessões cujo prazo de término se daria entre os anos de 2015 e 2017. Mediante a promulgação da Lei n.º 12.783/2013, diversos desses contratos se tornaram onerosos para a Eletrobras, tendo em vista que foram celebrados com base nos antigos níveis tarifários. A Eletrobras estimava que tais contratos, com base nos antigos níveis tarifários, seriam lucrativos. Entretanto, com base nas novas tarifas reduzidas, os contratos resultarão em perdas adicionais para a Eletrobras.

Demonstrações de Resultado

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2011 comparado ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012

Centrais Elétricas Brasileiras SA – Eletrobras Demonstração de Resultado - IFRS e BR GAAP					
(Em milhares de Reais)					
	Exercício Social findo em 31 de dezembro de				
	2012	AV%	2011	AV%	2012 x 2011
RECEITAS OPERACIONAIS					
A) GERAÇÃO					
Suprimento / Fornecimento	21.547.527	63,26%	18.426.812	63,08%	16,94%
Repasse Itaipu	414.178	1,22%	836.488	2,86%	-50,49%
B) TRANSMISSÃO					
Receita de construção	3.681.603	10,81%	3.603.492	12,34%	2,17%
Receita de operação e manutenção	2.562.155	7,52%	1.978.618	6,77%	29,49%
Atualização de Taxas de retorno - Transmissão	3.148.842	9,24%	2.774.166	9,50%	13,51%
C) DISTRIBUIÇÃO					
Fornecimento	6.142.586	18,03%	4.712.716	16,13%	30,34%
Receita de construção	1.345.519	3,95%	729.064	2,50%	84,55%
D) Outras receitas	696.451	2,04%	865.877	2,96%	-19,57%
TOTAL:	39.538.861	116,07%	33.927.233	116,14%	16,54%
DEDUÇÕES A RECEITA OPERACIONAL					
–Encargos Setoriais	1.797.922	5,28%	1.712.669	5,86%	4,98%
ICMS	1.361.535	4,00%	1.086.209	3,72%	25,35%
PASEP e COFINS	2.290.415	6,72%	1.901.838	6,51%	20,43%
Outras Deduções	24.511	0,07%	15.031	0,05%	63,07%
	5.474.383	16,07%	4.715.747	16,14%	16,09%
Receita Operacional Líquida	34.064.477	100,00%	29.211.486	100,00%	16,61%
DESPESAS OPERACIONAIS					
Pessoal, Material e Serviços	8.439.302	24,77%	7.670.716	26,26%	10,02%
Energia comprada para revenda	4.573.673	13,43%	3.386.289	11,59%	35,06%
Combustível para produção de energia elétrica	708.711	2,08%	162.673	0,56%	335,67%

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

Uso da rede elétrica	1.763.953	5,18%	1.420.934	4,86%	24,14%
Remuneração e ressarcimento	1.651.724	4,85%	1.328.994	4,55%	24,28%
Depreciação e amortização	1.775.214	5,21%	1.723.885	5,90%	2,98%
Construção	5.027.122	14,76%	4.279.608	14,65%	17,47%
Provisões operacionais	5.326.991	15,64%	2.848.749	9,75%	86,99%
Resultado a compensar de Itaipu	491.859	1,44%	655.290	2,24%	-24,94%
Doações e contribuições	380.101	1,12%	289.964	0,99%	31,09%
Outras	2.257.666	6,63%	1.622.800	5,56%	39,12%
	32.396.316	95,10%	25.389.902	86,92%	27,60%
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	1.668.161	4,90%	4.142.842	13,08%	-56,35%
RESULTADO FINANCEIRO					
Receitas Financeiras					
Receitas de juros, comissões e taxas	767.534	2,25%	757.450	2,59%	1,33%
Receita de aplicações financeiras	1.731.870	5,08%	1.664.517	5,70%	4,05%
Acréscimo moratório sobre a energia elétrica	230.597	0,68%	359.208	1,23%	-35,80%
Atualizações monetárias	858.049	2,52%	652.949	2,24%	31,41%
Variações cambiais ativas	421.013	1,24%	669.731	2,29%	-37,14%
Remuneração das Indenizações - Lei 12.783/13	326.379	0,96%	-	n/a	n/a
Outras receitas financeiras	-	-	-	-	n/a
Despesas Financeiras					
Encargos de dívidas	(2.333.643)	-6,85%	(1.708.670)	-5,85%	36,58%
Encargos de arrendamento mercantil	(412.152)	-1,21%	(350.861)	-1,20%	17,47%
Encargos sobre recursos de acionistas	(572.322)	-1,68%	(1.178.989)	-4,04%	-51,46%
Variações cambiais passivas	-	-	-	-	n/a
Outras despesas financeiras	<u>(384.816)</u>	<u>-1,13%</u>	<u>(789.353)</u>	<u>-2,70%</u>	<u>-51,25%</u>
	632.509	1,86%	234.453	0,80%	169,78%
RESULTADO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	<u>2.300.670</u>	<u>6,75%</u>	<u>4.056.037</u>	<u>13,89%</u>	<u>-43,28%</u>
RESULTADO DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	468.584	1,38%	482.785	1,65%	-2,94%
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DA LEI 12.783/2013	2.769.254	8,13%	4.538.822	15,54%	-38,99%
Efeitos - Lei 12.783/2013	(10.085.380)	-29,61%	-		n/a
RESULTADO OPERACIONAL APÓS DA LEI 12.783/2013	<u>(7.316.126)</u>	<u>-21,48%</u>	<u>4.538.822</u>	<u>15,54%</u>	<u>-261,19%</u>
Imposto de renda	244.688	0,72%	(474.994)	-1,63%	-151,51%
Contribuição social sobre o lucro líquido	<u>145.786</u>	<u>0,43%</u>	<u>(301.809)</u>	<u>-1,03%</u>	<u>-148,30%</u>
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	<u>(6.925.652)</u>	<u>-20,33%</u>	<u>3.762.019</u>	<u>12,88%</u>	<u>-284,09%</u>

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

PARCELA ATRIBUÍDA AOS CONTROLADORES	(6.878.915)	-20,19%	3.732.565	12,78%	-284,29%
PARCELA ATRIBUÍDA AOS NÃO CONTROLADORES	(46.737)	-0,14%	29.454	0,10%	-258,68%

Comparação dos resultados dos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2012 e 31 de dezembro de 2011:

A tabela a seguir contém as receitas e despesas operacionais da Eletrobras (como percentual da receita operacional líquida):

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de	
	2012	2011
Receitas		
Venda de energia elétrica:		
Distribuição	15,8%	18,4%
Geração	70,6%	65,2%
Transmissão	27,6%	28,3%
Outras receitas operacionais	2,0%	4,1%
Tributos sobre receitas	(10,70)%	(10,2)%
Encargos setoriais	(5,3)%	(5,8)%
Receita operacional líquida	100,0%	100,0%
Despesas		
Despesas operacionais	(95,1)%	(86,0)%
Resultado financeiro	1,9%	0,8%
Resultado de participações societárias	1,4%	1,6%
Resultado operacional antes do imposto de renda e contribuição social	(21,5)%	16,5%
Tributos sobre a renda	(1,1)%	(3,7)%
Participações minoritárias	(0,1)%	(0,1)%
Lucro líquido	(20,3)%	12,6%

Demonstrações de Resultado Consolidadas

Este tópico apresenta uma visão geral dos resultados consolidados da Eletrobras, que são discutidos em relação a cada segmento abaixo:

Receita Operacional Líquida

A receita líquida operacional em 2012 aumentou R\$4.853 milhões, ou 16,6%, para R\$34.064 milhões, comparado a R\$29.211 milhões em 2011, tendo sido o aumento causado por:

- Um aumento de R\$695 milhões, ou 16,0%, nas receitas de construção, que aumentaram de R\$4.332 milhões em 2011 para R\$5.027 milhões em 2012, principalmente em razão do aumento dos investimentos nos ativos de concessão, incluindo investimentos na expansão da rede de transmissão e no contínuo investimento em infraestrutura de distribuição. Essas receitas foram compensadas pelos respectivos custos de construção.
- Um aumento de R\$1.591 milhões, ou 8,3%, nas receitas de geração, que passaram de R\$20.684 milhões em 2011 para R\$21.073 milhões em 2012, devido a (i) um aumento de 13,3% no volume de energia vendida, que passou de R\$20.608 milhões em 2011 para R\$23.357 milhões em 2012; (ii) um aumento do volume de energia vendida, de 268 MWh em 2011 para 269 MWh em 2012; (iii) um aumento na venda de energia por Itaipu e a valorização do dólar face o real em 2012, e (iv) um montante de reembolso de R\$581 milhões em 2012 relacionado às tarifas cobradas da Eletrobras Eletronuclear.
- Um aumento de R\$910 milhões, ou 11,7%, nas receitas de transmissão, que

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

totalizaram R\$7.779 milhões em 2011, em comparação a R\$8.689 milhões em 2012, principalmente em razão de um ajuste no cálculo das tarifas de transmissão de modo a refletir, de forma adequada, a taxa de retorno contratual para o ativo financeiro, que resultou em um aumento de R\$384 milhões nas receitas. Adicionalmente, as receitas de operação e manutenção apresentaram aumento, passando de R\$1.979 milhões em 2011 para R\$2.562 milhões em 2012.

- Um aumento de R\$2.060 milhões, ou 83,5%, nas receitas do segmento de distribuição, que passaram de R\$2.467 milhões em 2011 para R\$4.527 milhões em 2012, em razão de (i) um aumento de 120,7% no fornecimento de energia, cujo montante passou de R\$1.954 milhões em 2011 para R\$4.312 milhões em 2012; (ii) um aumento no volume de energia vendida, de 13,6MWh em 2011 para 15,2MWh em 2012, devido, em parte, a maior volume de venda de energia na região Norte do país, e (iii) um aumento de 160.000 consumidores de distribuição.

Despesas Operacionais

As despesas operacionais apresentaram aumento, em 2012, de R\$7.006 milhões, ou 27,6%, atingindo R\$32.396 milhões em 2012, em comparação a R\$25.390 milhões em 2011. As principais razões que levaram ao aumento das despesas operacionais foram:

- Um aumento de 35,1% na energia comprada para revenda, que passou de R\$3.386 milhões em 2011 para R\$4.574 milhões em 2012, principalmente em razão de (i) um aumento no custo da energia comprada no mercado *spot*, e (ii) um grande volume de energia comprada e penalidades relacionadas à usina termelétrica Candiota III (fase C);
- Um aumento de R\$748 milhões, ou 17,5%, em custos de construção, que passaram de R\$4.280 milhões em 2011 para R\$5.027 milhões em 2012, principalmente em razão do aumento dos investimentos relacionados à infraestrutura de distribuição, tais como na expansão da rede de distribuição;
- Um aumento de R\$768 milhões, ou 10,0%, nas despesas com pessoal, que passaram de R\$7.671 milhões em 2011 para R\$8.439 milhões em 2012, principalmente devido a aumento no valor do bônus anual aos empregados;
- Um aumento de 335,7% em custos de combustível para produção de energia. Em 2012, esses custos totalizaram R\$709 milhões, em comparação a R\$163 milhões em 2011. A diferença foi causada pelo aumento da produção de gás em razão da necessidade de complementar a energia de fonte hidrelétrica com energia termelétrica, em parte por conta de atrasos na entrada em operação da usina de Candiota III (fase C);
- Um aumento de R\$2.478 milhões, ou 87,0%, nas provisões operacionais, que totalizaram R\$5.237 milhões em 2012 em comparação a R\$2.849 milhões em 2011, em razão (i) prestação de garantia para a compra da usina de Jirau pela Eletrobras, no montante de R\$1,6 bilhão, e (ii) o reconhecimento de uma provisão atuarial de R\$0,8 bilhão.
- Um aumento de R\$323 milhões, ou 24,3%, em remuneração e ressarcimento, que passou para R\$1.652 milhões em 2012 em comparação a R\$1.329 milhões em 2011, principalmente em razão de aumentos nos *royalties* devidos em consequência da entrada em operação de novas usinas hidrelétricas, incluindo as usinas de São Antônio, Passo São João e Mauá;
- Um aumento de R\$343 milhões, ou 24,1%, em despesas de uso da rede elétrica, que passaram de R\$1.421 milhões em 2011 para R\$1.764 milhões em 2012, em razão do aumento nas tarifas e no uso de linhas de transmissão de terceiros, refletindo o

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

aumento do volume de transmissão de energia no período; e

- Um aumento de R\$952 milhões, ou 72,9%, em outros custos e despesas operacionais, que passaram de R\$1.306 milhões em 2011 para R\$2.258 milhões em 2012, principalmente em razão de aluguel de equipamentos para as linhas de distribuição relacionados à expansão da rede de distribuição.

Resultado Financeiro

O resultado financeiro correspondeu a receitas de R\$633 milhões em 2012, comparados a despesas de R\$234 milhões em 2011. Este aumento decorreu principalmente de um aumento nos valores de remuneração a acionistas, de R\$1.179 milhões em 2011 para R\$572 milhões em 2012, resultantes de (i) pagamento de um pequeno montante do dividendo anual que havia sido retido, (ii) redução da taxa Selic, e (iii) o recebimento de R\$326 milhões relacionados à indenização de ativos nos termos da Lei n.º 12.783/2013.

Resultado das Participações Societárias

O resultado das participações societárias apresentou uma redução de R\$14 milhões, ou 2,9%, passando de R\$483 milhões em 2011 para R\$469 milhões em 2012, refletindo ajustes realizados pela Eletrobras aos resultados de determinadas afiliadas em razão dos efeitos da Lei n.º 12.783/2013.

Impacto da Lei n.º 12.783/2013

Em 2012, em razão da Lei n. 12.783/2013, a Eletrobras reconheceu uma perda contábil de R\$10.085 milhões relativa a *impairment* (R\$1.161 milhões), reconhecimento de valores de indenização (R\$5.842 milhões) e à avaliação de contratos de concessão (R\$3.082 milhões).

Imposto de Renda e Contribuição Social

Os montantes correspondentes a imposto de renda e contribuição social sofreram uma redução de R\$1.488 milhões, correspondendo a um crédito de R\$390 milhões em 2012, em comparação a uma despesa de R\$1.098 milhões em 2011.

Lucro Líquido

Como resultado dos fatores discutidos acima, o lucro líquido da Eletrobras em 2012 apresentou uma redução de R\$10.688 milhões, ou 284,1%, correspondendo a um prejuízo de R\$6.926 milhões em 2012, comparado a um lucro de R\$3.762 milhões em 2011.

Resultados do Segmento de Geração

Receita Operacional Líquida

A receita operacional líquida do segmento de geração apresentou um aumento de R\$1.591 milhões, ou 8,3%, passando de R\$19.093 milhões em 2011 para R\$20.684 milhões em 2012, devido aos fatores abaixo descritos.

Venda de Energia Elétrica

A venda de energia elétrica apresentou um aumento de R\$590 milhões em 2012, ou 3,2%, quando totalizou R\$19.003 milhões, em comparação a R\$18.413 milhões em 2011. Este aumento decorreu do aumento no volume de energia vendida por Itaipu, bem como na desvalorização do real face ao dólar, que resultou em aumento real das vendas de Itaipu.

Outras Receitas Operacionais

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

As outras receitas operacionais no segmento de geração apresentaram redução de R\$470 milhões, ou 69,9%, totalizando R\$202 milhões em 2012 em comparação a R\$672 milhões em 2011, principalmente devido à redução da locação de equipamentos de geração a terceiros durante o ano, quando comparado ao ano anterior.

Tributos sobre a Receita

Os tributos sobre a receita apresentaram aumento de R\$72 milhões, ou 3,6%, passando de R\$2.013 milhões em 2011 para R\$2.085 milhões em 2012, principalmente em razão do aumento da receita no período.

Encargos Setoriais

O montante referente a encargos setoriais apresentou uma redução de R\$21 milhões, ou 1,8%, totalizando R\$1.098 milhões em 2012, em comparação a R\$1.119 milhões em 2011. Apesar do aumento das receitas, os montantes correspondentes a encargos setoriais apresentaram redução, como consequência do aumento das receitas de Itaipu.

Despesas Operacionais

As despesas operacionais para o segmento de geração aumentaram R\$5.131 milhões, ou 37,5%, totalizando R\$18.822 milhões em 2012 em comparação a R\$13.691 milhões em 2011. Os principais componentes deste aumento foram:

- Um aumento de R\$175 milhões, ou 22,79%, em outras despesas operacionais, que corresponderam a R\$943 milhões em 2012, em comparação a R\$768 milhões em 2011. Este aumento se deu em razão de um aumento no preço médio de equipamentos de geração de terceiros no Sistema Isolado, bem como de uma redução no valor recuperado por meio de reembolsos pela CCC por custos operacionais excessivos. A redução do reembolso pela CCC, apesar do aumento dos custos de combustíveis em 2012, se deu por uma mudança nos níveis de reembolso baseado em regulamentação da ANEEL, que implicaram redução dos montantes de reembolso para usinas menos eficientes;
- Um aumento de R\$2.817 milhões, ou 201,0%, nas provisões operacionais, que totalizaram R\$4.218 milhões em 2012, em comparação a R\$1.401 milhões em 2011. O aumento se deu em razão da (i) prestação de garantia relativa à compra da usina de Jirau pela Eletrobras; no montante de R\$1,6 bilhão, e (ii) o reconhecimento de uma provisão atuarial de R\$0,8 bilhão;
- Um aumento de R\$726 milhões, ou 53,9%, em despesas de uso da rede elétrica, que passaram de R\$1.346 milhões em 2011 para R\$2.072 milhões em 2012. O aumento foi causado pelo aumento do uso da rede de transmissão de terceiros, em razão do aumento do volume de energia gerada, bem como do reajuste anual de tarifas, baseado no índice de inflação;
- Um aumento de R\$558 milhões, ou 19,5%, em energia comprada para revenda, que correspondeu a R\$3.425 milhões em 2012, em comparação com R\$2.867 milhões em 2011. Este aumento decorreu de (i) um aumento no custo da energia adquirida no mercado *spot*, e (ii) um grande volume de energia comprada e para satisfazer obrigações contratuais baseadas na estimativa da entrada em operação da usina termelétrica Candiota III (fase C) (que foi atrasada);
- Um aumento de R\$546 milhões, ou 335%, na rubrica de combustível para produção de energia elétrica, que totalizou R\$163 milhões em 2011, em comparação a R\$709 milhões em 2012. Tal aumento foi causado por um aumento na produção de gás em razão da necessidade de complementar a geração de energia de fonte hidrelétrica com

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

energia termelétrica, parcialmente em razão de atrasos na entrada em operação da usina de Candiota III (fase C); e

- Um aumento de R\$323 milhões, ou 24,3%, na rubrica remuneração e ressarcimento, que passou de R\$1.329 milhões em 2011 para R\$1.652 milhões em 2012. O aumento foi causado pelo aumento do volume de energia gerada e pelo aumento dos valores pagos aos Estados e Municípios onde o reservatório da usina de Candiota III se localiza.

Resultados do Segmento de Transmissão

Receita Operacional Líquida

A receita operacional líquida do segmento de transmissão aumentou R\$910 milhões, ou 11,7%, totalizando R\$8.689 milhões em 2012, em comparação a R\$7.779 milhões em 2011, devido aos fatores evidenciados abaixo.

Transmissão de energia elétrica

O montante correspondente à transmissão de energia elétrica apresentou aumento de R\$968 milhões, ou 20,4%, em 2012, passando de R\$4.743 milhões em 2011 para R\$5.711 milhões em 2012, em razão do ajuste pela inflação à tarifa fixa estabelecida pelo Governo Federal, em como pela operação e construção de novas linhas de transmissão em 2012.

Outras Receitas Operacionais

As outras receitas operacionais do segmento de transmissão apresentaram redução de R\$45 milhões, ou 28,8%, passando de R\$156 milhões em 2011 para R\$111 milhões em 2012, principalmente em razão da redução nos arrendamentos de ativos imobilizados, incluindo postes usados para transmissão de banda larga.

Tributos sobre as Receitas

Os tributos sobre as receitas apresentaram aumento de R\$44 milhões, ou 15,3%, correspondendo a R\$332 milhões em 2012, comparado a R\$288 milhões em 2011, primordialmente em consequência do aumento da receita.

Encargos Setoriais

Os encargos setoriais apresentaram aumento de R\$46 milhões, ou 10,6%, totalizando R\$482 milhões em 2012, comparado a R\$436 milhões em 2011, principalmente em consequência do aumento da receita.

Despesas Operacionais

As despesas operacionais para o segmento de transmissão apresentaram aumento de R\$186 milhões, ou 2,6%, correspondendo a R\$7.257 milhões em 2012, enquanto corresponderam a R\$7.071 milhões em 2011. O principal componente da redução foi um aumento de R\$166 milhões, ou 6,0%, em despesas com pessoal, que totalizaram R\$2.932 milhões em 2012, comparado a R\$2.766 milhões em 2011. Este aumento foi causado principalmente por reajustes salariais em linha com a inflação.

Resultados do Segmento de Distribuição

Receita Operacional Líquida

A receita operacional líquida para o segmento de distribuição apresentou aumento de R\$2.060 milhões, ou 83,5%, totalizando R\$4.527 milhões em 2012, comparado a R\$2.468 milhões em 2011, devido aos fatores abaixo evidenciados.

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

Venda de Energia Elétrica

As vendas de energia elétrica apresentaram aumento de R\$2.233 milhões, ou 70,6%, correspondendo a R\$5.395 milhões em 2012, comparado a R\$3.162 milhões em 2011. Este aumento decorreu de um aumento de 70,6% no volume de energia vendida, bem como de um aumento no número de consumidores (especialmente na região Norte do Brasil, em consequência do programa Luz para Todos) e na tarifa média para os consumidores finais.

Outras Receitas Operacionais

As outras receitas operacionais apresentaram aumento de R\$49 milhões, ou 29,3%, totalizando R\$216 milhões em 2012, comparado a R\$167 milhões em 2011, principalmente devido a um ligeiro aumento nos arrendamentos de linhas de telecomunicações a terceiros, principalmente relacionados a telefonia celular.

Tributos sobre a Receita

Os tributos sobre a receita apresentaram aumento de R\$529 milhões, ou 75,4%, totalizando R\$1.231 milhões em 2012, em comparação a R\$702 milhões em 2011, primordialmente em consequência do aumento da receita.

Encargos Setoriais

Os montantes correspondentes a encargos setoriais apresentaram aumento de R\$82 milhões, ou 51,6%, correspondendo a R\$241 milhões em 2012, em comparação a R\$159 milhões em 2011, principalmente em razão do aumento da receita no período.

Despesas Operacionais

As despesas operacionais do segmento de distribuição apresentaram aumento de R\$2.219 milhões, ou 87,6%, totalizando R\$4.752 milhões em 2012 em comparação a R\$2.533 milhões em 2011. Os principais motivos da redução foram:

- Um aumento de R\$117 milhões, ou 45,0%, em provisões operacionais, que passaram de R\$260 milhões em 2011 para R\$377 milhões em 2012. Esta redução decorreu do contrato celebrado entre a Telenorte II e a Eletrobras Distribuição Rondônia, uma distribuidora considerada onerosa, tendo em vista que o valor de venda da energia elétrica é inferior ao valor obtido com a geração de energia nos termos da Lei n.º 12.783/2013;
- Um aumento de R\$628 milhões, ou 120,8%, no custo de energia comprado para revenda, que passou de R\$520 milhões em 2011 para R\$1.148 milhões em 2012. O aumento foi causado principalmente por um aumento no custo da energia elétrica no mercado *spot*.
- Um aumento de R\$459 milhões, ou 76,1%, em despesas de construção, que corresponderam a R\$1.062 milhões em 2012 em comparação a R\$603 milhões em 2011, em consequência do aumento dos investimentos em construção para a expansão da rede de distribuição;
- Um aumento de R\$184 milhões, ou 19,8%, nas despesas com pessoal, material e serviços, que totalizaram R\$1.112 milhões em 2012, em comparação a R\$928 milhões em 2011. Este aumento decorreu principalmente de aumentos salariais e outros encargos;

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

- Um aumento de R\$276 milhões, ou 353,8%, em outras despesas operacionais, que corresponderam a R\$354 milhões em 2012, em comparação a R\$78 milhões em 2011, sendo o aumento causado principalmente pelo aumento das despesas de aluguel de equipamento utilizado para geração de energia no Sistema Isolado pela Eletrobras Distribuição Acre; e
- Um aumento de R\$72 milhões, ou 97,3%, nas despesas de uso de rede elétrica, que totalizaram R\$146 milhões em 2012, em comparação a R\$74 milhões em 2011. Esta redução decorreu do aumento do uso das redes de terceiros.

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

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2010 comparado ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2011

Centrais Elétricas Brasileiras SA – Eletrobras					
Demonstração de Resultado - IFRS e BR GAAP					
(Em milhares de Reais)					
	Exercício Social findo em 31 de dezembro de				
	2011	AV%	2010	AV%	2011 x 2010
RECEITAS OPERACIONAIS					
A) GERAÇÃO					
Comercialização	2.449.928	8,3%	752.037	2,8%	225,8%
Suprimento / Venda de Energia	15.976.884	54,1%	17.358.002	64,7%	-8,0%
Repasse Itaipu	836.488	2,8%	215.989	0,8%	287,3%
B) TRANSMISSÃO					
Receita de construção	3.603.492	12,2%	2.322.937	8,7%	55,1%
Receita de operação e manutenção	1.978.618	6,7%	1.466.929	5,5%	34,9%
Atualização de Taxas de retorno - Transmissão	2.774.166	9,4%	2.525.754	9,4%	9,8%
C) DISTRIBUIÇÃO					
Fornecimento	4.147.768	14,0%	3.929.481	14,6%	5,6%
Receita de construção	729.064	2,5%	810.475	3,0%	-10,0%
Receita de operação e manutenção	564.948	1,9%	433.048	1,6%	30,5%
D) OUTRAS RECEITAS	1.187.135	4,0%	1.299.817	4,8%	-8,7%
TOTAL:	34.248.491	116,0%	31.114.469	116,0%	10,1%
DEDUÇÕES A RECEITA OPERACIONAL					
-Encargos Setoriais	1.712.669	5,8%	1.514.504	5,6%	13,1%
ICMS	1.086.209	3,7%	1.040.163	3,9%	4,4%
PASEP e COFINS	1.901.838	6,4%	1.711.238	6,4%	11,1%
Outras Deduções	15.031	0,1%	16.479	0,1%	-8,8%
	4.715.747	16,0%	4.282.384	16,0%	10,1%
Receita Operacional Líquida	29.532.744	100,0%	26.832.085	100,0%	10,1%
DESPESAS OPERACIONAIS					
Pessoal, Material e Serviços	7.670.716	26,0%	7.370.713	27,5%	4,1%
Participação de empregados e administradores nos resultados	317.035	1,1%	296.270	1,1%	7,0%
Energia comprada para revenda	3.386.289	11,5%	4.315.084	16,1%	-21,5%
Combustível para produção de energia elétrica	162.673	0,6%	252.502	0,9%	-35,6%
Uso da rede elétrica	1.420.934	4,8%	1.353.839	5,0%	5,0%
Remuneração e ressarcimento	1.328.994	4,5%	1.087.341	4,1%	22,2%
Depreciação e amortização	1.723.885	5,8%	1.592.476	5,9%	8,3%
Construção	4.279.608	14,5%	2.953.484	11,0%	44,9%
Provisões operacionais	2.848.749	9,6%	2.497.262	9,3%	14,1%
Resultado a compensar de Itaipu	655.290	2,2%	441.057	1,6%	48,6%
Doações e contribuições	289.964	1,0%	261.006	1,0%	11,1%
Outras	1.305.765	4,4%	669.434	2,5%	95,1%
	25.389.902	86,0%	23.090.468	86,1%	10,0%
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	4.142.842	14,0%	3.741.617	13,9%	10,7%
RESULTADO FINANCEIRO					
Receitas Financeiras					
Receitas de juros, comissões e taxas	757.450	2,6%	781.872	2,9%	-3,1%
Receita de aplicações financeiras	1.664.517	5,6%	1.537.435	5,7%	8,3%
Acréscimo moratório sobre a energia elétrica	359.208	1,2%	393.987	1,5%	-8,8%
Atualizações monetárias	652.949	2,2%	616.141	2,3%	6,0%
Variações cambiais ativas	669.731	2,3%	-	-	n/a
Outras receitas financeiras	158.471	0,5%	394.890	1,5%	-59,9%
Despesas Financeiras					
Encargos de dívidas	(1.708.670)	-5,8%	(1.675.821)	-6,2%	2,0%
Encargos de arrendamento mercantil	(350.861)	-1,2%	(332.449)	-1,2%	5,5%
Encargos sobre recursos de acionistas	(1.178.989)	-4,0%	(1.298.647)	-4,8%	-9,2%
Variações cambiais passivas	-	-	(431.497)	-1,6%	n/a
Outras despesas financeiras	(789.353)	-2,7%	(350.033)	-1,3%	125,5%
	234.453	0,8%	(364.122)	-1,4%	-164,4%
RESULTADO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	4.860.080	16,5%	4.047.250	15,1%	20,1%
Imposto de renda	(796.252)	-2,7%	(1.074.606)	-4,0%	-25,9%
Contribuição social sobre o lucro líquido	(301.809)	-1,0%	-	-1,6%	-28,1%

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

			(419.659)		
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	3.762.019	12,7%	2.552.985	9,5%	47,4%
PARCELA ATRIBUÍDA AOS CONTROLADORES	3.732.565	12,6%	2.247.913	8,4%	66,0%
PARCELA ATRIBUÍDA AOS NÃO CONTROLADORES	29.454	0,1%	305.072	1,1%	-90,3%
LUCRO LÍQUIDO POR AÇÃO	R\$2,78		R\$2,25		

Comparação dos resultados dos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2011 e 31 de dezembro de 2010:

A tabela a seguir contém as receitas e despesas operacionais da Eletrobras (como percentual da receita operacional líquida):

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de	
	2011	2010
Receitas		
Venda de energia elétrica:		
Distribuição	18,4%	13,9%
Geração	65,2%	74,0%
Transmissão	28,3%	23,5%
Outras receitas operacionais	4,1%	4,5%
Tributos sobre receitas	(10,2)%	(10,3)%
Encargos setoriais	(5,8)%	(5,7)%
Receita operacional líquida	100,0%	100,0%
Despesas		
Despesas operacionais	(86,0)%	(86,0)%
Resultado financeiro	0,8%	(1,4)%
Resultado de participações societárias	1,6%	2,5%
Resultado operacional antes do imposto de renda e contribuição social	16,5%	15,1%
Tributos sobre a renda	(3,7)%	(5,6)%
Participações minoritárias	(0,1)%	(1,1)%
Lucro líquido	12,6%	8,4%

Demonstrações de Resultado Consolidadas***Receita Operacional Líquida***

A receita líquida operacional em 2011 aumentou R\$2.701 milhões, ou 10,1%, para R\$29.533 milhões, comparado a R\$26.832 milhões em 2010, tendo sido o aumento causado por:

- Um aumento de R\$1.199 milhões, ou 38,3%, nas receitas de construção, que passaram de R\$3.133 milhões em 2010 para R\$4.332 milhões em 2011, em razão do aumento nos investimentos em ativos de concessão, que incluem investimentos na infraestrutura de distribuição e transmissão. As receitas de construção foram parcialmente compensadas pelos custos de construção correspondentes.
- Um aumento de R\$760 milhões, ou 19,0%, nas receitas operacionais de transmissão, passando de R\$3.993 milhões em 2010 para R\$4.753 milhões em 2011, devido a um aumento na capacidade de transmissão do sistema nacional e em razão de um aumento nas receitas financeiras de ativos de transmissão.
- Um aumento de R\$937 milhões, ou 5,1%, nas receitas do segmento de geração, decorrente de (i) um aumento na tarifa de energia elétrica na parcela de energia gerada por Itaipu detida pelo Paraguai vendida pela Eletrobras; (ii) um aumento no

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

volume de energia vendida; e (iii) um aumento nos preços praticados em contratos de compra e venda de energia; e

- Um aumento de R\$351 milhões, ou 8,0%, nas receitas operacionais de distribuição, que passaram de R\$18.326 milhões em 2010 para R\$19.263 milhões em 2011, em razão de um aumento de 6,3% nas vendas registrado pelas empresas de distribuição da Eletrobras em 2011 se comparado a 2010. Adicionalmente, houve um aumento da tarifa média a consumidores finais. O consumo nas categorias industrial, residencial e comercial aumentou aproximadamente 6,7%, principalmente em razão do aumento da demanda na região Norte.

Esse aumento foi parcialmente compensado por um aumento de R\$573 milhões, ou 13,8%, nas deduções da receita operacional, que passaram de R\$4.362 milhões em 2010 para R\$4.713 milhões em 2011, em razão de um aumento dos encargos regulatórios relativos à prorrogação da RGR e um aumento nos custos de ressarcimento da Conta CCC.

Despesas Operacionais

As despesas operacionais aumentaram, em 2011, em R\$2.299 milhões, ou 10,0%, atingindo R\$25.390 milhões em 2011, em comparação a R\$23.090 milhões em 2010. Como percentual da receita operacional líquida as despesas operacionais aumentaram para 86,1% em 2011, comparado a 86,0% em 2010. As principais razões que levaram ao aumento das despesas operacionais foram:

- Um aumento de R\$1.326 milhões, ou 44,9%, em despesas de construção, que passaram de R\$2.953 milhões em 2010 para R\$4.280 milhões em 2011, principalmente em razão do aumento dos investimentos de capital relativos a projetos de infraestrutura em transmissão de energia, incluindo as linhas de transmissão de Rio Madeira e Tucuruí-Manaus;
- Um aumento de R\$637 milhões, ou 95,1%, em outras despesas operacionais, que totalizaram R\$1.306 milhões em 2011 em comparação a R\$669 milhões em 2010, principalmente devido ao arrendamentos de equipamentos para nossas unidades de distribuição de energia, em consequência da expansão da rede de distribuição;
- Um aumento de R\$352 milhões, ou 14,1%, nas provisões operacionais, que totalizaram R\$2.849 milhões em 2011 em comparação a R\$2.497 milhões em 2010, principalmente devido (i) a provisões operacionais registradas por Furnas e Eletronorte em 2011, no montante de R\$498 milhões, relativa a pagamentos a determinados empregados como incentivo a aposentadoria antecipada, (ii) novas provisões para contingências, especialmente uma provisão legal relacionada à usina hidrelétrica de Balbina, no montante de R\$131 milhões (para maiores informações, vide item 4.6 deste Formulário de Referência);
- Um aumento de R\$242 milhões, ou 22,3%, em remuneração e ressarcimento, que passou para R\$1.329 milhões em 2011 em comparação a R\$1.087 milhões em 2010, em razão de aumento nos montantes de *royalties* pagos em decorrência dos maiores volumes de energia produzida em 2011.
- Um aumento de R\$214 milhões, ou 32,7%, no resultado a compensar de Itaipu, que passou de R\$441 milhões em 2010 para R\$655 milhões em 2011, decorrente do aumento das receitas de Itaipu;
- Um aumento de R\$132 milhões, ou 8,3%, na depreciação e amortização, que totalizou R\$1.724 milhões em 2011, em comparação a R\$1.592 milhões em 2010, principalmente devido à entrada em operação de novas usinas de geração de energia, tais como Candiota III, Dardanelos, Cerro Chato e Mangue Seco;

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

- Um aumento de R\$67 milhões, ou 5,0%, em despesas de uso da rede elétrica, que passaram de R\$1.354 milhões em 2010 para R\$1.421 milhões em 2011, em razão do aumento do uso, pela Eletrobras, de linhas de transmissão detidas por terceiros;
- Um aumento de R\$21 milhões, ou 6,6%, na participação de empregados e administradores nos resultados da Eletrobras, que passou de R\$296 milhões em 2010 para R\$317 milhões em 2011, principalmente em razão do aumento dos salários, em linha com a inflação do período; e
- Um aumento de R\$0,3 milhão, ou 4,1%, nas despesas com pessoal, material e serviços, que passou de R\$7.371 milhões em 2010 para R\$7.671 milhões em 2011, principalmente devido a um aumento nos salários médios, em linha com a inflação.

O aumento nas despesas operacionais foi parcialmente compensado por:

- Uma redução de R\$929 milhões, ou 21,5%, em energia comprada para revenda, que totalizou R\$3.386 milhões em 2011 em comparação a R\$4.315 milhões em 2010, principalmente porque (i) a Eletrobras Amazonas Energia alterou a forma de reconhecimento de suas despesas com energia comprada para revenda, que anteriormente incluía custos de combustível, o que não mais se aplica na medida em que a empresa agora utiliza gás natural, cujos custos são faturados a ela diretamente; e (ii) houve atraso no início da operação da usina de Candiota III, cuja operação estava prevista para o início de 2010 e se deu efetivamente em janeiro de 2011, o que fez com que a CGTEE tivesse que adquirir energia elétrica no mercado em 2010 para cumprir os contratos de venda de energia celebrados por Candiota III; e
- Uma redução de R\$90 milhões, ou 35,7%, em combustível para produção de energia elétrica, que passou de R\$253 milhões em 2010 para R\$163 milhões em 2011, principalmente devido ao aumento do uso, a partir de 2011, de gás natural para a produção de energia, em substituição a combustível.

Resultado Financeiro

O resultado financeiro correspondeu a receitas de R\$234 milhões em 2011, comparados a despesas de R\$364 milhões em 2010. Este aumento decorreu principalmente da valorização do real frente ao dólar norte-americano. Em 31 de dezembro de 2011, a taxa de câmbio entre o real e o dólar norte-americano era de R\$1,8758, uma valorização de 12,6% em relação a 2010.

Resultado das Participações Societárias

O resultado das participações societárias apresentou uma redução de R\$187,0 milhões, ou 27,9%, passando de R\$670 milhões em 2010 para R\$483 milhões em 2011, refletindo ajustes feitos pela Eletrobras aos resultados de determinadas afiliadas.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Os montantes correspondentes a imposto de renda e contribuição social sofreram uma redução de R\$396 milhões, ou 26,5%, correspondendo a R\$1.098 milhões em 2011, em comparação a R\$1.494 milhões em 2010. A redução decorreu principalmente do uso de certos créditos fiscais em 2011, obtidos a partir do pagamento de juros sobre o capital próprio como forma de remuneração dos acionistas.

Participações minoritárias

O montante correspondente às participações minoritárias apresentou uma redução de R\$275,5 milhões, ou 84,65%, correspondendo a uma despesa de R\$29,5 milhões em 2011, comparado

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

a uma despesa de R\$305,1 milhões em 2010. Essa redução decorreu do aumento, pela Eletrobras Eletrosul, de participação societária detida em determinadas sociedades de propósito específico, que importaram na redução das despesas referentes a participações minoritárias.

Lucro Líquido

Como resultado dos fatores discutidos acima, o lucro líquido da Eletrobras em 2011 apresentou um aumento de R\$1.209 milhões, ou 47,4%, correspondendo a R\$3.762 milhões em 2011, comparado a R\$2.553 milhões em 2010.

Resultados do Segmento de Geração

Receita Operacional Líquida

A receita operacional líquida do segmento de geração apresentou um aumento de R\$437 milhões, ou 5,1%, passando de R\$18.398 milhões em 2010 para R\$19.093 milhões, devido aos fatores abaixo descritos.

Venda de Energia Elétrica

A venda de energia elétrica apresentou um aumento de R\$310 milhões em 2011, ou 1,7%, quando totalizou R\$18.413 milhões, em comparação a R\$18.103 milhões em 2010, principalmente devido a um aumento de 5% no volume de energia elétrica vendido no segmento de transmissão, como resultado de aumento das tarifas e da entrada em operação de novas usinas de geração em 2011.

Outras Receitas Operacionais

As outras receitas operacionais no segmento de geração apresentaram redução de R\$74 milhões, ou 11%, totalizando R\$672 milhões em 2011 em comparação a R\$746 milhões em 2010, principalmente devido à redução no arrendamento de equipamentos de geração a terceiros durante o ano em relação a anos anteriores.

Tributos sobre a Receita

Os tributos sobre a receita apresentaram aumento de R\$193,9 milhões, ou 10,7%, passando de R\$1.818,8 milhões em 2010 para R\$2.012,7 milhões em 2011, principalmente em razão do aumento das receitas.

Encargos Setoriais

O montante referente a encargos setoriais apresentou um aumento de R\$111,0 milhões, ou 11,0%, totalizando R\$1.118,8 milhões em 2011, em comparação a R\$1.007,8 milhões em 2010, principalmente devido ao aumento das receitas.

Despesas Operacionais

As despesas operacionais para o segmento de geração aumentaram R\$421 milhões, ou 3,2%, totalizando R\$13.691 milhões em 2011 em comparação a R\$13.270 milhões em 2010. Os principais componentes deste aumento foram:

- Um aumento de R\$545 milhões, ou 144,4%, em outras despesas operacionais, que corresponderam a R\$768 milhões em 2011, em comparação a R\$223 milhões em 2010, causado por um aumento do custo médio de locação de equipamentos de geração junto a terceiros no Sistema Isolados e pela redução do montante recuperado a título de reembolso pela Conta CCC relativo a excessos de custos operacionais;
- Um aumento de R\$242 milhões, ou 22,3%, na rubrica remuneração e ressarcimento,

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

que passou de R\$1.087 milhões em 2010 para R\$1.329 milhões em 2011. O aumento foi causado pelo aumento do volume de energia gerada e por um aumento no montante pago a estados e municípios nos quais se localizam os reservatórios das usinas;

- Um aumento de R\$214 milhões, ou 48,5%, no resultado a compensar de Itaipu, que passou de R\$441 milhões em 2010 para R\$655 milhões em 2011, em razão de um aumento de 5% no volume de energia gerada por Itaipu e dos correspondentes custos operacionais e despesas.
- Um aumento de R\$211 milhões, ou 15,1%, na depreciação e amortização, que totalizou R\$1.598 milhões em 2011, em comparação a R\$1.387 milhões em 2010. Este aumento foi causado principalmente pela entrada em operação, em 2011, de novas usinas de geração de energia;
- Um aumento de R\$154 milhões, ou 11,8%, nas provisões operacionais, que totalizaram R\$1.460 milhões em 2011, em comparação a R\$1.306 milhões em 2010, tendo sido o aumento causado pela constituição de uma provisão legal relativa à usina hidrelétrica de Balbina, no montante de R\$132 milhões (para maiores informações, vide item 4.6 deste Formulário de Referência); e
- Um aumento de R\$76 milhões, ou 6,0%, em despesas de uso da rede elétrica, que passaram de R\$1.270 milhões em 2010 para R\$1.346 milhões em 2011. O aumento foi causado pelo aumento do uso da rede detida por terceiros em razão do maior volume de energia produzida.

Esse aumento foi parcialmente compensado por:

- Uma redução de R\$914 milhões, ou 24,2%, em energia comprada para revenda, que correspondeu a R\$2.867 milhões em 2011, em comparação com R\$1.953 milhões em 2010. Esta redução decorreu da compra de volume extraordinário de energia em 2010, dado o atraso na entrada em operação da usina de Candiota III e Dardanelos, que entraram em operação em 2011; e
- Uma redução de R\$80 milhões, ou 32,9%, na rubrica de combustível para produção de energia elétrica, que totalizou R\$243 milhões em 2010, em comparação a R\$163 milhões em 2011. Tal redução foi causada em razão da conversão, nas usinas térmicas da Eletrobras Amazonas Energia, do uso do combustível por gás natural.

Resultados do Segmento de Transmissão

Receita Operacional Líquida

A receita operacional líquida do segmento de transmissão aumentou R\$1.884,1 milhões, ou 32,0%, totalizando R\$7.778,7 milhões em 2011, em comparação a R\$5.894,6 milhões em 2010, devido aos fatores evidenciados abaixo.

Transmissão de energia elétrica

O montante correspondente à transmissão de energia elétrica aumentou R\$773,6 milhões, ou 19,5%, em 2011, passando de R\$3.969,3 milhões em 2010 para R\$4.724,9 milhões em 2011, como consequência do reajuste da tarifa de transmissão fixada pelo Governo Federal pela inflação, bem como pela operação e construção de novas linhas de transmissão em 2011.

Outras Receitas Operacionais

As outras receitas operacionais do segmento de transmissão apresentaram redução de R\$55,0

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

milhões, ou 38,0%, passando de R\$251 milhões em 2010 para R\$156 milhões em 2011, principalmente em razão de uma redução do arrendamento de ativos fixos, incluindo postes utilizados para transmissão de sinal de banda larga.

Tributos sobre as Receitas

Os tributos sobre as receitas aumentaram R\$43,7 milhões, ou 17,9%, correspondendo a R\$288,3 milhões em 2011, comparado a R\$244,6 milhões em 2010, primordialmente em consequência do aumento percebido na receita.

Encargos Setoriais

Os encargos setoriais aumentaram R\$31,3 milhões, ou 7,7%, totalizando R\$435,5 milhões em 2011, comparado a R\$404,2 milhões em 2010, principalmente devido ao aumento das receitas.

Despesas Operacionais

As despesas operacionais para o segmento de transmissão aumentaram R\$1.513,3 milhões, ou 27,2%, correspondendo a R\$7.071,4 milhões em 2011, enquanto corresponderam a R\$5.558,1 milhões em 2010. Os principais componentes da redução foram:

- Um aumento de R\$1.424,9 milhões, ou 66,5%, em despesas de construção, que totalizaram R\$3.567,9 milhões em 2011 em comparação a R\$2.143,0 milhões em 2010. Este aumento decorreu do início da construção de diversas novas linhas de transmissão e dos progressos na construção das linhas de transmissão do Rio Madeira e de Tucuruí – Manaus;
- Um aumento de R\$212,4 milhões, ou 66,8%, nas provisões operacionais, que passaram de R\$318,2 milhões em 2010 para R\$530,5 milhões em 2011. Este aumento foi causado pela contabilização de provisões operacionais por Furnas e Eletronorte em 2011, para fazer frente a pagamentos a certos empregados como incentivo à antecipação de aposentadoria;
- Um aumento de R\$154,6 milhões, ou 5,9%, em despesas com pessoal, material e serviços, que totalizaram R\$2.766,2 milhões em 2011, comparado com R\$2.611,5 milhões em 2010. Este aumento foi causado principalmente por um aumento dos salários médios, em linha com a inflação; e
- Um aumento de R\$10,7 milhões, ou 6,6%, na participação de empregados e administradores nos resultados, que correspondeu a R\$173,5 milhões em 2011, em comparação a R\$162,8 milhões em 2010, tendo em vista que tal participação é determinada com base nos salários, que aumentaram em linha com a inflação.

Esse aumento foi parcialmente compensado por uma redução de R\$168,6 milhões, ou 74,6%, em outras despesas operacionais, que passaram de R\$225,9 milhões em 2010 para R\$57,3 milhões em 2011, causado por reduções de custos corporativos e pagamentos de arrendamentos e de equipamentos.

Resultados do Segmento de Distribuição

Receita Operacional Líquida

A receita operacional líquida para o segmento de distribuição aumentou R\$54,8 milhões, ou 2,3%, totalizando R\$2.468 milhões em 2011, comparado a R\$2.413 milhões em 2010, devido aos fatores abaixo evidenciados.

Venda de Energia Elétrica

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

As vendas de energia elétrica aumentaram R\$219 milhões, ou 5,6%, correspondendo a R\$4.148 milhões em 2011, comparado a R\$3.929,7 milhões em 2010. Este aumento decorreu de um aumento de 6,3% no volume de energia elétrica vendido, bem como do aumento na tarifa média cobrada dos consumidores finais.

Outras Receitas Operacionais

As outras receitas operacionais aumentaram R\$9,1 milhões, ou 5,8%, totalizando R\$166,5 milhões em 2011, comparado a R\$157,4 milhões em 2010, principalmente devido a um ligeiro aumento percebido pelas empresas de distribuição em razão dos arrendamentos de linhas de telecomunicação a terceiros.

Tributos sobre a Receita

Os tributos sobre a receita apresentaram redução de R\$2,0 milhões, ou 0,3%, totalizando R\$702,0 milhões em 2011, em comparação a R\$704,0 milhões em 2010, primordialmente pela possibilidade de uso de créditos de ICMS.

Encargos Setoriais

Os montantes correspondentes a encargos setoriais aumentaram R\$55,9 milhões, ou 54,5%, correspondendo a R\$158,5 milhões em 2011, em comparação a R\$102,6 milhões em 2010, principalmente em razão do aumento da receita bruta.

Despesas Operacionais

As despesas operacionais do segmento de distribuição apresentaram redução de R\$229 milhões, ou 8,3%, totalizando R\$2.533 milhões em 2011 em comparação a R\$2.762 milhões em 2010. Os principais motivos da redução foram:

- Uma redução de R\$175 milhões, ou 40,2%, em provisões operacionais, que passaram de R\$435 milhões em 2010 para R\$260 milhões em 2011. Esta redução decorreu da redução das provisões operacionais no segmento de distribuição em razão da renegociação de uma grande quantidade de contratos com clientes inadimplentes;
- Uma redução de R\$81 milhões, ou 10,0%, em despesas de construção, que corresponderam a R\$729 milhões em 2011 em comparação a R\$810 milhões em 2010, em consequência dos investimentos no sistema de distribuição. Esta redução foi parcialmente compensada pelas receitas de construção correspondentes; e
- Em redução de R\$10 milhões, ou 11,9%, nas despesas de uso de rede elétrica, que totalizaram R\$74 milhões em 2011, em comparação a R\$84 milhões em 2010. Esta redução decorreu da redução do uso de linhas de transmissão de terceiros.

Esta redução foi parcialmente compensada por:

- Um aumento de R\$50 milhões, ou 6,1%, nas despesas com pessoal, material e serviços, que totalizaram R\$924 milhões em 2011, em comparação a R\$874 milhões em 2010. Este aumento decorreu principalmente do aumento nos salários médios, em linha com a inflação; e
- Um aumento de R\$43 milhões, ou 122,8%, em outras despesas operacionais, que corresponderam a R\$78 milhões em 2011, em comparação a R\$35 milhões em 2010, sendo o aumento causado principalmente pelo aumento de despesas de arrendamento de equipamentos usados na geração de energia no Sistema Isolado.

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

Balancos patrimoniais consolidados levantados em 31 de dezembro de 2012 e 2011:

ATIVO

Centrais Elétricas Brasileiras SA – Eletrobras
Balanco Patrimonial Consolidado – IFRS e BR GAAP
(em milhares de Reais)

ATIVO	Exercício Social findo em 31 de dezembro de				
	2012	AV%	2011	AV%	2012 x 2011
CIRCULANTE					
Caixa e equivalente de caixa	4.429.375	2,57%	4.959.787	3,02%	-10,69%
Caixa restrito	3.509.323	2,04%	3.034.638	1,85%	15,64%
Títulos e valores mobiliários	6.622.611	3,85%	11.252.504	6,86%	-41,15%
Clientes	4.496.963	2,61%	4.352.024	2,65%	3,33%
Ativo financeiro - Concessões de Serviço Público	579.295	0,34%	2.017.949	1,23%	-71,29%
Financiamentos e empréstimos	1.976.191	1,15%	2.082.054	1,27%	-5,08%
Conta de Consumo de Combustível - CCC	1.240.811	0,72%	1.184.936	0,72%	4,72%
Remuneração de participações societárias	118.790	0,07%	197.863	0,12%	-39,96%
Impostos e Contribuições Sociais	2.810.134	1,63%	1.947.344	0,67%	26,04%
Direito de ressarcimento	7.115.200	4,13%	3.083.157	0,51%	44,31%
Almoxarifado	454.635	0,26%	358.724	1,88%	130,78%
Estoque de combustível nuclear	360.751	0,21%	388.663	0,22%	26,74%
Indenizações – Lei 12.763/2013	8.882.836	5,16%	-	0,24%	n/a
Instrumentos financeiros derivativos	252.620	0,15%	195.536	0,00%	29,19%
Outros	1.493.009	0,87%	1.607.493	0,12%	-7,12%
TOTAL DO CIRCULANTE	44.342.544	25,75%	36.662.672	0,98%	20,95%
NÃO CIRCULANTE					
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO					
Direito de ressarcimento	901.029	0,52%	500.333	0,30%	80,09%
Financiamentos e empréstimos	7.747.286	4,50%	7.651.336	4,66%	1,25%
Clientes	1.482.946	0,86%	1.478.994	0,90%	0,27%
Títulos e valores mobiliários	404.337	0,23%	398.358	0,24%	1,50%
Estoque de combustível nuclear	481.495	0,28%	435.633	0,27%	10,53%
Impostos e Contribuições Sociais	6.931.626	4,03%	5.774.286	2,04%	49,45%
Cauções e depósitos vinculados	2.829.912	1,64%	2.316.324	1,41%	22,17%
Conta de Consumo de Combustível - CCC	521.097	0,30%	727.136	0,44%	-28,34%
Ativo financeiro - Concessões de serviço público	44.834.877	26,0%	46.149.379	28,13%	-2,85%
Instrumentos financeiros derivativos	223.099	0,13%	185.031	0,11%	20,57%
Adiantamentos para futuro aumento de capital	4.000	0,00%	4.000	0,00%	0,01%
Indenizações – Lei 12.763/2013	5.554.436	3,23%	-	0,00%	n/a
Outros	830.753	0,48%	701.763	0,43%	18,38%
Total do Realizável a Longo Prazo	72.746.893	42,25%	66.322.573	40,42%	9,69%
INVESTIMENTOS	5.398.299	3,13%	5.510.192	3,36%	-2,03%
IMOBILIZADO	47.407.102	27,53%	53.214.861	32,43%	-10,91%
INTANGÍVEL	2.300.740	1,34%	2.371.367	1,45%	-2,98%
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	127.853.034	74,25%	127.418.993	77,66%	0,34%
TOTAL DO ATIVO	172.195.578	100%	164.081.665	100%	4,95%

PASSIVO E PATRIMONIO LÍQUIDO

Centrais Elétricas Brasileiras SA – Eletrobras
Balanco Patrimonial Consolidado – IFRS e BR GAAP
(em milhares de Reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Em 31 de dezembro de				
	2012	AV%	2011	AV%	2012 x 2011
CIRCULANTE					
Financiamentos e empréstimos	4.447.175	2,58%	4.005.326	2,44%	11,03%
Debêntures	316.899	0,18%	739.237	0,45%	-57,13%
Passivo financeiro	52.862	0,03%	-	n/a	n/a
Empréstimo compulsório	12.298	0,01%	15.620	0,01%	-21,27%
Fornecedores	7.490.802	4,35%	6.338.102	3,86%	18,19%
Adiantamento de clientes	469.892	0,27%	413.041	0,25%	13,76%
Impostos e contribuições sociais	1.739.905	1,01%	1.032.521	0,63%	8,72%
Conta de Consumo de Combustível - CCC	1.369.201	0,80%	3.079.796	1,88%	70,61%

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

Remuneração aos acionistas	3.977.667	2,31%	4.373.773	2,67%	-55,54%
Créditos do Tesouro Nacional	131.047	0,08%	109.050	0,07%	-9,06%
Obrigações estimadas	1.444.992	0,84%	802.864	0,49%	20,17%
Obrigações de ressarcimento	5.988.698	3,48%	1.955.966	1,19%	79,98%
Benefício pós-emprego	118.553	0,07%	451.801	0,28%	206,18%
Provisões para contingências	267.940	0,16%	240.190	0,15%	-73,76%
Encargos setoriais	1.308.152	0,76%	1.218.768	0,74%	11,55%
Arrendamento mercantil	162.929	0,09%	142.997	0,09%	7,33%
Concessões a pagar – Uso do bem Público	40.131	0,02%	35.233	0,02%	13,94%
Instrumentos financeiros derivativos	185.031	0,11%	269.718	0,16%	13,90%
Outros	1.808.362	1,05%	900.806	0,55%	11,03%
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE	30.849.647	17,92%	26.124.809	15,92%	-57,13%
NÃO CIRCULANTE					
Financiamentos e empréstimos	45.204.025	26,25%	38.408.352	23,41%	17,69%
Créditos do Tesouro Nacional	37.072	0,02%	155.676	0,09%	-76,19%
Debêntures	409.228	0,24%	279.410	0,17%	46,46%
Adiantamento de clientes	830.234	0,48%	879.452	0,54%	-5,60%
Empréstimo compulsório	321.894	0,19%	211.554	0,13%	52,16%
Obrigações para desmobilização de ativos	988.490	0,57%	408.712	0,25%	141,85%
Provisões operacionais	1.005.908	0,58%	843.029	0,51%	19,32%
Conta de Consumo de Combustível - CCC	2.401.069	1,39%	954.013	0,58%	151,68%
Provisões para contingências	5.288.394	3,07%	4.652.176	2,84%	13,68%
Benefício pós-emprego	4.628.570	2,69%	2.256.132	1,38%	105,16%
Contratos onerosos	4.905.524	2,85%	96.204	0,06%	4.999,09%
Obrigações de ressarcimento	1.801.059	1,05%	1.475.262	0,90%	22,08%
Arrendamento mercantil	1.860.104	1,08%	1.775.544	1,08%	4,76%
Remuneração aos acionistas	0	0,00%	3.143.222	1,92%	-100,00%
Concessões a pagar – Uso do bem Público	1.577.908	0,92%	1.534.532	0,94%	2,83%
Adiantamentos para futuro aumento de capital	161.308	0,09%	148.695	0,09%	8,48%
Instrumentos financeiros derivativos	291.252	0,17%	197.965	0,12%	47,12%
Encargos setoriais	428.501	0,25%	385.724	0,24%	11,09%
Impostos e contribuições sociais	1.414.884	0,82%	1.902.522	1,16%	-30,95%
Outros	509.914	0,30%	1.046.362	0,64%	-51,27%
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE	74.065.339	43,01%	60.754.538	37,03%	21,91%
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social	31.305.331	18,18%	31.305.331	19,08%	0,00%
Reservas de capital	26.048.342	15,13%	26.048.342	15,88%	0,00%
Reservas de lucros	10.836.414	6,29%	18.571.011	11,32%	-41,65%
Ajustes de avaliação patrimonial	208.672	0,12%	220.915	0,13%	-5,54%
Dividendo Adicional Proposto	433.962	0,25%	706.018	0,43%	-38,53%
Lucros/Prejuízos acumulados	0	0,00%	0	0,00%	n/a
Outros resultados abrangentes acumulados	(1.748.776)	-1,02%	(8.111)	0,00%	21460,54%
Participação de acionistas não controladores	196.648	0,11%	358.812	0,22%	-45,19%
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	67.280.593	39,07%	77.202.318	47,05%	-12,85%
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	172.195.578	100%	164.081.665	100%	4,95%

Comparação das contas patrimoniais em 31 de dezembro de 2012 e 2011:

ATIVO**ATIVO CIRCULANTE**

Apresentou um aumento de 20,95%, passando de R\$36.662.672 mil em 31 de dezembro de 2011 para R\$44.342.544 mil em 31 de dezembro de 2012. As principais variações foram:

Caixa e Equivalentes de Caixa

Redução de 10,7% no caixa e equivalentes de caixa, de R\$4.959.787 mil em 31 de dezembro de 2011 para R\$4.429.375 mil em 31 de dezembro de 2012, principalmente devido a reduções nas aplicações financeiras feitas pela Eletrobras e utilização dos recursos para pagamentos de curto prazo.

Caixa Restrito

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

Aumento de 15,6% no caixa restrito, de R\$3.034.638 mil em 31 de dezembro de 2011 para R\$3.509.323 mil em 31 de dezembro de 2012, principalmente em função do aumento na disponibilidade dos recursos da comercialização de energia de Itaipu e no âmbito do PROINFA.

Títulos e Valores Imobiliários

Redução de 41,2% nos títulos e valores mobiliários, de R\$11.252.504 mil em 31 de dezembro de 2011 para R\$6.622.611 mil em 31 de dezembro de 2012, principalmente em razão da venda de Letras Financeiras de Tesouro detidas pela Companhia.

Ativo Financeiro – Concessões de Serviço Público

Redução de 71,3% no ativo financeiro relativo a concessões de serviço público, de R\$2.017.949 mil em 31 de dezembro de 2011 para R\$579.295 mil em 31 de dezembro de 2012, principalmente em razão da amortização do ativo financeiro correspondente à Receita Anual Permitida (RAP) no segmento de transmissão.

Impostos e Contribuições Sociais

Aumento de 44,3% nos impostos e contribuições sociais, de R\$1.947.344 mil em 31 de dezembro de 2011 para R\$2.810.134 mil em 30 de dezembro de 2012, principalmente em razão de da reclassificação de valores do longo prazo para utilização de créditos fiscais e aumento do imposto de renda na fonte.

Direito de Ressarcimento

Aumento de 130,8% em direitos de ressarcimento, de R\$3.083.157 mil em 31 de dezembro de 2011 para R\$7.115.200 mil em 31 de dezembro de 2012, principalmente em razão do aumento da geração de energia no Sistema Isolado, que origina os direitos de ressarcimento.

Indenizações – Lei 12.783/2013

O ativo circulante também foi impactado positivamente mediante o recebimento de R\$8.882.836 mil relacionados ao direito de recebimento de indenizações em razão da parcela não amortizada dos investimentos feitos por nossas controladas, em contrapartida à renovação de suas concessões no âmbito da Lei n.º 12.783/2013.

ATIVO NÃO CIRCULANTE

O ativo não circulante aumentou em 9,7%, passando de R\$66.322.573 mil em 31 de dezembro de 2011 para R\$72.746.893 mil em 31 de dezembro de 2012. As principais variações foram:

Ativo Financeiro – Concessões de Serviço Público

O ativo financeiro relativo às concessões de serviço público apresentou redução de 2,9% passando de R\$46.149.379 mil em 31 de dezembro de 2011 para R\$44.834.877 mil em 31 de dezembro de 2012, devido principalmente ao à redução nos ativos financeiros relativos a concessões indenizáveis na área de transmissão e distribuição de energia, parcialmente compensada pelo aumento do ativo imobilizado de Itaipu e pelo aumento do ativo financeiro relacionado a concessões indenizáveis no segmento de geração.

Impostos e Contribuições Sociais

Os impostos e contribuições sociais apresentaram aumento de 20,0%, passando de R\$5.774.286 mil em 31 de dezembro de 2011 para R\$6.931.626 mil em 31 de dezembro de 2012, devido ao aumento do imposto de renda retido na fonte, causado pelo aumento da receita, e da redução dos créditos de ICMS a recuperar.

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

Conta de Consumo de Combustível - CCC

O saldo da conta de consumo de combustível apresentou redução de 28,3%, passando de R\$727.136 mil em 31 de dezembro de 2011 para R\$521.097 mil em 31 de dezembro de 2012, em razão de renegociação de valores a pagar de devedores da conta CCC.

Direito de Ressarcimento

O montante referente a direitos de ressarcimento aumentaram 80,1%, passando de R\$500.333 mil em 31 de dezembro de 2011 para R\$901.029 mil em 31 de dezembro de 2012, em razão do aumento da geração de energia no Sistema Isolado, que origina os direitos de ressarcimento, bem como da obrigação de ressarcimento pela energia nuclear fornecida pela Eletrobras Eletronuclear, correspondente à variação entre a tarifa cobrada por esta e a tarifa de referência, conforme Resolução Homologatória da ANEEL nº 1.406, de 21 de dezembro de 2012.

Cauções e Depósitos Vinculados

O saldo de cauções e depósitos vinculados apresentou aumento de 22,2%, passando de R\$2.316.324 mil em 31 de dezembro de 2011 para R\$2.829.912 mil em 31 de dezembro de 2012. A variação se deu, principalmente, em razão da correção monetária dos depósitos e do aumento da exigibilidade dos depósitos em decorrência da evolução das fases processuais.

Indenizações – Lei 12.783/2013

O ativo não circulante também foi impactado positivamente mediante o reconhecimento de R\$5.554.436 mil relacionados ao direito ao recebimento de indenizações recebidas em razão da parcela não amortizada dos investimentos feitos por nossas controladas, em contrapartida à renovação de suas concessões no âmbito da Lei nº 12.783/2013.

PASSIVO

PASSIVO CIRCULANTE

O saldo do passivo circulante aumentou em 18,1%, passando de R\$26.124.809 mil em 31 de dezembro de 2011 para R\$30.849.647 mil em 31 de dezembro de 2012. As principais variações no passivo circulante foram as seguintes:

Financiamentos e Empréstimos

Os financiamentos e empréstimos aumentaram em 11,0% passando de R\$4.005.326 mil em 31 de dezembro de 2011 para R\$4.447.175 mil em 31 de dezembro de 2012, devido principalmente à migração para o curto prazo, em razão do vencimento, de empréstimos e financiamentos.

Conta de Consumo de Combustível - CCC

Redução de 55,5% na conta de consumo de combustível - CCC, de R\$3.079.796 mil em 31 de dezembro de 2011 para R\$1.369.201 mil em 31 de dezembro de 2012, principalmente em razão de pagamentos realizados para a Amazonas Energia referentes ao reembolso dos custos de geração, no montante de aproximadamente R\$1.000.000 mil.

Obrigações de Ressarcimento

Aumento de 206,2% na conta de obrigações de ressarcimento, de R\$1.955.966 mil em 31 de dezembro de 2011 para R\$5.988.698 mil em 31 de dezembro de 2012, principalmente em razão de adiantamentos concedidos à Amazônia Energia pelo Fundo CCC.

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

Fornecedores

O montante correspondente ao pagamento de fornecedores apresentou aumento de 18,2% passando de R\$6.338.102 mil em 31 de dezembro de 2011 para R\$7.490.802 mil em 31 de dezembro de 2012, principalmente em função do aumento de 15,6%, ou R\$739.080 mil no montante relacionado à contratação de bens, materiais e serviços, bem como no aumento dos montantes envolvidos na compra de energia para revenda.

Obrigações Estimadas

Apresentou aumento de 80,0% passando de R\$802.864 mil em 31 de dezembro de 2011 para R\$1.444.992 mil em 31 de dezembro de 2012, principalmente em função do Programa de Desligamento Voluntário de Furnas, Eletrosul e Eletronorte.

PASSIVO NÃO CIRCULANTE

O saldo do passivo não circulante apresentou aumento de 21,9%, passando de R\$60.754.538 mil em 31 de dezembro de 2011 para R\$74.065.339 mil em 31 de dezembro de 2012. As principais variações foram:

Financiamentos e Empréstimos

O item Financiamentos e Empréstimos aumentou em 17,7%, passando de R\$38.408.352 mil em 31 de dezembro de 2011 para R\$45.204.025 mil em 31 de dezembro de 2012, devido principalmente à atualização dos saldos dos empréstimos obtidos e captação de novos empréstimos contraídos por SPEs do grupo da Eletrobras.

Remuneração aos Acionistas

O item Remuneração aos Acionistas apresentou redução integral, correspondendo a R\$3.143.222 mil em 31 de dezembro de 2011 e não havendo saldo em 31 de dezembro de 2012, em razão da migração, para o passivo circulante, do saldo dos dividendos retidos relativos a exercícios anteriores.

Contratos Onerosos

O item contratos onerosos apresentou aumento de 4.999,1%, passando de R\$96.204 em 31 de dezembro de 2011 para R\$4.905.524 em 31 de dezembro de 2012. Essa variação foi causada principalmente pelo reconhecimento de provisão neste item referente aos contratos de concessão renovados nos termos da Lei n.º 12.783/2013, pelo fato da tarifa determinada apresentar um desequilíbrio em relação aos atuais custos. Diante disto, a obrigação presente de acordo com cada contrato foi reconhecida e mensurada como provisão podendo ser revertida em função de ajustes na estrutura de custos.

Obrigações para Desmobilização de Ativos

O item obrigação para desmobilização de ativos aumentou em 141,9% passando de R\$408.712 mil em 31 de dezembro de 2011 para R\$988.490 mil em 31 de dezembro de 2012, devido à variação cambial do Dólar e da reavaliação dos custos de descomissionamento.

Conta de Consumo de Combustível - CCC

Aumento de 151,7% na conta de consumo de combustível - CCC, de R\$954.013 mil em 31 de dezembro de 2011 para R\$2.401.069 mil em 31 de dezembro de 2012, principalmente em razão da reclassificação do valor de R\$1.482.429 mil da rubrica fornecedores para a rubrica CCC.

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

O item benefício pós-emprego apresentou aumento de 105,2%, correspondendo a R\$2.256.132 mil em 31 de dezembro de 2011 e R\$4.628.570 em 31 de dezembro de 2012, em razão da queda da taxa de juros dos títulos públicos que servem como base da taxa de desconto das obrigações atuariais.

PATRIMÔNIO LÍQUIDO

O patrimônio líquido diminuiu 12,9% de R\$77.202.318 mil em 31 de dezembro de 2011 para R\$67.280.593 mil em 31 de dezembro de 2012, principalmente em decorrência do registro de *impairment* e contratos onerosos relacionados à renovação das concessões no âmbito da Lei n.º 12.783/2013.

Balancos patrimoniais consolidados levantados em 31 de dezembro de 2011 e 2010:

ATIVO

Centrais Elétricas Brasileiras SA – Eletrobras Balanco Patrimonial Consolidado – IFRS e BR GAAP (em milhares de Reais)					
ATIVO	Exercício Social findo em 31 de dezembro de				
	2011	AV%	2010	AV%	2011 x 2010
CIRCULANTE					
Caixa e equivalente de caixa	4.959.787	3,0%	9.220.169	6,3%	-46,2%
Caixa restrito	3.034.638	1,9%	2.058.218	1,4%	47,4%
Títulos e valores mobiliários	11.252.504	6,9%	6.774.073	4,6%	66,1%
Clientes	4.352.024	2,7%	3.779.930	2,6%	15,1%
Ativo financeiro - Concessões de Serviço Público	2.017.949	1,2%	1.723.522	1,2%	17,1%
Financiamentos e empréstimos	2.082.054	1,28%	1.359.269	0,93%	53,17%
Conta de Consumo de Combustível - CCC	1.184.936	0,73%	1.428.256	0,97%	-17,04%
Remuneração de participações societárias	197.863	0,12%	178.604	0,12%	10,78%
Impostos e Contribuições Sociais	1.947.344	1,19%	1.825.905	1,24%	6,65%
Direito de ressarcimento	3.083.157	1,89%	1.704.239	1,16%	80,91%
Almoxarifado	358.724	0,22%	378.637	0,26%	-5,26%
Estoque de combustível nuclear	388.663	0,24%	297.972	0,20%	30,44%
Despesas pagas antecipadamente	46.322	0,03%	40.418	0,03%	14,61%
Instrumentos financeiros derivativos	195.536	0,12%	283.220	0,19%	-30,96%
Outros	1.561.171	1,0%	1.517.440	1,03%	2,88%
TOTAL DO CIRCULANTE	36.662.672	22,5%	32.569.872	22,2%	12,6%
NÃO CIRCULANTE					
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO					
Direito de ressarcimento	500.333	0,3%	371.599	0,3%	34,6%
Financiamentos e empréstimos	7.651.336	4,7%	8.300.171	5,7%	-7,8%
Clientes	1.478.994	0,9%	1.706.292	1,2%	-13,3%
Títulos e valores mobiliários	398.358	0,2%	769.905	0,5%	-48,3%
Estoque de combustível nuclear	435.633	0,3%	523.957	0,4%	-16,9%
Almoxarifado	80.909	0,0%	275.599	0,2%	-70,6%
Impostos e Contribuições Sociais	5.774.286	3,5%	4.338.682	3,0%	33,1%
Cauções e depósitos vinculados	2.316.324	1,4%	1.750.678	1,2%	32,3%
Conta de Consumo de Combustível - CCC	727.136	0,4%	785.327	0,5%	-7,4%
Ativo financeiro - Concessões de serviço público	46.149.379	28,3%	40.643.712	27,7%	13,5%
Instrumentos financeiros derivativos	185.031	0,1%	297.020	0,2%	-37,7%
Adiantamentos para futuro aumento de capital	4.000	0,0%	7.141	0,0%	-44,0%
Outros	620.854	0,4%	889.930	0,6%	-30,2%
Total do Realizável a Longo Prazo	66.322.573	40,7%	60.660.013	41,3%	9,3%
INVESTIMENTOS	4.570.959	2,8%	4.724.647	3,2%	-3,3%
IMOBILIZADO	53.214.861	32,6%	46.682.498	31,8%	14,0%
INTANGÍVEL	2.371.367	1,5%	2.263.972	1,5%	4,7%

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

TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	126.479.760	77,5%	114.331.130	77,8%	10,6%
TOTAL DO ATIVO	163.142.432	100%	146.901.000	100%	11,1%

PASSIVO E PATRIMONIO LÍQUIDO

Centrais Elétricas Brasileiras SA – Eletrobras
Balanco Patrimonial Consolidado - IFRS e BR GAAP
(em milhares de Reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Em 31 de dezembro de				
	2011	AV%	2010	AV%	2011 x 2010
CIRCULANTE					
Financiamentos e empréstimos	4.005.326	2,5%	1.868.465	1,3%	114,4%
Debêntures	739.237	0,5%	-	0,0%	n/a
Empréstimo compulsório	16.331	0,0%	16.925	0,0%	-3,5%
Fornecedores	6.338.102	3,9%	5.165.765	3,5%	22,7%
Adiantamento de clientes	413.041	0,3%	341.462	0,2%	21,0%
Impostos e contribuições sociais	1.032.521	0,6%	1.102.672	0,8%	-6,4%
Conta de Consumo de Combustível - CCC	3.079.796	1,9%	2.579.546	1,8%	19,4%
Remuneração aos acionistas	4.373.773	2,7%	3.424.520	2,3%	27,7%
Créditos do Tesouro Nacional	109.050	0,1%	92.770	0,1%	17,5%
Obrigações estimadas	802.864	0,5%	772.071	0,5%	4,0%
Obrigações de ressarcimento	1.955.966	1,2%	759.214	0,5%	157,6%
Benefício pós-emprego	451.801	0,3%	330.828	0,2%	36,6%
Provisões para contingências	240.190	0,1%	257.580	0,2%	-6,8%
Encargos setoriais	901.692	0,6%	584.240	0,4%	54,3%
Arrendamento mercantil	142.997	0,1%	120.485	0,1%	18,7%
Concessões a pagar – Uso do bem Público	35.233	0,0%	25.098	0,0%	40,4%
Instrumentos financeiros derivativos	269.718	0,2%	237.209	0,2%	13,7%
Incentivo ao desligamento de pessoal	93.137	0,1%	-	0,0%	n/a
Pesquisa e desenvolvimento	274.722	0,2%	219.538	0,1%	25,1%
Participação nos lucros ou resultados	296.547	0,2%	227.563	0,2%	30,3%
Outros	552.765	0,3%	243.560	0,2%	127,0%
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE	26.124.809	16,0%	18.369.511	12,5%	42,2%
NÃO CIRCULANTE					
Financiamentos e empréstimos	38.408.352	23,5%	31.269.971	21,3%	22,8%
Créditos do Tesouro Nacional	155.676	0,1%	250.485	0,2%	-37,9%
Debêntures	279.410	0,2%	710.536	0,5%	-60,7%
Adiantamento de clientes	879.452	0,5%	928.653	0,6%	-5,3%
Empréstimo compulsório	211.554	0,1%	141.425	0,1%	49,6%
Obrigações para desmobilização de ativos	408.712	0,3%	375.968	0,3%	8,7%
Conta de Consumo de Combustível - CCC	954.013	0,6%	785.327	0,5%	21,5%
Provisões para contingências	4.652.176	2,9%	3.901.289	2,7%	19,2%
Benefício pós-emprego	2.256.132	1,4%	2.066.702	1,4%	9,2%
Obrigações de ressarcimento	1.475.262	0,9%	1.091.271	0,7%	35,2%
Arrendamento mercantil	1.775.544	1,1%	1.694.547	1,2%	4,8%
Remuneração aos acionistas	3.143.222	1,9%	5.601.077	3,8%	-43,9%
Concessões a pagar – Uso do bem Público	1.234.426	0,8%	1.089.726	0,7%	13,3%
Adiantamentos para futuro aumento de capital	148.695	0,1%	5.173.856	3,5%	-97,1%
Instrumentos financeiros derivativos	197.965	0,1%	303.331	0,2%	-34,7%
Incentivo ao desligamento de pessoal	726.291	0,4%	273.671	0,2%	165,4%
Pesquisa e desenvolvimento	370.714	0,2%	284.820	0,2%	30,2%
Impostos e contribuições sociais	1.902.522	1,2%	1.217.649	0,8%	56,2%
Outros	635.184	0,4%	840.776	0,6%	-24,5%
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE	59.815.302	36,7%	58.001.080	39,5%	3,1%
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social	31.305.331	19,2%	26.156.567	17,8%	19,7%
Reservas de capital	26.048.342	16,0%	26.048.342	17,7%	0,0%
Reservas de lucros	18.571.011	11,4%	17.329.661	11,8%	7,2%
Ajustes de avaliação patrimonial	220.915	0,1%	163.335	0,1%	35,3%
Dividendo Adicional Proposto	706.018	0,4%	753.201	0,5%	-6,3%
Outros resultados abrangentes	-8.108	0,0%	-146.992	-0,1%	-94,5%
Participação de acionistas não controladores	358.812	0,2%	226.296	0,2%	58,6%
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	77.202.321	47,3%	70.530.410	48,0%	9,5%
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	163.142.432	100%	146.901.001	100%	11,1%

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

Comparação das contas patrimoniais em 31 de dezembro de 2011 e 2010:

ATIVO

ATIVO CIRCULANTE

O ativo circulante aumentou 12,6%, passando de R\$32.569.872 mil em 31 de dezembro de 2010 para R\$36.662.672 mil em 31 de dezembro de 2011. As principais variações foram:

Caixa e Equivalentes de Caixa

Redução de 46,2% no caixa e equivalentes de caixa, de R\$9.220.169 mil em 31 de dezembro de 2010 para R\$4.959.787 mil em 31 de dezembro de 2011, principalmente devido a reduções nas aplicações financeiras feitas pela Eletrobras.

Caixa Restrito

Aumento de 47,4% no caixa restrito, de R\$2.058.218 mil em 31 de dezembro de 2010 para R\$3.034.638 mil em 31 de dezembro de 2011, principalmente em função do aumento na disponibilidade dos recursos destinados à CCC.

Títulos e Valores Imobiliários

Aumento de 66,1% nos títulos e valores mobiliários, de R\$6.774.073 mil em 31 de dezembro de 2010 para R\$11.252.504 mil em 31 de dezembro de 2011, principalmente em razão da determinação do valor justo dos investimentos de acordo com as práticas contábeis aplicáveis.

Clientes

Aumento de 15,1% nas contas a receber de clientes, de R\$3.779.930 mil em 31 de dezembro de 2010 para R\$4.352.024 mil em 31 de dezembro de 2011, principalmente em razão do aumento do volume de vendas à CPFL, do aumento dos recursos arrecadados no âmbito do PROINFA e do aumento das receitas pelo uso da rede elétrica da Eletrobras, parcialmente compensado por um volume menor de vendas de energia por meio da CCEE e por um aumento na provisão para créditos de liquidação duvidosa.

Financiamentos e Empréstimos

Aumento de 53,2% nos financiamentos e empréstimos, de R\$1.359.269 mil em 31 de dezembro de 2010 para R\$2.082.054 mil em 31 de dezembro de 2011, principalmente em razão da realocação de montantes de empréstimos e financiamentos do ativo não circulante para o ativo circulante em razão de seus vencimentos.

Direito de Ressarcimento

Aumento de 80,9% em direitos de ressarcimento, de R\$1.704.239 mil em 31 de dezembro de 2010 para R\$3.083.157 mil em 31 de dezembro de 2011, principalmente em razão do aumento da geração de energia no Sistema Isolado, que origina os direitos de ressarcimento.

ATIVO NÃO CIRCULANTE

O ativo não circulante aumentou em 9,3%, passando de R\$60.660.013 mil em 31 de dezembro de 2010 para R\$66.322.573 mil em 31 de dezembro de 2011. As principais variações foram:

Financiamentos e Empréstimos

O item Financiamentos e Empréstimos diminuiu em 7,8% passando de R\$8.300.171 mil em 31 de dezembro de 2010 para R\$7.651.336 mil em 31 de dezembro de 2011 devido principalmente

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

à realocação de montantes de empréstimos e financiamentos do ativo não circulante para o ativo circulante em razão de seus vencimentos.

Ativo Financeiro – Concessões de Serviço Público

O ativo financeiro relativo às concessões de serviço público aumentou em 13,5% passando de R\$40.643.712 mil em 31 de dezembro de 2010 para R\$46.149.379 mil em 31 de dezembro de 2011, devido ao ajuste da Receita Anual Permitida – RAP, aplicável às atividades de Transmissão, e do Ativo Financeiro Indenizável relativo às concessões de Transmissão e Distribuição.

Impostos e Contribuições Sociais

Os impostos e contribuições sociais aumentaram 33,1%, passando de R\$4.338.682 mil em 31 de dezembro de 2010 para R\$5.774.286 mil em 31 de dezembro de 2011, devido a um aumento do ICMS a recuperar, do PIS/COFINS a recuperar e dos ativos fiscais diferidos líquidos.

Cauções e Depósitos Vinculados

As cauções e depósitos vinculados aumentaram 32,3%, passando de R\$1.750.678 mil em 31 de dezembro de 2010 para R\$2.316.324 mil em 31 de dezembro de 2011, em razão do aumento do volume de processos judiciais que exigiram a realização de tais depósitos.

PASSIVO

PASSIVO CIRCULANTE

O saldo do passivo circulante aumentou em 42,2%, passando de R\$18.369.511 mil em 31 de dezembro de 2010 para R\$26.124.809 mil em 31 de dezembro de 2011. As principais variações no passivo circulante foram as seguintes:

Financiamentos e Empréstimos

Os financiamentos e empréstimos aumentaram em 114,4% passando de R\$1.868.465 mil em 31 de dezembro de 2010 para R\$ 4.005.326 mil em 31 de dezembro de 2011, devido principalmente à migração para o curto prazo, em razão do vencimento, de empréstimos e financiamentos mantidos junto ao BNDES e junto à Corporación Andina de Fomento (CAF).

Fornecedores

Aumento de 22,7% na conta de fornecedores, de R\$5.165.765 mil em 31 de dezembro de 2010 para R\$ 6.338.102 mil em 31 de dezembro de 2011, principalmente em razão do aumento verificado no fornecimento de materiais e serviços e da energia comprada para revenda.

Remuneração aos Acionistas

O montante correspondente à remuneração aos acionistas aumentou em 27,7% passando de R\$3.424.520 mil em 31 de dezembro de 2010 para R\$4.373.773 mil em 31 de dezembro de 2011, devido principalmente ao aumento das distribuições realizadas via declaração de juros sobre o capital próprio.

Obrigações de Ressarcimento

Aumento de 157,6% na conta de obrigações de ressarcimento, de R\$759.214 mil em 31 de dezembro de 2010 para R\$1.955.966 mil em 31 de dezembro de 2011, principalmente em razão da variação cambial e da variação da inflação no período.

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

PASSIVO NÃO CIRCULANTE

O saldo do passivo não circulante aumentou em 3,1%, passando de R\$58.001.080 mil em 31 de dezembro de 2010 para R\$59.815.302 mil em 31 de dezembro de 2011. As principais variações foram:

Financiamentos e Empréstimos

O item Financiamentos e Empréstimos aumentou em 22,8% passando de R\$31.269.971 mil em 31 de dezembro de 2010 para R\$38.408.352 mil em 31 de dezembro de 2011 devido principalmente à emissão de bônus realizada em outubro de 2011, no valor de US\$1,75 bilhão.

Remuneração aos Acionistas

O item Remuneração aos Acionistas diminuiu em 43,9% passando de R\$5.601.077 mil em 31 de dezembro de 2010 para R\$3.143.222 mil em 31 de dezembro de 2011, em razão da atualização do saldo dos dividendos retidos relativos a exercícios anteriores.

Adiantamento para futuro aumento de capital

Redução de 97,1% na conta de adiantamento para futuro aumento de capital, de R\$5.173.856 mil em 31 de dezembro de 2010 para R\$148.695 mil em 31 de dezembro de 2011, principalmente em razão de aumento de capital ocorrido mediante a incorporação de tais valores ocorrido em 2011.

Provisões para Contingências

O item provisões para contingências aumentou em 19,2% passando de R\$3.901.289 mil em 31 de dezembro de 2010 para R\$4.652.176 mil em 31 de dezembro de 2011 devido ao incremento de processos e pela alteração da avaliação de riscos de perda nos processos existentes (remota, possível e provável), especialmente os processos de natureza cível.

PATRIMÔNIO LÍQUIDO

O patrimônio líquido aumentou em 9,5%, de R\$70.530.410 mil em 31 de dezembro de 2010 para R\$77.202.321,00 mil em 31 de dezembro de 2011, principalmente em decorrência do aumento de capital ocorrido mediante capitalização de adiantamentos para futuro aumento de capital, bem como do aumento do saldo das reservas de lucros.

Fluxo de Caixa

As tabelas abaixo resumem a evolução dos fluxos de caixa líquidos da Eletrobras para os períodos apresentados:

	Exercício Social findo em 31 de dezembro de		
	(em milhares de reais)		
Fluxos de Caixa Líquidos	2012	2011	2010
Proporcionados por Atividades Operacionais	13.826.590	4.286.867	8.244.780
Aplicados nas Atividades de Investimento	(13.455.415)	(10.904.112)	(7.735.792)
Provenientes (aplicados) nas Atividades de Financiamento	(901.590)	2.356.861	93.887
Total	(530.412)	(4.260.382)	602.875

Atividades Operacionais

Os fluxos de caixa provenientes das atividades operacionais da Eletrobras resultam principalmente:

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

- da venda e transmissão de energia elétrica para uma base estável e diversificada de clientes no varejo e no atacado a preços fixos; e
- de depósitos restritos no âmbito de processos judiciais em casos em que a Eletrobras seja autora e seja obrigada a efetuar um depósito em favor do juízo aplicável.

Os fluxos de caixa das atividades operacionais têm se mostrado suficientes para atender às necessidades operacionais e de investimentos de capital da Eletrobras para os períodos analisados.

Em 2012, o fluxo de caixa gerado pelas atividades operacionais apresentou um aumento de R\$9,5 bilhões, passando de R\$4,3 bilhões em 2011 para R\$13,8 bilhões em 2012. Este aumento foi causado principalmente (i) pela aquisição de propriedades para as linhas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, (ii) por uma redução de R\$8 bilhões em títulos e valores mobiliários, e (iii) R\$3 bilhões em operações especiais.

Em 2011, o fluxo de caixa gerado pelas atividades operacionais apresentou uma redução de R\$3,9 bilhões, passando de R\$8,2 bilhões em 2010 para R\$4,3 bilhões em 2011. Esta redução foi causada principalmente pela aquisição de propriedades para as linhas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e por aumentos de capital em SPEs.

Atividades de Investimento

O fluxo de caixa da atividade de investimento da Eletrobras reflete principalmente:

- investimentos restritos, que são o caixa excedente que a Eletrobras tem que aplicar junto ao Banco do Brasil S.A. (ou em outros investimentos determinados pelo Governo Brasileiro);
- aquisições de certos investimentos - parcerias celebradas pela Eletrobras com terceiros do setor privado com relação à operação de novas usinas;
- aquisições de ativos fixos, consistindo principalmente de investimentos em equipamentos necessários para as atividades operacionais da Eletrobras;
- receita decorrente dos:
 - (i) títulos de dívida "CFT-E1" emitidos pelo Governo Brasileiro: estes títulos são indexados ao IGP-M, não produzem juros e venceram em agosto de 2012;
 - (ii) títulos de dívida "NTN-P" emitidos pelo Governo Brasileiro: estes títulos são indexados à Taxa Referencial (ou TR), e rendem juros de 6,0% por ano e vencem em datas variadas a partir de fevereiro de 2012; e
 - (iii) "Partes beneficiárias" emitidas pelas seguintes empresas: (i) Rede Lajeado Energia S.A., (ii) EDP Lajeado Energia S.A., (iii) CEB Lajeado S.A., e (iv) Paulista Lajeado Energia S.A. A Eletrobras recebe remuneração destes títulos com base nos lucros anuais que cada empresa auferir.

Em 2012, o fluxo de caixa proveniente das atividades de investimento apresentou aumento de R\$2,5 bilhões, ou 23,4%, passando de R\$(10,9) bilhões em 2011 para R\$(13,4) bilhões em 2012. Este aumento decorreu da aquisição de ativos fixos e ativos de concessões.

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

Em 2011, o fluxo de caixa proveniente das atividades de investimento apresentou redução de R\$3,1 bilhões, ou 41,0%, passando de R\$(7,7) bilhões para R\$(10,9) bilhões em 2011. Esta redução decorreu da aquisição de ativos fixos e ativos de concessões.

Atividades de Financiamento

Os fluxos de caixa usados em atividades de financiamento da Eletrobras refletem principalmente a renda proveniente de juros que a mesma recebe de empréstimos feitos a empresas que operam no setor elétrico brasileiro, de curto e longo prazos.

Em 2012, o fluxo de caixa das atividades de financiamento da Eletrobras apresentou redução de R\$3,3 bilhões, passando de R\$2,3 bilhões em 2011 para R\$(901) milhões em 2012. Este aumento foi causado principalmente pelo pagamento de (i) dividendos, e (ii) empréstimos e financiamentos.

Em 2011, o fluxo de caixa das atividades de financiamento da Eletrobras apresentou aumento de R\$2,2 bilhões, passando de R\$93,9 milhões em 2010 para R\$2,3 bilhões em 2011. Este aumento foi causado principalmente pelo ingresso de empréstimos de longo prazo.

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

a) resultado das operações da Companhia:

i. descrição de quaisquer componentes importantes da receita;

Descrição das principais linhas contábeis

Receitas Operacionais

Operações com Energia Elétrica

As receitas da Eletrobras derivam da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, conforme abaixo detalhado:

- **Geração:** as receitas da atividade de geração derivam da comercialização, suprimento e venda da energia elétrica gerada pela Eletrobras (incluindo a parte da energia elétrica conferida à Eletrobras no âmbito de Itaipu Binacional) para as empresas de distribuição e consumidores livres, bem como do repasse da parcela da energia elétrica atribuída ao Paraguai relativa a Itaipu Binacional que não é aproveitada no Paraguai. As receitas provenientes da atividade de geração de energia elétrica são registradas com base na produção remetida às taxas especificadas pelos termos contratuais ou os índices reguladores vigentes;
- **Transmissão:** as receitas da atividade de transmissão derivam da construção da infraestrutura de linhas de transmissão pela Eletrobras, bem como da operação e manutenção destas linhas para transmissão de energia elétrica para concessionárias de energia elétrica. As receitas recebidas de outras concessionárias que utilizam a rede básica de transmissão da Eletrobras são reconhecidas no mês em que os serviços são fornecidos às outras concessionárias. O preço cobrado nesta atividade é regulado (tarifa) e denominado Receita Anual Permitida (RAP). A Eletrobras, enquanto transmissora de energia elétrica, não pode negociar preços com usuários. Para alguns contratos, a RAP é fixa e atualizada monetariamente por índice de preços uma vez por ano. Para os demais contratos, a RAP é atualizada monetariamente por índice de preços uma vez ao ano e revisada a cada cinco anos. Geralmente, a RAP de qualquer empresa de transmissão de energia elétrica está sujeita a revisão anual devido ao aumento do ativo e de despesas operacionais decorrentes de modificações, reforços e ampliações de instalações; e
- **Distribuição:** as receitas da atividade de distribuição derivam principalmente do fornecimento de energia elétrica a consumidores finais da energia elétrica que a Eletrobras adquire de companhias geradoras e também daquela energia elétrica gerada pela Eletrobras nas usinas térmicas em áreas isoladas no norte para distribuição. A atividade de distribuição envolve ainda uma parcela de receitas oriundas da construção, operação e manutenção das redes de distribuição. As receitas da atividade de distribuição de energia elétrica para consumidores finais são reconhecidas quando a energia é fornecida. Os faturamentos destas vendas são feitos mensalmente. As receitas não faturadas desde o ciclo de faturamento até o final de cada mês são estimadas com base no faturamento do mês anterior e são acumuladas ao final do mês. As diferenças entre as receitas não faturadas estimadas e reais, se existentes, são reconhecidas no mês seguinte.

Um grande percentual das receitas da Eletrobras a cada ano deriva da venda ou revenda de energia elétrica de Itaipu. Entretanto, o tratado Brasil-Paraguai, em conformidade com o qual Itaipu opera, estipula que as receitas oriundas destas atividades não devem ter nenhum efeito sobre a receita líquida da Eletrobras. Para mais informações a respeito do Tratado de Itaipu, vide seção 7.8 deste Formulário de Referência.

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

Outras Receitas Operacionais

Outras receitas operacionais são derivadas de encargos cobrados de consumidores finais pelo pagamento atrasado relativo à energia elétrica vendida na atividade de distribuição e, em menor escala: (i) energia elétrica vendida na atividade de geração pelas subsidiárias da Eletrobras na região norte do Brasil, e (ii) energia elétrica vendida na atividade de transmissão. Existem ainda outras receitas operacionais que não são atribuíveis às atividades de distribuição, geração ou transmissão e que, por isso, são registradas pela Eletrobras em segmento "corporativo". Estas incluem (i) taxas pela administração da RGR e de outros fundos do governo, (ii) uma taxa cobrada de Itaipu pelo manuseio da energia de Itaipu, e (iii) receitas resultantes das variações cambiais na comercialização da energia de Itaipu. A Eletrobras também percebe outras receitas operacionais das companhias de telecomunicações que utilizam certas partes de sua infraestrutura para montar linhas de telecomunicações.

Tributos sobre a receita

O principal tributo incidente sobre a receita da Eletrobras consiste no Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços — ICMS, o qual é cobrado sobre as receitas brutas oriundas das vendas de energia elétrica. A Eletrobras está sujeita a índices diversos de ICMS nos diferentes estados nos quais opera, variando de 7% a 27%. A Eletrobras não incorre em quaisquer impostos sobre receitas em sua atividade de transmissão, conforme regulamentação aplicável.

Adicionalmente, a Eletrobras está sujeita à incidência de dois tributos federais incidentes sobre a receita bruta: o PIS (Programa de Integração Social) e o PASEP (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social).

Encargos Setoriais

Correspondem às deduções da receita bruta realizadas por conta dos encargos setoriais, que compreendem pagamentos feitos à Reserva Geral de Reversão – RGR, Conta de Consumo de Combustível – CCC, Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, contribuições ao PROINFA e demais encargos similares cobrados dos participantes do setor elétrico. Os encargos setoriais são calculados de acordo com fórmulas estabelecidas pela ANEEL, as quais diferem de acordo com o tipo de encargo, e assim não existe correlação direta entre as receitas e os encargos setoriais.

Despesas Operacionais

Pessoal, Material e Serviços

Reflete principalmente as despesas da Eletrobras com empregados, equipamentos e infraestrutura necessários às operações administrativas do dia a dia, bem como os custos com terceirização. Os serviços terceirizados refletem as despesas da Eletrobras com serviços de segurança, manutenção, consultores e outros assessores. Em decorrência da natureza diversa destas despesas, a Eletrobras tem que aplicar certos critérios subjetivos ao alocar tais despesas entre as atividades operacionais da Companhia, pois algumas destas despesas podem ser alocadas em atividades diferentes. Ademais, vale notar que este item reflete as despesas da Eletrobras com itens necessários às suas operações administrativas, mas exclui matérias primas que são utilizadas nas operações de geração de energia elétrica.

Energia Elétrica Comprada para Revenda

Ambas as áreas de distribuição e geração realizam a aquisição de energia elétrica para revenda. A energia elétrica adquirida na atividade de distribuição é comprada de outros geradores. A energia elétrica adquirida na área de geração representa a parte paraguaia da energia elétrica produzida em Itaipu que não é usada no Paraguai e que a Eletrobras revende para empresas de

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

distribuição e consumidores livres.

Combustível para a Produção de Energia Elétrica

O custo do combustível é um componente significativo das despesas operacionais da Eletrobras. Entretanto, um percentual grande destes custos é subsequentemente reembolsado pela Conta CCC.

Uso da Rede Elétrica

Estes custos representam os encargos incorridos pela Eletrobras na transmissão de energia elétrica por meio das linhas de transmissão pertencentes a terceiros.

Remuneração e Ressarcimento

Refletem despesas que a Eletrobras incorre como resultado dos pagamentos atrasados por ela efetuados, bem como as despesas de financiamento da Eletrobras e de suas controladas junto a terceiros.

Depreciação e Amortização

Representa a depreciação e amortização do ativo imobilizado da Eletrobras. A Eletrobras registra como ativo imobilizado o custo de construção ou aquisição, conforme for aplicável, de usinas, bens e equipamentos, menos a depreciação acumulada calculada com base no método de linha reta, a taxas que levam em consideração a vida útil estimada do ativo. Os custos com reparo e manutenção que prolongam a vida útil dos ativos são acrescidos, enquanto que outros custos de rotina são cobrados sobre o resultado de operações. Os juros referentes à dívida obtida de terceiros incorrida durante o período de construção de ativos são capitalizados.

Provisões Operacionais

Refletem as provisões que a Eletrobras realiza com relação a (i) processos legais dos quais faz parte; (ii) créditos para contas de liquidação duvidosa; (iii) custos de desativação, que são os custos associados a desativação de usinas nucleares, isto é, a desativação segura das instalações.

Resultado a Compensar de Itaipu

O efeito líquido dos resultados das operações de Itaipu é registrado neste item e os efeitos acumulados das operações de Itaipu, líquidas de compensação por meio de reajustes de tarifas, são refletidos no ativo circulante e não-circulante do balanço patrimonial da Eletrobras em "Ativos Financeiro de Itaipu".

Doações e Contribuições

Refletem as despesas referentes a investimentos da Eletrobras em novas tecnologias da informação, pesquisa e desenvolvimento, assim como investimentos em programas culturais e patrocínios.

Outros Custos Operacionais

Outros custos operacionais da Eletrobras compreendem alguns custos diversos que são incorridos como parte das operações do cotidiano da Companhia. Os componentes mais significativos são: (i) custos com arrendamento, tais como as unidades geradoras para o sistema isolado; (ii) custos de O&M (Operacionalização e Manutenção) dos projetos da Eletrobras, que dizem respeito aos custos com a operação das instalações vinculadas à prestação dos serviços de energia elétrica, bem como com manutenções preventivas e corretivas dos equipamentos que integram as referidas instalações; (iii) custos com

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

telecomunicações, principalmente os custos incorridos com telefone e serviços de internet; (iv) custos com seguro, incluindo as apólices de seguro das instalações e bens da Eletrobras; e (v) custos com o descarte de ativos, principalmente transformadores.

Resultado da equivalência patrimonial

Resultados decorrentes da aplicação da equivalência patrimonial relativa à participação da Eletrobras em outras sociedades.

Resultado Financeiro

Receitas Financeiras

Refletem as receitas provenientes da remuneração que a Eletrobras recebe a partir de aplicações em instrumentos financeiros, bem como dos juros, comissões e taxas obtidos em decorrência dos empréstimos que concede de acordo com as disposições da lei brasileira, que permite à Eletrobras atuar como financiadora de certas empresas prestadoras de serviço público controladas pela Eletrobras. Refletem ainda as receitas provenientes do acréscimo moratório sobre a energia elétrica pagos à Eletrobras, bem como o impacto de atualizações monetárias e outras receitas de natureza financeira da Eletrobras.

Despesas Financeiras

Reflete principalmente pagamentos dos dividendos e juros sobre o capital próprio aos acionistas da Eletrobras, bem como os encargos incorridos com dívidas contraídas e arrendamentos mercantis. Reflete ainda as despesas com as variações cambiais incidentes sobre os ativos e passivos da Eletrobras atrelados a moeda estrangeira, principalmente no que se refere à Itaipu, porquanto os demonstrativos financeiros da Itaipu Binacional são mantidos em Dólares americanos, e isto representa a maior exposição da Eletrobras a risco de variação de moeda estrangeira.

Receitas (despesas) monetárias e cambiais

As receitas (despesas) monetárias e cambiais referem-se principalmente a Itaipu, tendo em vista que as demonstrações financeiras de Itaipu Binacional são preparadas em dólares americanos, e representa a maior exposição da Eletrobras a riscos de moedas estrangeiras. Uma desvalorização do real em relação ao dólar americano aumenta nossas receitas, à medida em que aumenta o montante da contribuição de Itaipu, embora o efeito dessa contribuição seja compensado. Uma valorização do real corresponde a uma redução das receitas da Companhia ao implicar redução do valor de contribuição de Itaipu, embora tal efeito seja igualmente compensado por meio da depreciação do custo de construção de Itaipu.

ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais.

Nos três últimos exercícios sociais, a situação financeira e o resultado das operações da Eletrobras foram influenciados por fatores como o desenvolvimento macroeconômico brasileiro, restrições previstas no tratado assinado entre Brasil e Paraguai com relação à negociação da energia de Itaipu, variações nas taxas de câmbio, utilização da Eletrobras Eletronorte como uma agência de desenvolvimento, participação da Eletrobras na administração dos programas do governo brasileiro relacionadas ao setor elétrico, regulação das tarifas de distribuição de energia elétrica e receitas fixas de transmissão.

Cenário Econômico:

Condições Macroeconômicas Brasileiras

A Eletrobras é afetada pelas condições da economia brasileira. O cenário macroeconômico brasileiro tem se caracterizado por uma crescente atividade econômica e uma trajetória

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

consistente dos níveis de inflação. As taxas de câmbio, entretanto, têm sido voláteis.

Com exceção do ano de 2009, muito afetado pela crise financeira internacional, o nível de atividade da economia Brasileira tem evoluído positivamente nos últimos anos. Em 2007, O PIB brasileiro cresceu 5,4%, de acordo com o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, comparado a um crescimento de 3,7% em 2006. Neste mesmo ano, a taxa de inflação, medida pelo IPCA, foi de 4,5%, o que permitiu a redução da taxa básica de juros (SELIC) – para 11,25%.

No ano de 2009, a economia brasileira demonstrou relativa resistência aos efeitos da crise financeira internacional deflagrada em 2008. Ainda assim, encerrou o ano com um nível de crescimento econômico próximo de zero, influenciada pelo desempenho desfavorável do setor industrial. Adicionalmente, as condições macroeconômicas e a estabilidade econômica permitiram ao Banco Central retomar a trajetória de redução das taxas de juros, de maneira que a taxa SELIC atingiu seu nível histórico mais baixo, equivalente a 8,7%, em julho de 2009, de acordo com dados do Banco Central. De forma semelhante, o Real apresentou apreciação de 34,2% com relação ao Dólar ao longo do ano de 2009. As reservas internacionais, segundo o Banco Central, se mantiveram em patamares acima de US\$200,0 bilhões (US\$239,1 bilhões em 31 de dezembro de 2009), demonstrando uma melhoria considerável em comparação a 2008, de acordo com dados do Banco Central.

Após verificar uma queda de 0,2% do PIB, em 2009, a economia brasileira recuperou-se em 2010, com um crescimento de aproximadamente 7,5%. Essa recuperação foi alavancada parcialmente pela vigorosa expansão do mercado interno. As políticas de transferência de renda, o aumento contínuo do salário mínimo, o crescimento da massa salarial e do crédito foram determinantes para esse resultado. Nesse compasso, o consumo das famílias tinha um crescimento estimado de 7,9%, que, em conjunto com o investimento de longo prazo, foram os principais fatores para um forte desempenho da demanda agregada em 2010. A formação bruta de capital fixo cresceu 25,59%, em 2010, atingindo uma taxa de investimento de 18,4%.

Em 2011, o PIB apresentou crescimento de 2,73%, em razão do crescimento da demanda interna. A redução da taxa de crescimento em relação a 2010 resulta da redução do crescimento global.

No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012, o PIB apresentou crescimento de 0,9%, apesar da crise financeira internacional. O IPCA apresentou um valor máximo de 5,84%, influenciado principalmente por fatores internos. Internamente, os preços de alimentos e bebidas exerceram pressão relevante sobre o índice de inflação.

Quanto à política monetária, frente ao acirramento da crise financeira internacional, procurou melhorar as condições de liquidez da economia, reduzindo a taxa mínima de reservas. Adicionalmente, a Selic apresentou redução de 34,3% em 2012 (passando de 10,9% em 2011 para 7,2% em 2012).

No que se refere à balança comercial líquida brasileira, segundo informações do Banco Central (*Relatório de Inflação*, dezembro de 2012), o Brasil apresentou um superávit de US\$19,4 bilhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012, com as exportações totalizando US\$242,6 bilhões (uma redução de 5,3% em relação ao mesmo período de 2011), principalmente em razão do ritmo moderado da atividade econômica global e da redução dos preços de commodities relevantes para o país, tais como o minério de ferro. As importações totalizaram US\$223,1 bilhões no período, em comparação a US\$226,2 bilhões em 2011, uma redução de 1,4%, principalmente em razão de um aumento de 0,4% nos preços e redução de 1,3% no volume de importações. Em termos de preços, os principais eventos foram o aumento nas categorias de bens de consumo duráveis (5,8%) e combustíveis e lubrificantes (3,3%), parcialmente compensados por uma redução de 1,1% em matérias primas e produtos intermediários. A redução do volume de importações refletiu, principalmente, reduções nas quantidades de bens de consumos duráveis importados (17,9%) e combustíveis e lubrificantes (4,8%), contrastando com um aumento de 9,6% no volume de bens de consumo não duráveis.

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

Por sua vez, em 2011, o Brasil apresentou um superávit de US\$29,8 bilhões com as exportações totalizando US\$256,0 bilhões (26,8% acima do registrado em 2010), principalmente em razão da recuperação da economia mundial e do aumento dos preços das *commodities*. As importações registraram o valor de US\$ 226,2 bilhões, comparado a US\$ 181,6 bilhões em 2010, o que significa um crescimento de 24,5%. Esse crescimento foi impulsionado pela apreciação do Real e pelo crescimento da demanda interna.

A balança de pagamentos totalizou um superávit de US\$ 49,1 bilhões em 2010, um superávit de US\$58,6 bilhões em 2011 e um superávit de US\$18,9 bilhões em 2012. As transações correntes apresentaram déficit de US\$ 47,4 bilhões em 2010, um superávit de US\$52,5 bilhões em 2011 e um déficit de US\$54,2 bilhões em 2012 (o que equivale a 2,2%, 2,1% e 2,4% do PIB, respectivamente). Os ingressos líquidos de investimentos estrangeiros diretos (IED) alcançaram o valor recorde de US\$68,0 bilhões em 2012, com elevação de 0,6% na comparação com o resultado do ano anterior (US\$67,7 bilhões). Já os investimentos estrangeiros em carteira apresentaram ingressos líquidos de US\$8,2 bilhões em 2012, 76,6% inferior ao verificado em 2011.

A taxa de câmbio, em 2012, apresentou baixa volatilidade se comparada ao período durante a crise financeira internacional. Assim, o influxo de capitais exerceu pouca pressão na taxa de câmbio. Consequentemente, a taxa de câmbio em relação ao dólar apresentou apreciação ao longo de 2012, iniciando o ano cotado a R\$1,87 e finalizando o ano em R\$2,04.

As políticas do Banco Central, tanto no mercado à vista como no mercado futuro de câmbio, fizeram com que as reservas internacionais crescessem 6,0%, somando US\$373,1 bilhões em dezembro de 2012.

A tabela abaixo apresenta o crescimento do PIB, inflação e taxa de câmbio para o Dólar nos períodos ou datas indicadas:

	Exercício social encerrado em ou em 31 de dezembro de		
	2012	2011	2010
Crescimento do PIB	0,9%	2,7%	7,53%
Inflação (IGP-M)	7,82%	5,1%	11,32%
Inflação (IPCA)	5,84%	6,5%	5,91%
Valorização do real em relação ao dólar norte-americano	8,94%	12,6%	4,31%
Taxa de câmbio no final do período por US\$1,00	R\$2,0435	R\$1,8758	R\$1,666
Taxa de câmbio média por US\$1,00	R\$1,9544	R\$1,675	R\$1,756

Fonte: FGV, Ipeadata, IBGE e Bacen.

Mercado de Energia Elétrica

O consumo de energia elétrica registrou um aumento de 3,5% em 2012, superior ao crescimento do PIB no período (de 0,9%). Todas as classes de consumidores apresentaram crescimento no consumo de energia elétrica, com destaque para as classes outros clientes e comercial, que cresceram 4,9% e 7,9%, respectivamente.

Por sua vez, o consumo de energia elétrica registrou uma elevação de 3,6% em 2011, taxa superior ao crescimento do PIB para o mesmo período, que registrou um aumento de 3,3%. Todas as classes de consumidores apresentaram crescimento no consumo de energia elétrica, com destaque para as classes residencial e comercial, que cresceram 4,6% e 6,3%, respectivamente.

Após a estagnação econômica em 2009, o ano de 2010 apresentou uma forte recuperação da produção industrial e, consequentemente, do consumo industrial de energia elétrica. Em 2012, o consumo industrial de energia elétrica apresentou redução, devido à redução dos níveis de consumo nas regiões Nordeste e Sudeste. A região Centro-Oeste foi a região que mais expandiu o consumo industrial, com crescimento de 11,6%.

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

O consumo de energia elétrica por região geográfica é apresentado na tabela abaixo:

Consumo de Energia Elétrica na Rede Básica (GWh):

Classe de Consumo					2012	2011	2010	Variação 2012 x 2011 (%)
Região	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total	Total	Total	
Norte	6.762	14.114	4.141	3.858	28.876	27.777	25.914	3,95
Nordeste	21.294	28.796	11.598	13.592	75.280	71.914	70.993	4,68
Sudeste	61.593	100.771	43.364	29.572	235.300	230.668	25.108	2,01
Sul	18.692	31.297	13.747	14.349	78.085	74.470	70.803	4,86
Centro-Oeste	9.224	8.493	6.436	6.582	30.735	28.205	26.149	8,97

Fonte: Comissão Permanente de Análise e Acompanhamento do mercado de Energia Elétrica – Copam/EPE.

Itaipu

Itaipu, a maior usina hidrelétrica do mundo, é detida conjuntamente pelo Brasil e Paraguai e foi criada de acordo com um tratado entre esses países, que também regula os termos de sua operação. Este tratado estabelece, ainda, a forma de contabilização dos resultados de Itaipu tanto pela Itaipu Binacional, companhia responsável pela operação de Itaipu, como pela Eletrobras no momento da consolidação dos resultados das operações de Itaipu Binacional.

De acordo com as exigências do IFRS, a Eletrobras consolida os resultados de Itaipu em suas demonstrações financeiras. De acordo com o tratado de Itaipu, a Eletrobras deve vender não apenas os 50,0% da energia elétrica produzida por Itaipu que é detida pelo Brasil através da Eletrobras, como também a parcela de energia elétrica detida pelo Paraguai que não é usada por este país. Consequentemente, a Eletrobras vende aproximadamente 95,0% da energia elétrica produzida por Itaipu. Os Artigos 7º e 8º da Lei n. 5.899, de 5 de julho de 1973, estabelecem a estrutura por meio da qual as empresas de distribuição calculam o montante total de energia comprada junto a Itaipu.

Apesar de Itaipu produzir um grande montante de energia elétrica, o tratado de Itaipu exige que as vendas da energia produzida por Itaipu sejam feitas sem fins lucrativos, ou seja, sem efeitos líquidos sobre os resultados da Eletrobras.

Para cumprir tal exigência, os lucros provenientes da venda de energia de Itaipu são creditados em períodos subsequentes nas contas de energia dos consumidores residenciais e rurais através do Sistema Interligado Nacional (reduzindo, assim, as receitas da Eletrobras provenientes das vendas de energia) e as perdas são levadas em consideração pela ANEEL no cálculo das tarifas de energia elétrica nos períodos subsequentes (aumentando, assim, as receitas da Eletrobras provenientes das vendas de energia elétrica).

Embora o resultado operacional líquido da Eletrobras não seja afetado pelas operações de Itaipu, diversos itens das demonstrações contábeis da Eletrobras são significativamente impactados por elas, principalmente a linha "energia adquirida para revenda", tendo em vista que a maioria dos valores nela registrados correspondem a energia produzida por Itaipu. Este montante, que corresponde, após a consolidação dos resultados, à parcela detida pelo Paraguai da energia gerada por Itaipu, seria significativamente maior caso a Eletrobras não consolidasse a parcela de energia detida pelo Brasil. Adicionalmente, tendo em vista que as demonstrações contábeis de Itaipu Binacional são elaboradas em dólares norte-americanos e convertidas em reais com base na cotação de fechamento da moeda divulgada pelo Banco Central no fim do período, qualquer flutuação na taxa de câmbio entre o real e o dólar norte-americano pode impactar significativamente o componente "Ganho monetário e câmbio" da linha "Despesa Financeira". Os *royalties* pagos por Itaipu correspondem a grande parte do componente "Despesa financeira" da linha "Despesas operacionais".

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

Ao amparo da Lei n. 11.480, de 30 de maio de 2007, a Eletrobras foi capaz de aplicar um fator de reajuste a qualquer contrato financeiro celebrado entre esta e Itaipu, bem como a quaisquer cessões de crédito entre a Companhia e o Tesouro Nacional anterior a 31 de dezembro de 2007. O propósito deste fator de reajuste era o de compensar o impacto das taxas de inflação nos Estados Unidos aos pagamentos em dólares norte-americanos. Nesse sentido, o fator de reajuste é calculado com base no índice de preços ao consumidor (*consumer price index* - CPI) e em outro índice que acompanha as variações de preço na indústria. A lei n. 11.480 foi revogada e o Decreto n. 6.265, de 22 de novembro de 2007 foi promulgado, determinando que um fator equivalente ao anterior fator de reajuste seja repassado aos consumidores anualmente. A Eletrobras aplica o fator de reajuste à integralidade dos contratos de empréstimo celebrados com Itaipu, ainda que seja responsável por 30% do valor total. A Companhia contabiliza o saldo remanescente desses empréstimos como "Direitos de ressarcimento", com efeito de compensação em suas demonstrações de resultados.

A partir do exercício social de 2010, a Eletrobras passou a contabilizar quaisquer ganhos ou perdas relacionadas a Itaipu como um ativo financeiro em seu balanço patrimonial, e a registrar a receita correspondente em suas receitas operacionais, de modo a atender aos IFRS. Para maiores detalhes sobre o tratamento contábil de Itaipu, vide os itens II e IV da nota explicativa 3.11 das demonstrações financeiras da Eletrobras relativas ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012.

Variações na Taxa de Câmbio

As flutuações no valor do real em relação ao dólar americano, particularmente as desvalorizações e/ou depreciações do real, tiveram e continuam tendo um efeito sobre os resultados da Eletrobras. Particularmente, em conformidade com o tratado de Itaipu, todas as receitas de Itaipu são determinadas em dólares americanos. Pelo fato de as demonstrações contábeis de Itaipu Binacional serem preparadas em dólares americanos e convertidas para reais à taxa de câmbio publicada pelo Banco Central ao final do período, qualquer movimentação na taxa de câmbio entre o real e o dólar americano pode ter um impacto importante sobre os resultados da Eletrobras, particularmente no componente "Ganho monetário e câmbio" da linha "Receitas(despesas) financeiras líquidas".

Entretanto, tendo em vista que, nos termos do tratado de Itaipu, suas operações não devem resultar em nenhum efeito líquido sobre os resultados da Eletrobras, qualquer perda ou ganho incorrido em consequência de uma valorização ou desvalorização do dólar americano em relação ao real será subsequentemente compensado por meio das tarifas cobradas dos consumidores residenciais e rurais. Nas demonstrações contábeis da Eletrobras, os efeitos decorrentes de Itaipu nas rubricas acima descritas são compensados e contabilizados na linha "Resultado a Compensar de Itaipu". Até o momento da compensação, os resultados acumulados de ganhos ou perdas das operações de Itaipu, líquidas dos ajustes de tarifas, são contabilizados no balanço patrimonial da Eletrobras como um ativo circulante, na linha "Direitos de ressarcimento".

Eletrobras Eletronorte

Durante muitos anos, a subsidiária Eletrobras Eletronorte foi usada como instrumento para o desenvolvimento da região norte do Brasil, operando, de certa forma, como uma agência de desenvolvimento. Em particular, a Eletrobras Eletronorte forneceu energia elétrica nos termos de contratos de fornecimento celebrados a preços que não cobriam seus custos. A Eletrobras iniciou, em 2004, a renegociação destes contratos de fornecimento, firmados principalmente com empresas na indústria de fundição de alumínio, com o objetivo de rever as tarifas de forma a cobrir os custos operacionais da Eletrobras Eletronorte e liquidar gradativamente suas dívidas. A Eletrobras Eletronorte firmou um contrato em 11 de maio de com a ALBRAS – Alumínio Brasileiro S.A., sociedade localizada no norte do Brasil e produtora de alumínio, estabelecendo o fornecimento de energia elétrica para as operações industriais da ALBRAS, com base no preço internacional do alumínio. Este contrato entrou em vigor em 1º de junho de 2004. A ALBRAS pode terminar o contrato mediante aviso com dois anos de antecedência, se decidir interromper

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

sua produção ou começar a usar seus próprios recursos para a geração de energia. A ALBRAS está sujeita ao pagamento de quaisquer quantias referentes ao término antecipado de contrato. O prazo total deste contrato é de 20 anos e o inclui um pagamento antecipado por energia de R\$876 milhões. Para maiores informações, vide nota explicativa 21 de nossas demonstrações financeiras relativas ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012.

Uma das principais fontes de receita da Eletrobras Eletronorte advém da exploração da Usina Hidrelétrica de Samuel – UHE Samuel, cujo prazo inicial de concessão esgotou-se em setembro de 2009. Em 18 de julho de 2006, a Eletrobras Eletronorte encaminhou à ANEEL pedido de prorrogação do prazo de concessão da UHE Samuel e da consequente assinatura de um novo contrato de concessão. Em 11 de março de 2010, a ANEEL concedeu uma prorrogação da concessão da UHE Samuel por mais vinte anos.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro 2012, as perdas líquidas atribuídas à Eletrobras Eletronorte chegaram a R\$738,6 milhões, comparados a ganhos de R\$58,3 milhões em 2011 e R\$154,2 milhões em 2010.

Tarifas Reguladas de Distribuição

No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012, 12,15% das receitas líquidas da Eletrobras decorreram da distribuição de energia elétrica. As empresas distribuidoras de energia elétrica em geral apresentam prejuízos, que provavelmente continuarão a ocorrer, dado que as tarifas que podem ser cobradas por elas são reguladas e reajustadas pela ANEEL.

Receitas Fixas de Transmissão

Diferentemente das receitas das atividades de distribuição e geração, as receitas da atividade de transmissão são fixadas pelo Governo Federal. Isto se aplica a todas as empresas de energia elétrica com operações de transmissão no Brasil. Consequentemente, as receitas da atividade de transmissão não aumentam nem diminuem com base no montante de energia elétrica transmitida. O Governo Federal estabelece uma taxa de receita fixa de transmissão a cada ano que os consumidores finais devem pagar e isto é repassado à Eletrobras e registrado como receita da atividade de transmissão. Assim, o lucro líquido da Eletrobras pode ser afetado pelo fato de que os custos neste setor não podem ser facilmente repassados para seus clientes.

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

A valorização do real em relação ao dólar americano e o fato de a Eletrobras deter relevante parcela de seus recebíveis indexados a moedas estrangeiras, principalmente ao dólar americano, tendo registrado na controladora, líquidos de obrigações, o montante de R\$29,2 bilhões em 2012 (US\$14,3 bilhões), R\$27,9 bilhões (US\$14,9 bilhões) em 2011, comparado a R\$24,8 bilhões em 2010 (US\$14,9 bilhões), em ativos sujeitos a variação cambial, os quais produziram efeito positivo no resultado da Eletrobras em 2012 no montante de R\$577 milhões, comparado a um ganho cambial de R\$749 milhões em 2011 e uma perda cambial de R\$470 milhões em 2010 decorrente da variação cambial. No tocante às variações monetárias decorrentes dos níveis internos de preços, no exercício findo em 31 de dezembro de 2012, a Eletrobras verificou um ganho de R\$947 milhões, comparado a um ganho de R\$1.016 milhões no exercício findo em 31 de dezembro de 2011 e um ganho de R\$718 milhões em 2010.

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 da Eletrobras

Inflação

A situação financeira e o resultado das operações da Eletrobras são afetados pela inflação, uma vez que parte de suas receitas são indexadas a índices de inflação (IGP-M) e seus custos

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

operacionais tendem a seguir tais índices.

A maioria dos custos e despesas da Eletrobras é denominada em reais e está atrelada aos índices de medição da inflação, tais como o IGP-M, o Índice Nacional de Preços ao Consumidor - INPC e o IPCA, ou sofre reajuste de acordo com a flutuação medida em taxas cambiais.

Os gastos da Eletrobras com pessoal representaram aproximadamente 18% de suas despesas operacionais em 2012 (em 2011 e 2010, esse percentual ficou na faixa de 21%). No Brasil, salários de empregados geralmente sofrem reajuste anual, baseado em acordos coletivos entre os sindicatos a que pertencem e os empregadores, os quais usualmente utilizam o IPCA como parâmetro para suas negociações.

Em 31 de dezembro de 2012, 61,12% do endividamento total de R\$49.651 milhões denominado em reais da Eletrobras estava vinculado ao IGP-M ou outros índices inflacionários. Consequentemente, a exposição da Eletrobras a risco de inflação era de R\$30.320 milhões em 31 de dezembro de 2012. Cada variação de 1,0% no IGP-M teria um impacto de R\$303 milhões na receita operacional líquida da Eletrobras.

Variação de preços dos principais insumos e produtos

Os principais insumos da Eletrobras são a energia comprada para revenda e o combustível para a produção de energia elétrica.

A energia comprada para revenda pela Eletrobras aumentou R\$1,2 bilhão no exercício de 2012 em comparação a 2011 (no período 2011-2010, a variação de energia comprada para revenda foi da ordem de R\$0,93 bilhão), principalmente, pelo: alto valor do PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), insuficiência de lastro em 2012 maior que em 2011, maior compra de energia e penalidades envolvendo a UTE Candiota III.

Já o gasto com combustível para a produção de energia, correspondeu a R\$709 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012, comparado a R\$163 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2011 e R\$253 milhões em 2010. Essa variação em 2012 foi influenciada, principalmente, pelo aumento de geração de energia térmica e pelo efeito da contabilização do gás natural em 2011 em subsidiária no Amazonas.

Taxa de Juros

Possuímos empréstimos vinculados à taxa LIBOR, IGP-M e à TJLP. Variações na taxa de juros podem impactar a inflação e, consequentemente, a Eletrobras está indiretamente exposta a mudanças das taxas de juros que podem representar elevações no custo de seus financiamentos.

Taxa de Câmbio

Em 31 de dezembro de 2012, aproximadamente 38,93% da dívida total consolidada da Eletrobras, de R\$49 bilhões, eram estipulados em moedas estrangeiras. Deste total, R\$19 bilhões, ou aproximadamente 38,28%, foram estipulados em dólares americanos.

A Eletrobras tem uma exposição em moeda estrangeira que afeta seus passivos e ativos devido a empréstimos que foram feitos a Itaipu cujas demonstrações financeiras são baseadas em dólares americanos. Com o objetivo de proteger a Eletrobras da flutuação da taxa de câmbio dólar/real, a Diretoria da Eletrobras aprovou a implementação de uma política de *hedge* em julho de 2007, com objetivo de reduzir a exposição da Eletrobras à variação dessas moedas estrangeiras através do uso de contratos derivativos.

Atualmente, a Eletrobras não tem nenhum contrato de derivativo pendente e não tem a intenção de celebrar nenhum contrato de derivativos com objetivo de realizar alavancagem ou proteção de crédito. Nossa estratégia geral é focar na proteção contra flutuações cambiais.

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

Entretanto, a Eletrobras considera ampliar sua política de *hedge* para cobrir outros riscos de mercado, como taxas de juros e índices.

Assim, a exposição da Eletrobras ao risco cambial do dólar era de R\$19 bilhões em 31 de dezembro de 2012. Uma variação de 1,0% na taxa de câmbio dólar americano/real teria um impacto negativo de R\$189 milhões sobre a receita líquida da Eletrobras em 31 de dezembro de 2012.

Para maiores informações sobre a política de *hedge* da Eletrobras, vide item 5.2 deste Formulário de Referência.

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

a. introdução ou alienação de segmento operacional

Não houve introdução ou alienação de segmentos operacionais da Eletrobras.

b. constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Não houve constituição, aquisição ou alienação de participação societária com efeitos relevantes ocorridos e esperados nas demonstrações financeiras da Eletrobras.

c. eventos ou operações não usuais

Ambiente Institucional e Regulatório

Em 2012 a legislação do Setor Elétrico Brasileiro foi bastante alterada, por meio de duas medidas provisórias editadas pelo Governo Federal: a medida provisória n. 577, de 29 de agosto de 2012 ("MP 577/2012") e a medida provisória n. 579, de 11 de setembro de 2012 ("MP 579/2012"), que foram convertidas nas Leis 12.767/12 e 12.783/13, respectivamente. A primeira dispõe sobre a extinção das concessões do serviço público de energia elétrica, com fundamento nos casos de caducidade, falência ou extinção da empresa concessionária e falecimento ou incapacidade do titular, no caso de empresa individual. A segunda lei, com o objetivo de atingir a modicidade tarifária, disciplina as prorrogações das concessões de geração, transmissão e distribuição a partir de fevereiro de 2013.

A MP 579/2012 autorizou a prorrogação de contratos referentes a concessões vigentes nas áreas de negócio de geração, transmissão e distribuição. Visando à modicidade tarifária, o novo marco legal estabelecido definiu a redução na conta do consumidor final, relativa às amortizações e depreciações dos investimentos realizados nos empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica com concessões vincendas de 2013 até 2017.

A prorrogação desses contratos era uma opção das concessionárias e, nesse contexto, a Eletrobras e suas empresas controladas realizaram análises jurídicas, econômico-financeiras e estratégicas, que concluíram pela opção da renovação, posteriormente aprovada nas instâncias competentes da sua alta administração.

Se a Eletrobras não pudesse renovar nenhuma dessas concessões e não conseguisse mantê-las através de disputa em leilão, os negócios decorrentes da exploração desses ativos seriam encerrados ao término do prazo contratual. Assim, ao optar pela renovação antecipada dessas concessões, a Eletrobras, por meio de suas controladas, assegurou, a partir da assinatura dos novos contratos de concessão, mais 30 anos de relevante participação no mercado nacional de geração, transmissão e distribuição.

A lei impõe efeitos econômico-financeiros às empresas que detêm concessões nestas áreas de negócio com vencimento até 2017. Outros efeitos de caráter operacional e de gestão também passaram a vigorar a partir de fevereiro de 2013, com importantes reflexos no equilíbrio entre receitas e despesas para as empresas concessionárias que aceitarem a prorrogação das concessões vincendas, com antecipação de seus efeitos a partir de fevereiro de 2013. A seguir os principais aspectos do novo marco legal/regulatório definido:

- Indenização de ativos ainda não totalmente amortizados e reconhecidos pelo órgão regulador, na forma da lei, para as instalações de geração, transmissão e distribuição;
- Cobertura de custos de operação/manutenção, encargos/tributos (dos ativos alcançados pela Lei 12.783/13) e remuneração de ativos/investimentos não amortizados/depreciados e reconhecidos pelo órgão regulador na forma da lei, sendo considerados pelo órgão regulador os "investimentos prudentes" necessários à operação confiável e segura dos ativos;

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

- Alocação da produção das usinas com concessão prorrogada (garantia física de energia e de potência) em cotas-parte para o *pool* das distribuidoras no Ambiente de Contratação Regulada ("ACR"), de forma análoga ao procedimento regulatório adotado para a energia-firme produzida por Itaipu;
- Valor da garantia física de energia e de potência e respectiva tarifa, para as usinas com concessão prorrogada, definido pelo órgão regulador (ANEEL), para o novo prazo de concessão, de 30 anos para hidrelétricas e 20 anos para termelétricas;
- A eventual produção decorrente de "ampliação" das usinas hidrelétricas cujas concessões forem prorrogadas nos termos da lei, observado o princípio da modicidade tarifária, será também integralmente distribuída em cotas-parte no ACR;
- Alteração de encargos setoriais (RGR, CDE, CCC e CFURH) para as instalações/ativos que tenham cujas concessões foram prorrogadas ou afetadas pela lei. Da mesma forma, os encargos de Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), quando aplicáveis, também serão recalculados pelo órgão regulador;
- Isenção do risco hidrológico (considerado inclusive o Mecanismo de Realocação de Energia - MRE) para as hidrelétricas que tiveram seus contratos de concessão prorrogados.

A aplicação da nova lei trará importante redução de receitas e fluxo de caixa das concessionárias de geração e transmissão da Eletrobras, e, em decorrência, o planejamento econômico-financeiro de investimentos em expansão nestas áreas de negócios, existentes e futuros, poderá sofrer alterações significativas no que concerne ao mix "capital próprio e de terceiros".

Ainda, a partir de janeiro de 2013, nos termos da Lei n.º 12.111/09, a energia gerada a partir das usinas nucleares de Angra 1 e 2 será vendida ao *pool* de distribuidoras do ACR, também em cotas-parte, tal como a energia da Usina Hidrelétrica de Itaipu, eliminando o desequilíbrio financeiro que havia entre o preço de compra da energia pela Eletrobras Furnas e o preço médio de venda nos contratos da chamada energia "velha". Ainda pelo marco legal estabelecido na Lei 12.111/09, no período de 2013 a 2015, a Eletrobras Furnas terá adicionalmente a cobertura dos déficits financeiros decorrentes dos contratos de compra e comercialização da energia da Eletrobras Eletronuclear (Angra 1 e 2) no *mix* dos contratos de energia velha, desta forma, recuperando os desequilíbrios financeiros ocorridos nos anos de 2010 a 2012.

Geração

A Eletrobras, por meio de suas controladas, era parte em um grande volume de contratos de concessão de geração com previsão de expiração em 2015 e, até 10 setembro de 2012, a legislação brasileira não permitia a renovação de tais concessões. Se a legislação anterior não sofresse alteração, conforme estabelecido na MP 579/2012, a Eletrobras não poderia renovar tais concessões a partir de 2015 e, para mantê-las, seria obrigada a disputá-las em futuros de leilões determinados pelo poder concedente, ofertando estas concessões ao mercado.

Dos ativos de geração nacionais que tiveram seus respectivos contratos afetados pelos dispositivos da MP 579/2012, cerca de 55% eram detidos por controladas da Eletrobras, totalizando, aproximadamente, 14 GW.

A partir de 01 de janeiro de 2013, em função do marco legal estabelecido pela Lei n.º 12.111/09, a Eletrobras Eletronuclear passa a comercializar a energia de Angra 1 e Angra 2 diretamente com as Distribuidoras do Sistema Interligado Nacional (SIN), conforme cotas-parte definidas pela ANEEL, antecipando assim o término do contrato de venda de energia para a

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

Eletrobras Furnas, previsto para 31 de dezembro de 2014. A Eletrobras Eletronuclear receberá, em cada ano, uma Receita Fixa definida pela ANEEL, faturada mensalmente em duodécimos. O faturamento do ano seguinte será acrescido ou deduzido, em duodécimos, de uma Parcela Variável ("PV") ou de um Ressarcimento ("RSS"), respectivamente. A PV corresponde a 50% da diferença anual positiva entre a garantida física de Angra 1 e Angra 2 e a energia entregue no centro de gravidade, descontados os respectivos consumos internos e as perdas para referi-la ao Centro de Gravidade, valorada pelo PLD (Preço de Liquidação de Diferenças) médio anual (calculado pela CCEE) e, o RSS, corresponderá à diferença anual negativa valorada pelo maior valor entre a Receita Fixa (em R\$/MWh) e o PLD médio anual.

A tarifa da geração produzida pelas usinas Angra 1 e 2 é definida anualmente pela ANEEL. No faturamento da Eletrobras Eletronuclear à Eletrobras Furnas em 2012 foram usadas as seguintes tarifas: para os meses de janeiro a novembro, a tarifa provisória de R\$148,79/MWh; e, para o mês de dezembro, a tarifa definitiva de R\$144,57/MWh. O faturamento final de 2012 deverá ser recalculado em decorrência de processo ainda em curso na ANEEL.

Transmissão

A MP 579/2012 também prorrogou as concessões de transmissão de energia elétrica vincendas até 2017 pelo prazo de até trinta anos, a contar da data de assinatura dos novos contratos de concessão, tendo como base novas receitas anuais de transmissão – RAP e a indenização dos ativos atingidos pela mesma, conforme critérios estabelecidos pelo novo marco legal e regulatório da ANEEL.

Assim sendo, foram estabelecidos termos aditivos aos contratos de concessão Nº 057/2001 da Eletrobras Eletrosul, Nº 058/2001 da Eletrobras Eletronorte, Nº 061/2001 da Eletrobras Chesf e Nº 062/2001 de Eletrobras Furnas.

Distribuição

Para a área de negócios de distribuição, os reflexos das novas regras, por enquanto envolvendo a geração e a transmissão, serão sentidos quando do processo de Revisão Tarifária Extraordinária, em 2013.

No decorrer do exercício, antes das datas base dos reajustes tarifários das empresas de distribuição da Eletrobras, foram levantados os dados a serem enviados à ANEEL, formalizados os pleitos, efetuadas reuniões com aquele órgão.

Desde o início de 2013, as distribuidoras não têm sofrido impacto econômico-financeiro decorrente da prorrogação das concessões de distribuição de forma tão relevante como nas áreas de geração e transmissão, uma vez que as distribuidoras estão sujeitas permanentemente ao cotejo da tarifa cobrada *vis-à-vis* a remuneração dos seus ativos, já consideradas as devidas amortizações de investimento e depreciações. A revisão tarifária extraordinária decorrente da aplicação da Lei n.º 12.783/13 recairá tão somente nas reduções dos custos de compra da energia de suprimento, bem como reduções da prestação dos serviços de distribuição, sendo assim compatibilizados com a tarifa cobrada aos consumidores finais. O objetivo da revisão tarifária periódica sempre tem sido permitir a discussão das condições de atendimento e cumprimento do contrato de concessão e obter junto à ANEEL um novo equilíbrio econômico-financeiro do contrato, conforme metodologia vigente.

As concessões de distribuição da Eletrobras já passaram por duas revisões tarifárias, 1º Ciclo e 2º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica e, em 2013, passarão pelo 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica – 3CRTP das Distribuidoras da Eletrobras – EDEs, cujas datas base são: para Alagoas e Piauí, agosto/2013 e Amazonas, Boa Vista, Acre e Rondônia no início e fim de novembro/2013. Adicionalmente, há também o processo de Reajuste Tarifário Anual, que tem como objetivo restabelecer o poder de compra da receita obtida por meio das tarifas praticadas pela concessionária.

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

a. mudanças significativas nas práticas contábeis

Novas normativas e revisões sobre consolidação, acordos de participação, coligadas e divulgações

Em maio de 2011, um pacote de cinco normas de consolidação, acordos de participação, coligadas e divulgações foi emitido, incluindo a IFRS 10, IFRS 11, IFRS 12, IAS 27 (revisada em 2011) e IAS 28 (revisada em 2011).

A IFRS 10 substitui as partes da IAS 27 (Demonstrações Financeiras Consolidadas e Separadas) que tratam das demonstrações financeiras consolidadas. A SIC-12 (Consolidação – Sociedades de Propósito Específico) será retirada com a aplicação da IFRS 10. De acordo com a IFRS 10, existe somente uma base de consolidação, ou seja, o controle. Adicionalmente, a IFRS 10 inclui uma nova definição de controle que contém três elementos: (a) poder sobre uma investida; (b) exposição, ou direitos, a retornos variáveis da sua participação na investida e (c) capacidade de utilizar seu poder sobre a investida para afetar o valor dos retornos ao investidor. Orientações abrangentes foram incluídas na IFRS 10 para abordar cenários complexos.

A IFRS 11 substitui a IAS 31 (Participações em *Joint Ventures*). A IFRS 11 aborda como um acordo de participação onde duas ou mais partes têm controle conjunto deve ser classificada. A SIC-13 (*Joint Ventures* – Contribuições Não-Monetárias de Investidores) será retirada com a aplicação da IFRS 11. De acordo com a IFRS 11, os acordos de participação são classificados como operações conjuntas ou *joint ventures*, conforme os direitos e as obrigações das partes dos acordos. Por outro lado, de acordo com a IAS 31, existem três tipos de acordos de participação: entidades controladas em conjunto, ativos controlados em conjunto e operações controladas em conjunto. Adicionalmente, de acordo com a IFRS 11, as *joint ventures* devem ser contabilizadas pelo método de equivalência patrimonial, enquanto as entidades controladas em conjunto, de acordo com a IAS 31, podem ser contabilizadas pelo método de equivalência patrimonial ou pelo método de contabilização proporcional.

A IFRS 12 é uma norma de divulgação aplicável a entidades que possuem participações em controladas, acordos de participação, coligadas e/ou entidades estruturadas não consolidadas. De um modo geral, as exigências de divulgação de acordo com a IFRS 12 são mais abrangentes do que as normas que regulavam a matéria até sua entrada em vigor.

Em junho de 2012, as modificações às IFRS 10, IFRS 11 e IFRS 12 foram emitidas para esclarecer certas regras de transição na aplicação destas IFRSs pela primeira vez. Essas cinco normas, juntamente com as respectivas modificações relacionadas às regras de transição, são aplicáveis a períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2013.

A Eletrobras espera que a aplicação dessas cinco normas tenha um efeito significativo sobre os valores reportados nas demonstrações financeiras. Por exemplo, a adoção da IFRS 10 poderá afetar a contabilização das participações nas empresas relacionadas na nota 14.b às demonstrações financeiras relativas a 31 de dezembro de 2012 e exercício social então findo, atualmente classificadas como coligadas da Companhia. Considerando a nova definição de controle e as diretrizes adicionais de controle definidas na IFRS 10, devido à adoção da IFRS 10, algumas destas empresas podem vir a ser consideradas como controladas da Eletrobras. Caso alguma destas empresas seja consolidada como controlada da Eletrobras, seus ativos líquidos, bem como as receitas e despesas, serão apresentados separadamente no balanço patrimonial consolidado, bem como na demonstração consolidada do resultado do exercício ou em outros resultados abrangentes, respectivamente, em vez de serem apresentados em uma única conta nas demonstrações financeiras consolidadas da Eletrobras. A Administração realizará uma revisão detalhada para determinar os efeitos da adoção da IFRS 10 na data de sua adoção.

A adoção da IFRS 11 resultará em alterações na contabilização dos investimentos mantidos pelo

TEXT_SP 5539699v10 10346/1 1

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

grupo econômico da Eletrobras nas entidades controladas em conjunto de acordo com o IAS 31, listadas na nota explicativa 3.2 às demonstrações financeiras relativas a 31 de dezembro de 2012 e exercício social então findo e, atualmente, contabilizadas pelo método de consolidação proporcional. De acordo com a IFRS 11, estas entidades controladas em conjunto serão classificadas como *joint ventures* e registradas pelo método de equivalência patrimonial, resultando no registro da participação proporcional nos ativos líquidos, resultado do exercício e outros resultados abrangentes da entidade em uma única conta que será apresentada no balanço patrimonial consolidado, bem como na demonstração consolidada do resultado do exercício ou do resultado abrangente como "investimento em *joint venture*" e "participação nos lucros (prejuízos) de *joint venture*", respectivamente. Com base em avaliação preliminar efetuada pela Eletrobras e, caso as normas IFRS 10 e IFRS 11 tivessem sido adotadas na elaboração das demonstrações financeiras consolidadas relativas a 31 de dezembro de 2012 e exercício social então findo, estima-se que o total de ativos e passivos seriam de R\$141.320.515 mil e R\$74.053.384 mil, respectivamente, em 31 de dezembro de 2012 (ante os montantes de R\$172.195.578 mil e R\$ 104.914.985 mil, respectivamente, apresentados nestas demonstrações financeiras consolidadas), que a receita operacional líquida seria de R\$26.954.473 mil em 31 de dezembro de 2012 (ante o montante R\$34.064.477 mil apresentado nestas demonstrações financeiras consolidadas), e que o resultado líquido do exercício e o patrimônio líquido não seriam afetados.

Demais normas e interpretações novas e revisadas já emitidas e ainda não adotadas

As alterações e interpretações das normas internacionais de relatórios financeiros (IFRS) a seguir são aplicáveis aos períodos contábeis iniciados após 1º de janeiro de 2013.

<u>Norma</u>	<u>Exigências-chave</u>	<u>Data de vigência</u>
Alteração ao IAS 1 - "Apresentação das Demonstrações Financeiras" com relação a outros resultados abrangentes	A principal modificação resultante desses adendos foi a exigência de que as entidades agrupem os itens apresentados em outros resultados abrangentes com base na possibilidade de serem ou não potencialmente reclassificáveis para lucros ou perdas, subsequentemente (ajustes de reclassificação). As alterações não estabelecem quais itens devem ser apresentados em outros resultados abrangentes. A Companhia está avaliando os impactos dessa alteração sobre suas demonstrações financeiras.	1º de julho de 2012

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

IFRS 9 - "Instrumentos Financeiros"	<p>O IFRS 9 é a primeira norma emitida como parte de um projeto maior para substituir o IAS 39. O IFRS 9 mantém, mas simplifica o modelo de mensuração combinada e estabelece duas principais categorias de mensuração para ativos financeiros: custo amortizado e valor justo. A base de classificação depende do modelo de negócios da entidade e das características do fluxo de caixa contratual do ativo financeiro. A orientação do IAS 39 sobre redução do valor recuperável de ativos financeiros e contabilidade de hedge continua aplicável.</p> <p>A Companhia está avaliando os impactos dessa alteração sobre suas demonstrações financeiras.</p>	Exercícios anuais iniciados após em 1º de janeiro de 2015
IFRS 13 - "Mensuração do Valor Justo"	<p>O objetivo do IFRS 13 é aprimorar a consistência e reduzir a complexidade da mensuração ao valor justo, fornecendo uma definição mais precisa e uma única fonte de mensuração do valor justo e suas exigências de divulgação para uso em IFRS.</p> <p>As exigências, que estão bastante alinhadas entre IFRS e US GAAP, não ampliam o uso da contabilização ao valor justo, mas fornecem orientações sobre como aplicá-lo quando seu uso já é requerido ou permitido por outras normas IFRS ou US GAAP.</p> <p>A Companhia está avaliando os impactos dessa alteração sobre suas demonstrações financeiras.</p>	Exercícios anuais iniciados após 1º de janeiro de 2013
Alterações à IFRS 7 e IAS 32 – Compensação de ativos e passivos financeiros e divulgações relacionadas	<p>As alterações à IAS 32 esclarecem questões de adoção existentes com relação às exigências de compensação de ativos e passivos financeiros. Especificamente, essas alterações esclarecem o significado de "atualmente possui o direito legal de compensar" e "realização e liquidação simultâneas".</p> <p>As alterações à IFRS 7 exigem que as entidades divulguem as informações acerca dos direitos de compensação e acordos relacionados (como as exigências de garantias) para os instrumentos financeiros sujeitos à compensação ou contratos similares.</p> <p>A Companhia está avaliando os impactos dessa alteração sobre suas demonstrações financeiras.</p>	Exercícios anuais iniciados após 1º de janeiro de 2013 (IFRS 7 – itens de divulgação) e após 1º de janeiro de 2014 (IAS 32)

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

Melhorias anuais ao ciclo de Alterações à IAS 16. As alterações à IAS IFRSs 2009 – 2011 (maio de 2012)

16 esclarecem que as peças de substituição, equipamentos reservas e equipamentos de serviço devem ser classificados como imobilizado caso estejam de acordo com a definição de imobilizado da IAS 16 ou, de outra forma, como estoque.

Alterações à IAS 32. As alterações à IAS 32 esclarecem que o imposto de renda relacionado às distribuições dos titulares de instrumentos patrimoniais e aos custos das transações patrimoniais deve ser contabilizado de acordo com a IAS 12 – Impostos sobre o lucro.

A Companhia está avaliando os impactos dessa alteração sobre suas demonstrações financeiras.

b) efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

Não houve efeitos significativos das alterações em práticas contábeis evidenciadas acima e cuja vigência se iniciou em 2012, sendo que tais alterações afetaram apenas a forma de apresentação de determinadas informações nas demonstrações financeiras.

c) ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor**Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2012:**

No que se refere ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012, seguem abaixo as ênfases constantes do parecer dos auditores independentes da Eletrobras:

"Ênfase - Aplicação do método de equivalência patrimonial

Conforme descrito na Nota 3, as demonstrações financeiras individuais foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. No caso da Companhia, essas práticas diferem das IFRS, aplicáveis às demonstrações financeiras separadas, somente no que se refere à avaliação dos investimentos em controladas, coligadas e controladas em conjunto pelo método de equivalência patrimonial, uma vez que para fins de IFRS seria custo ou valor justo. Nossa opinião não está ressalvada em função desse assunto.

Ênfase - Impactos da Lei nº 12.783/2013

Em 11 de setembro de 2012, conforme descrito na Nota 2.1, o Governo Federal emitiu a Medida Provisória nº 579, que trata das prorrogações de concessões de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica, e sobre a redução dos encargos setoriais. Tal Medida Provisória foi convertida, em 11 de janeiro de 2013, na Lei nº 12.783/2013 e passou a ser regulamentada pelo Decreto nº 7.891/2013 de 23 de janeiro de 2013. As novas tarifas e o valor da indenização dos ativos vinculados às concessões foram divulgados pela Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 579 e a Portaria Interministerial do Ministério de Minas e Energia e do Ministério da Fazenda nº 580, publicadas em edição extraordinária do Diário Oficial da União do dia 1º de novembro de 2012.

A Companhia aceitou as condições de renovação antecipada das concessões previstas na Medida Provisória 579 (Lei nº 12.783/13), assinando em 4 de dezembro de 2012 os contratos

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

de prorrogação das concessões afetadas, passando todos os bens vinculados ao respectivo contrato para a União, sob a administração da Companhia.

No que se refere às concessionárias que optaram pela prorrogação das concessões de transmissão de energia elétrica, alcançadas pelo § 5º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 1995, a Lei nº 12.783/2013 em seu artigo 15, § 2º, autoriza o poder concedente a pagar, na forma de regulamento, o valor relativo aos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000, registrados pelas concessionárias e reconhecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. As concessionárias deverão submeter à ANEEL as informações para o cálculo dos ativos não depreciados. O prazo para envio destas informações será disposto pelo poder concedente.

Adicionalmente, para os empreendimentos de geração, exceto os respectivos projetos básicos, o Decreto nº 7.850/2012 em seu artigo 2º estipula que, até 31 de dezembro de 2013, devem ser submetidas à ANEEL as informações complementares para o cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, realizados até 31 de dezembro de 2012, ainda não amortizados ou depreciados.

Em 31 de dezembro de 2012, os valores dos ativos de transmissão e geração abrangidos nessa situação correspondem a R\$ 8.857.107 mil e R\$ 1.483.540 mil, respectivamente, e foram determinados pela administração a partir de suas melhores estimativas e interpretação da legislação acima, conforme descrito na Nota 4, podendo sofrer alterações até a homologação final dos mesmos.

Os valores dos ativos de geração térmica que apresentam concessão a vencer entre 2015 e 2017 e que estão abrangidos pela referida legislação correspondem a R\$ 1.684.047 mil, em 31 de dezembro de 2012, e foram determinados pela administração a partir de suas melhores estimativas e interpretação da legislação acima, conforme descrito na Nota 4. Para esses ativos não foi divulgado pelo poder concedente o valor de indenização, podendo sofrer alterações até a determinação dos mesmos. Nossa opinião não está ressalvada em função desses assuntos.

Ênfase - Continuidade operacional de empresas controladas e coligadas

Chamamos a atenção para a Nota 15, que descreve que as empresas controladas do segmento de distribuição têm apurado prejuízos repetitivos em suas operações e apresentaram excesso de passivos sobre ativos circulantes no encerramento do exercício no montante de R\$ 2.148.211 mil e passivo a descoberto de R\$ 1.501.887 mil.

Em 31 de dezembro de 2012, a investida Madeira Energia S.A., na qual a Companhia participa com 39%, apresentava excesso de passivos sobre ativos circulantes no montante de R\$ 1.166.329 mil.

Conforme descrito na Nota 15, a empresa coligada Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA apresentou excesso de passivos sobre ativos circulantes no montante de R\$ 1.686.894 mil em 30 de junho de 2012, últimas informações disponíveis. A CELPA ajuizou pedido de recuperação judicial e em 1º de setembro de 2012 obteve aprovação em assembleia geral de credores. A Companhia provisionou o investimento e avaliou os empréstimos a receber com base no cronograma previsto no plano de recuperação judicial da investida.

Conforme também descrito na Nota 15, a empresa coligada Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT apresentou excesso de passivos sobre os ativos circulantes no montante de R\$ 438.922 mil e pertence ao Grupo Econômico Rede Energia, o qual estava com dificuldades de liquidar seus compromissos e de alongar o perfil de seu endividamento, sendo decretada intervenção pelo órgão regulador em 30 de agosto de 2012. A Companhia avaliou os ativos referentes aos empréstimos a receber e investimentos na referida empresa com base nos critérios e premissas descritos nas Notas 9 e 15.

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

A continuidade operacional das empresas controladas de distribuição e da investida Madeira Energia S.A. depende da manutenção do suporte financeiro por parte da Companhia. Já a realização dos ativos de empréstimos a receber da CELPA e CEMAT depende do sucesso do plano de recuperação judicial e do resultado da intervenção, bem como dos novos termos de negociação com os credores. Nossa opinião não está ressalvada em função desses assuntos."

Em relação aos parágrafos de ênfase acima, a Diretoria entende que as demonstrações financeiras individuais foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. No caso da Companhia, essas práticas diferem das IFRS, aplicáveis às demonstrações financeiras separadas, somente no que se refere à avaliação dos investimentos em controladas, coligadas e controladas em conjunto pelo método de equivalência patrimonial, uma vez que para fins de IFRS seria custo ou valor justo.

A Diretoria entende que a Companhia será ressarcida dos valores dos ativos de transmissão e geração abrangidos na ênfase "Impactos da Lei nº 12.783/2013", os quais foram determinados pela administração a partir de suas melhores estimativas e interpretação da legislação vigente, observado, porém, que o referido ressarcimento, depende da homologação final do poder concedente.

Com relação às empresas controladas do segmento de distribuição, de uma forma geral, no ano de 2012, as empresas de distribuição do Sistema Eletrobras apresentaram redução dos níveis percentuais de perdas. A Diretoria entende que a continuidade operacional das empresas controladas de distribuição e da investida Madeira Energia S.A. depende do suporte financeiro a tais companhias, bem como a realizada ação dos ativos de empréstimos a receber da CELPA e CEMAT está diretamente vinculada à implementação do plano de recuperação judicial e do resultado da intervenção.

Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2011:

No que se refere ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2011, seguem abaixo as ênfases constantes do parecer dos auditores independentes da Eletrobras:

"Aplicação do método de equivalência patrimonial

Conforme descrito na Nota 3, as demonstrações financeiras individuais foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. No caso das Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- Eletrobras, essas práticas diferem do IFRS, aplicável às demonstrações financeiras separadas, somente no que se refere à avaliação dos investimentos em controladas, coligadas e controladas em conjunto pelo método de equivalência patrimonial, uma vez que para fins de IFRS seria custo ou valor justo.

Continuidade operacional de empresas controladas e coligadas

Chamamos a atenção para a Nota 14 às demonstrações financeiras, que descreve que as empresas controladas do segmento de distribuição têm apurado prejuízos repetitivos em suas operações e apresentaram excesso de passivos sobre ativos circulantes no encerramento do exercício no montante de R\$ 1.245.367 mil. A continuidade operacional dessas empresas depende da manutenção do suporte financeiro por parte da Controladora.

Conforme descrito na Nota 14, a empresa coligada Centrais Elétricas do Pará S.A. – CELPA apresentou excesso de passivos sobre ativos circulantes no montante de R\$ 1.191.873 mil no encerramento do exercício e teve seu pedido de recuperação judicial deferido em 29 de fevereiro de 2012 devendo elaborar o plano de recuperação em um prazo de 60 dias. Adicionalmente, a empresa coligada Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. – CEMAT apresentou excesso de passivos sobre os ativos circulantes no montante de R\$ 82.136 mil e pertencente ao mesmo grupo econômico da CELPA também está em negociação com seus credores para alongar o perfil de seu endividamento. A Companhia avaliou os ativos referentes aos empréstimos a receber e investimentos nas referidas empresas com base nos critérios e

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

premissas descritos nas Notas 8 e 14, sendo que quando definidos os termos do plano de recuperação e os novos termos de negociação com os credores pode haver alteração nas bases de avaliação desses ativos.

As situações descritas suscitam dúvida substancial sobre a continuidade operacional destas empresas controladas e coligadas."

Em relação aos parágrafos de ênfase acima, a Diretoria entende que as demonstrações financeiras individuais foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. No caso das Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- Eletrobras, essas práticas diferem do IFRS aplicável às demonstrações financeiras separadas, somente no que se refere à avaliação dos investimentos em controladas, coligadas e controladas em conjunto pelo método de equivalência patrimonial, uma vez que para fins de IFRS seria custo ou valor justo.

Com relação às empresas controladas do segmento de distribuição, de uma forma geral, no ano de 2011, as empresas de distribuição do Sistema Eletrobras apresentaram redução dos níveis percentuais de perdas sobre a energia injetada. Destacaram-se as empresas Eletrobras Distribuição Rondônia e Eletrobras Distribuição Amazonas, as quais obtiveram reduções de 11,3% e 1,5%, respectivamente, em 2011. Em fevereiro de 2011, a Eletrobras celebrou um contrato de financiamento com o Banco Mundial no valor de US\$495 milhões. Esses recursos serão utilizados no "Projeto de Reabilitação da Eletrobras Distribuição" (nome dado pelo Banco Mundial para o "Projeto Energia +" da Eletrobras), com o objetivo principal de melhorar a qualidade dos serviços e a condição financeira e econômica das empresas de distribuição da Eletrobras. Este projeto visa reduzir as perdas e, conseqüentemente, reforçar as receitas operacionais das empresas de distribuição.

Em 28 de fevereiro de 2012, a Celpa ajuizou um pedido de recuperação judicial nos termos da Lei 11.101/05, o qual foi deferido pelo Juiz da 6ª Vara Civil de Belém – PA no dia seguinte, em 29 de fevereiro de 2012. A recuperação judicial traz uma série de incertezas neste momento inicial, que irão diminuindo à medida que as formalidades, bem como negociações com os credores, forem avançando, o que deverá ocorrer em um prazo de 180 dias. O pedido de recuperação judicial ajuizado pela Celpa traz incertezas quanto aos resultados futuros da empresa e sua capacidade de liquidar obrigações. Por estas razões a companhia reconheceu em 31 de dezembro de 2011 provisões para créditos de liquidação duvidosa sobre os financiamentos e empréstimos concedidos tomando por base uma taxa de desconto compatível com a situação da investida e seu risco associado. Da mesma forma a Companhia reconheceu como provisão para perda em investimentos a totalidade do ativo correspondente, conforme indicado na nota 45 às demonstrações financeiras da Eletrobras relativas ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2011.

Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2010:

No que se refere ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2010, seguem abaixo as ênfases constantes do parecer dos auditores independentes da Eletrobras:

"Aplicação do método de equivalência patrimonial

Conforme descrito na Nota 3, as demonstrações financeiras individuais foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. No caso das Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- Eletrobras, essas práticas diferem do IFRS, aplicável às demonstrações financeiras separadas, somente no que se refere à avaliação dos investimentos em controladas, coligadas e controladas em conjunto pelo método de equivalência patrimonial, uma vez que para fins de IFRS seria custo ou valor justo.

Continuidade operacional das empresas controladas da distribuição

Chamamos a atenção para a Nota 16 às demonstrações financeiras, que descreve que as empresas controladas do segmento de distribuição tem apurado prejuízos repetitivos em suas

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

operações e apresentaram excesso de passivos sobre ativos circulantes no encerramento do exercício no montante de R\$ 554.323 mil. Essa situação suscita dúvida sobre a continuidade operacional destas empresas. As demonstrações financeiras não incluem quaisquer ajustes em virtude dessas incertezas. Nossa opinião não está ressalvada em função desse assunto.”

Em relação aos parágrafos de ênfase acima, a Diretoria entende que as demonstrações financeiras individuais foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. No caso das Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- Eletrobras, essas práticas diferem do IFRS aplicável às demonstrações financeiras separadas, somente no que se refere à avaliação dos investimentos em controladas, coligadas e controladas em conjunto pelo método de equivalência patrimonial, uma vez que para fins de IFRS seria custo ou valor justo.

Com relação às empresas controladas do segmento de distribuição, de uma forma geral, no ano de 2010, as empresas de distribuição do Sistema Eletrobras apresentaram redução dos níveis percentuais de perdas sobre a energia injetada. Destacaram-se as empresas Distribuição Rondônia e Distribuição Piauí, as quais obtiveram reduções acima de dois pontos percentuais.

Em 2011, com recursos financiados pelo Banco Mundial, o projeto de controle de perdas nas empresas de distribuição será estendido para as demais empresas de distribuição. Envolvendo ações de cunho tecnológico e alicerçado em telemedição de unidades consumidoras com grande representação no faturamento da empresa, espera-se que este projeto propicie a redução das perdas e contribua para a blindagem de aproximadamente 64% da receita das empresas de distribuição.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

A Eletrobras prepara suas demonstrações financeiras com base em estimativas e suposições decorrentes de sua experiência e diversos outros fatores que acredita serem razoáveis e relevantes. As práticas contábeis críticas que a Eletrobras 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.

A conclusão de transações envolvendo tais estimativas e julgamentos pode afetar o patrimônio líquido e a condição financeira da Eletrobras, bem como seu resultado operacional, já que os efetivos resultados podem diferir significativamente das suas estimativas. A Eletrobras revisa suas estimativas e suposições correlatas pelo menos trimestralmente. A discussão abaixo expressa o que a administração da Eletrobras entende serem suas práticas contábeis críticas.

Estimativas contábeis são aquelas decorrentes da aplicação de julgamentos subjetivos e complexos, por parte da Administração da Eletrobras e suas controladas, frequentemente decorrentes da necessidade de reconhecer impactos importantes para demonstrar adequadamente a posição patrimonial e de resultado das entidades. As estimativas contábeis tornam-se críticas à medida que aumenta o número de variáveis e premissas que afetam a condição futura dessas incertezas, tornando os julgamentos ainda mais subjetivos e complexos.

Na preparação das Demonstrações Contábeis da Eletrobras e de suas controladas a Administração adotou estimativas e premissas baseada na experiência histórica e outros fatores que entendem como razoáveis e relevantes para a sua adequada apresentação. Ainda que estas estimativas e premissas sejam permanentemente monitoradas e revistas pela Administração da Eletrobras e de suas controladas, a materialização sobre o valor contábil de ativos e passivos e de resultado das operações são inerentemente incertos, por decorrer do uso de julgamento.

No que se refere às estimativas contábeis avaliadas como sendo as mais críticas, a Administração da Eletrobras e de suas controladas formam seus julgamentos sobre eventos futuros, variáveis e premissas, como a seguir:

Investimentos em Coligadas

Sempre que necessário, as demonstrações financeiras das coligadas da Eletrobras são ajustadas para que suas políticas contábeis sejam conformadas às políticas e premissas adotadas pela Eletrobras, que aplica o método de equivalência patrimonial nos termos dos IAS 27 e 28.

Impairment

Nos termos do IAS 36 ("Impairment de Ativos"), a Eletrobras analisa o valor recuperável de seus ativos anualmente, além das situações em que tal avaliação é necessária. Caso a Companhia encontre evidências de que um determinado ativo pode não ser recuperável, são estimadas as chances de sua recuperação. Quando o valor contábil residual excede o valor recuperável de tal ativo, a Eletrobras reduz o valor do ativo, sendo o montante de tal redução denominado *impairment*. O *impairment* é então reconhecido como uma provisão para o período. Caso não seja possível estimar o montante recuperável de um determinado ativo individualmente, é feita uma estimativa da probabilidade de recuperação da unidade de geração de caixa à qual o ativo pertence. Quando esta técnica é utilizada, é aplicado um desconto no montante determinado com base no valor presente do fluxo de caixa (antes dos impostos) que reflete as condições de mercado, no valor financeiro presente e nos riscos específicos do grupo a que pertence tal ativo. O montante recuperável do ativo ou da unidade de geração de caixa é revisto periodicamente. Tal reversão gera um impacto nas demonstrações do resultado da

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

Eletrobras, bem como no valor contábil do ativo ou da unidade de geração de caixa.

Provisões para Contingências

A Eletrobras é parte em determinados processos judiciais e administrativos. Além dos empréstimos compulsórios, 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 Eletrobras 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 Eletrobras solicita trimestralmente relatórios sobre os procedimentos conduzidos por assessores legais externos, que identificam os casos em que há potenciais perdas. 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.

Benefícios a Empregados

A Eletrobras patrocina plano de previdência complementar de contribuição definida que cobre praticamente todos os seus colaboradores. O passivo atuarial relativo a este plano é contabilizado nos termos do IAS 19 ("Benefícios a Empregados") e é calculado por um atuário independente. Adicionalmente, a Eletrobras e algumas de suas subsidiárias também implementaram planos de saúde pós-emprego e subsidiam prêmios de seguro vitalícios como "Benefícios Pós-Emprego não relacionados a Previdência". As estimativas da evolução dos custos de atendimento médico, as hipóteses biométricas e econômicas, bem como as informações históricas sobre custos incorridos e contribuições feitas pelos colaboradores também são levadas em consideração.

Custos de Reparação por Danos Ambientais

A Eletrobras incorre em determinados custos para reduzir o impacto que suas atividades operacionais têm no meio-ambiente. Esses custos incluem os custos de descomissionamento, que envolve uma série de medidas para interromper, de forma segura, as operações de suas usinas nucleares (Angra 1 e Angra 2), com o objetivo de reduzir os níveis residuais de radioatividade. A Companhia aplica o IAS 37 e a Interpretação IFRIC 1 ("Alterações aos Passivos de Restauração por Descomissionamento e Passivos Similares") ao contabilizar esses custos. O IAS 37 determina o registro do valor justo da obrigação legal relacionada à obrigação de descomissionamento de um ativo no período em que incorrido. Quando uma nova obrigação legal é exigida, a empresa deve capitalizar os custos da obrigação por meio da promoção de um aumento no valor contábil do ativo imobilizado correspondente. A obrigação é trazida a valor presente em cada período, e o custo capitalizado é depreciado ao longo da vida útil do ativo correspondente.

Mediante a liquidação, uma entidade liquida a obrigação pelo seu valor contabilizado ou incorre em um ganho ou perda. Por exemplo, no caso do descomissionamento nuclear, o IAS 37 exige que a Eletrobras contabilize o valor justo integral das obrigações correspondentes ao descomissionamento e um ativo correspondente, que por sua vez será depreciado ao longo da vida útil esperada de cada usina. A administração da Eletrobras tem que exercer julgamento na implementação dessa política e os seguintes fatores são relevantes nesse processo de decisão: (i) as estimativas devem cobrir os custos que são incorridos em um período de tempo longo e, assim, a administração tem que considerar incertezas inerentes a este processos, tais como alterações legislativas e o nível e natureza das operações; e (ii) o IAS 37 exige que a Companhia presuma as probabilidades de fluxos de caixa projetados e posições de longo prazo

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

com relação a inflação para então determinar o crédito, ajustado pela taxa de juros sem prêmio e prêmios sobre riscos de mercado que não são aplicáveis às operações. Adicionalmente, possíveis mudanças das estimativas podem originar impactos significativos no lucro líquido, já que tais custos são descontados a valor presente considerando um longo período de tempo.

Base de Cálculo para Indenização pelo Poder Concedente

As demonstrações financeiras da Eletrobras são preparadas sob a premissa que suas concessões estão sujeitas a reversão ao final do período da concessão, enquanto existe um direito de plena indenização pelo poder concedente para investimentos ainda não recuperados. A Eletrobras recentemente avaliou as várias interpretações legais e regulatórias da base de cálculo para montantes indenizáveis para concessões revertidas. Baseada nos termos contratuais de suas concessões e em suas interpretações legais e regulatórias, a Eletrobras, amparada por um parecer de um assessor legal independente, elaborou suas demonstrações financeiras baseada na premissa que a Companhia seria indenizada, para cada concessão, com base no valor contábil residual da concessão após seu término. Esta decisão afetou a base de cálculo dos ativos utilizados no segmento de geração, que estão sujeitos a cláusulas contratuais de indenização, bem como quaisquer outros ativos nos segmentos de transmissão e distribuição que se encaixem no escopo do IFRIC-12.

Remuneração por Indenizações

Nos termos da Lei 12.738/2013, o Governo Federal concordo em indenizar certos investimentos não amortizados realizados no âmbito das concessões da Eletrobras que tinham término previsto para o período entre 2015 e 2017 e foram renovadas, a partir de 1º de janeiro de 2013, mediante tarifas reduzidas. Apesar de alguns valores de indenização já terem sido acordados (e alguns valores já pagos), a Eletrobras estimou os montantes relativos a outros pagamentos de indenização incluídos na rubrica "remuneração por indenizações" na demonstração dos resultados das demonstrações financeiras relativas ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012. Tais estimativas se basearam nas informações disponíveis à época em que foram preparadas e podem ser alteradas após a definição dos valores de indenização junto ao Governo Federal. Quaisquer mudanças seriam registradas como "ganhos ou perdas em indenizações", incluindo ajustes inflacionários a tais ganhos ou perdas.

Efeitos da Lei n.º 12.783/2013

A Eletrobras registrou os efeitos da Lei n.º 12.738/2013 (exceto pela remuneração por indenizações) em uma rubrica específica da demonstração de resultados. Esta rubrica se baseia em várias estimativas preparadas de acordo com o julgamento da Eletrobras. Por exemplo, as reduções nos valores das concessões renovadas a partir de 1º de janeiro de 2013 são baseadas, em parte, no volume de energia que as respectivas usinas vão gerar e as respectivas linhas de transmissão vão transmitir. Adicionalmente, tais montantes refletem *impairments* em unidades geradoras de caixa em razão dos valores reduzidos de tarifa baseados em estimativas de fluxos de caixa futuros, bem como ajustes em ativos compensáveis de modo a obter valores de reposição, baseados, em parte, em estimativas das indenizações a serem pagas às concessionárias nos termos da Lei n.º 12.783/2013.

Contratos Onerosos

A Eletrobras era parte de vários contratos de compra e venda de energia relativos às concessões cujo prazo de término se daria entre os anos de 2015 e 2017. Mediante a promulgação da Lei n.º 12.783/2013, diversos desses contratos se tornaram onerosos para a Eletrobras, tendo em vista que foram celebrados com base nos antigos níveis tarifários. A Eletrobras estimava que tais contratos, com base nos antigos níveis tarifários, seriam lucrativos. Entretanto, com base nas novas tarifas reduzidas, os contratos resultarão em perdas adicionais para a Eletrobras.

Imposto de Renda

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

A Eletrobras contabiliza os montantes referentes a imposto de renda nos termos do IAS 12 ("Imposto sobre a Renda"). O IAS 12 determina que a Companhia reconheça os efeitos de perdas fiscais diferidas e diferenças temporárias em suas demonstrações financeiras consolidadas. A Eletrobras reconhece uma provisão quando acredita que há uma elevada possibilidade de que não recuperará créditos fiscais no futuro. Este requisito exige que a Companhia realize estimativas sobre sua exposição fiscal atual e avalie as diferenças temporárias resultantes dos tratamentos fiscais e contábeis diferenciados atribuídos a determinados itens. Essas diferenças originam ativos e passivos fiscais diferidos, que são apresentados no balanço patrimonial consolidado. Dessa forma, a Eletrobras avalia a probabilidade de que seus créditos fiscais diferidos serão recuperados a partir de sua receita tributável futura. Caso a administração acredite que tal recuperação não será provável, é reconhecida uma provisão e uma despesa fiscal nas demonstrações do resultado. Qualquer redução da provisão gera o reconhecimento de um benefício fiscal nas demonstrações do resultado. A determinação da provisão para imposto de renda, bem como para ativos ou passivos fiscais diferidos exige julgamentos e estimativas pela administração. Para cada crédito fiscal futuro, a Companhia avalia a probabilidade que o ativo fiscal correspondente não será recuperado em sua totalidade ou em parte.

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

A Administração da Eletrobras é responsável por estabelecer e manter um ambiente de controles internos adequado, em particular sobre os seus relatórios financeiros. Tal adequação deve ser considerada no âmbito de todas as empresas Eletrobras, de modo a atender aos requisitos da seção 404 da Lei Sarbanes-Oxley ("SOX") e permitir a manutenção da negociação das ADRs nível 2, iniciada em outubro de 2008 na NYSE.

Para a consecução desse objetivo, a condução das rotinas operacionais de apoio e suporte aos gestores nas empresas é feita pelas gerências de riscos e controles internos de cada empresa, sob a coordenação do departamento competente na *holding*. Tais estruturas permitem que o planejamento anual dos trabalhos seja feito de forma adequada e integrada, ao mesmo tempo em que interagem com as auditorias internas e independentes durante os trabalhos destas para os testes dos controles internos visando à manutenção da referida certificação.

O controle interno sobre o relatório financeiro da Eletrobras é um processo planejado com o objetivo de comprovar a confiabilidade do referido relatório e da preparação das demonstrações financeiras para apresentação externa de acordo com os princípios contábeis aplicáveis. O controle interno sobre o relatório financeiro de uma companhia inclui as políticas e os procedimentos que (i) são relativos à manutenção de registros que, em um nível razoável de detalhes, reflitam de forma adequada e exata as transações e disposições dos ativos da companhia; (ii) comprovem que as transações são lançadas de forma adequada de modo a permitir a preparação das demonstrações financeiras de acordo com os princípios contábeis aplicáveis e verificar que as receitas e despesas da companhia somente são realizadas de acordo com as autorizações da administração e dos diretores da companhia; e (iii) assegurem que aquisições, uso e vendas não autorizados de ativos da companhia, que poderiam ter um efeito relevante sobre as demonstrações financeiras, sejam detectados a tempo ou evitados.

Devido a limitações inerentes, o controle interno sobre o relatório financeiro pode não evitar ou não detectar lançamentos indevidos. Além disso, projeções de qualquer avaliação sobre a eficácia no futuro estão sujeitas ao risco de que os controles possam se tornar inadequados devido às mudanças de condições, ou que o grau de observância com as políticas e procedimentos possam se deteriorar.

Na preparação deste relatório anual, a administração da Eletrobras conduziu uma avaliação dos controles internos da empresa para os relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2012, com base nos critérios estabelecidos no *Internal Control - Integrated Framework publicado pelo Committee of Sponsoring Organizations (COSO)*, criado pela *Treadway Commission*. Com base nesta avaliação, a administração concluiu que, em razão de fraquezas relevantes detectadas nos testes dos controles internos realizados ao longo do último exercício, os controles e procedimentos para divulgação de informações da Eletrobras não foram eficazes em um nível razoável de segurança em 31 de dezembro de 2012.

A abordagem estratégica ao longo dos dois últimos exercícios (2011/2012) nos processos materiais e nos controles-chave permitiu à Eletrobras reduzir sua extensa carteira de controles para um conjunto próximo à realidade de mercado de empresas do mesmo porte.

No exercício de 2011 a Diretoria Executiva da Eletrobras decidiu delegar a Auditoria Interna da Eletrobras, a responsabilidade pela execução dos testes da administração dos controles internos para Certificação SOX. Foi solicitado, ainda, que fosse replicada a delegação desta atividade para as auditorias internas das empresas Eletrobras que faziam parte do escopo de certificação.

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

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

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

Uma fraqueza relevante (*material weakness*) é uma deficiência de controle, ou uma combinação de deficiências de controle, que resulta em uma probabilidade mais do que remota de um erro material nas demonstrações financeiras não ser prevenido ou detectado. Durante a avaliação da administração dos controles internos para os relatórios financeiros descrita acima, a administração identificou as seguintes deficiências de controle nos seus controles internos:

- A Eletrobras não manteve um ambiente de controle efetivo baseado nos critérios do COSO (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*). As seguintes fraquezas materiais relacionadas aos controles sobre a prestação de informações financeiras da empresa foram identificadas: 1) a Eletrobras não mantinha um ambiente de controles internos eficaz, particularmente porque as deficiências dos controles internos não foram remediadas no período adequado; 2) A empresa não realizou um processo adequado de avaliação de riscos a fim de garantir que controles efetivos adequadamente desenhados e implementados que preveniriam e detectariam erros materiais nas demonstrações financeiras existam, com base nos riscos conhecidos pela Eletrobras; 3) A empresa não implementou ou manteve de maneira adequada controles de tecnologia da informação efetivos, incluindo aquelas relacionadas à segregação de função, segurança, concessão e monitoramento de acesso, aos programas e dados financeiros.
- A Eletrobras não manteve processos efetivos de revisão, monitoramento e aprovação de registros relacionados a lançamentos contábeis recorrentes e não recorrentes.
- A Eletrobras não manteve controles efetivos para garantir que informações sobre depósitos judiciais e processos judiciais sejam completas e precisas, incluindo revisões e atualizações periódicas de tais informações, bem como do prognóstico de perda para fins de provisionamento.
- A Eletrobras não manteve controles efetivos para assegurar que as informações sobre planos de previdência complementar patrocinados pela Companhia sejam completas e precisas, bem como revistas e monitoradas.
- A Eletrobras não desenvolveu, implementou ou manteve, adequadamente, controles com relação ao cálculo de *impairment* de ativos. Particularmente, não há evidências sobre a análise das informações financeiras utilizadas para tal cálculo.
- A Eletrobras não manteve controles para assegurar a revisão e monitoramento adequados com relação à preparação de demonstrações financeiras e relatórios correlatos. Adicionalmente, a Eletrobras não apresentava equipe interna suficiente na área de contabilidade.

Apesar da avaliação da administração da Eletrobras no sentido de que os procedimentos e controles de divulgação de informações não foram eficazes e das fraquezas materiais identificadas acima, a Eletrobras acredita que suas demonstrações financeiras apresentam de forma adequada sua situação financeira, os resultados de suas operações e fluxos de caixa em todos os aspectos relevantes.

A eficácia dos controles internos da Eletrobras sobre a divulgação de informações financeiras, em 31 de dezembro de 2012, foi auditada pela PriceWaterhouseCoopers Auditores Independentes.

Providências adotadas

De modo a remediar a fraqueza material relacionada aos controles internos sobre divulgação de informações financeiras, a Eletrobras estabeleceu lideranças de controles internos em suas diferentes áreas de negócios, e estabeleceu metas para os gerentes de tais áreas. A Companhia também promoveu cursos sobre riscos e controles internos a determinados funcionários na

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

Universidade Corporativa e organizou seminários com conteúdo semelhante em suas subsidiárias. Adicionalmente, a Eletrobras está atualmente implementando controles internos de governança, risco e monitoramento visando a redução das deficiências.

Com relação às providências para sanar a fraqueza material relacionada ao controle sobre a avaliação, monitoramento e aprovação de lançamentos manuais sobre itens recorrentes e não recorrentes em nossas demonstrações financeiras, a administração acredita que a implementação plena do *software* ERP (*Enterprise Resource Planning*) resultará na eliminação da fraqueza material.

No que tange à remediação da fraqueza material relacionada aos processos judiciais, o departamento de contabilidade da Eletrobras e de suas subsidiárias que apresentaram tal fraqueza foram monitorados para assegurar a precisão das informações reportadas nas demonstrações financeiras.

Com relação à fraqueza material relacionada aos controles sobre planos de previdência complementar, a Companhia implementou um programa destinado a criar controles efetivos sobre os processos e assegurar a precisão dos lançamentos para sanar a fraqueza material.

Com relação à fraqueza material relacionada ao desenvolvimento e implementação de controles relacionados à contabilização de propriedades, plantas e equipamentos (PPE), especificamente, com relação ao cálculo de *impairment*, a administração acredita que segue estritamente a aplicação da Lei n.º 12.783/2013, e implementou os ajustes necessários impostos por tal lei em suas demonstrações financeiras. Adicionalmente, a Eletrobras acredita que esta fraqueza é não recorrente.

De modo a remediar a fraqueza material relacionada à preparação e divulgação de demonstrações financeiras em IFRS, bem como à falta de pessoal interno na área de contabilidade, a Eletrobras está reavaliando a necessidade de contratar mais pessoal e de, potencialmente, promover uma reorganização de seu departamento de contabilidade e a aplicação mais eficiente de ferramentas de tecnologia da informação.

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

Com exceção da colocação internacional dos valores mobiliários descritos no item 18.5 deste Formulário de Referência, cujo produto da emissão foi utilizado com propósitos corporativos melhor descritos abaixo, não houve ofertas públicas de distribuição de valores mobiliários de emissão da Eletrobras.

a) como os recursos resultantes da oferta foram utilizados

No ano de 2012, não foram realizadas ofertas públicas de distribuição de valores mobiliários de emissão da Eletrobras.

No ano de 2011, a Eletrobras concluiu, em 27 de outubro de 2011 a emissão de bônus no mercado internacional, no valor total de US\$1,75 bilhão. Os recursos obtidos na emissão foram utilizados principalmente para custear investimentos nas atividades de geração, transmissão e distribuição da Eletrobras, bem como suprir outras necessidades de caixa.

No ano de 2010 não foram realizadas ofertas públicas de distribuição de valores mobiliários de emissão da Eletrobras.

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

Não houve desvios na aplicação efetiva dos recursos captados com a emissão das notas no exterior em relação às propostas de destinação divulgadas nos prospectos das referidas distribuições.

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

Não aplicável, tendo em vista que não houve qualquer desvio entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos das respectivas distribuições.

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

a) os ativos e passivos detidos pela Companhia, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (*off-balance sheet items*), tais como: i) arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos; ii) carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos; iii) contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços; iv) contratos de construção não terminada; e v) contratos de recebimentos futuros de financiamentos.

Todos os ativos e passivos detidos pela Eletrobras estão registrados no balanço patrimonial. A Eletrobras não mantém qualquer operação, contrato, obrigação ou outros tipos de compromissos em sociedades cujas demonstrações financeiras não sejam consolidadas com as suas ou outras operações passíveis de gerar um efeito relevante, presente ou futuro, nos seus resultados ou em sua condição patrimonial ou financeira, receitas ou despesas, liquidez, investimentos, caixa ou quaisquer outras não registradas em suas demonstrações financeiras. Portanto, não há ativos ou passivos detidos pela Eletrobras que não aparecem no balanço patrimonial.

b) outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Não há outros itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras consolidadas da Eletrobras.

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

Não aplicável, visto que não há outros itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras consolidadas da Eletrobras.

a) como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras do emissor

Não aplicável, visto que não há outros itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras consolidadas da Eletrobras.

b) natureza e o propósito da operação

Não aplicável, visto que não há outros itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras consolidadas da Eletrobras.

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

Não aplicável, visto que não há outros itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras consolidadas da Eletrobras.