

Índice

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos	1
5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado	4
5.3 - Descrição - Controles Internos	11
5.4 - Alterações significativas	12

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	13
10.2 - Resultado operacional e financeiro	35
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	43
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	45
10.5 - Políticas contábeis críticas	51
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	53
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	54
10.8 - Plano de Negócios	55
10.9 - Outros fatores com influência relevante	59

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

5. Riscos de Mercado

O investimento nos valores mobiliários de emissão da Companhia envolve a exposição a determinados riscos. Antes de tomar qualquer decisão de investimento sobre qualquer valor mobiliário de emissão da Companhia, os potenciais investidores devem analisar cuidadosamente todas as informações contidas neste Formulário de Referência e, com destaque para os riscos mencionados, as demonstrações financeiras da Companhia e suas respectivas notas explicativas e, se for o caso, o prospecto da oferta dos valores mobiliários em questão.

Os negócios, situação financeira, resultados operacionais, fluxo de caixa, liquidez e/ou negócios futuros podem ser afetados de maneira adversa por qualquer dos fatores de risco mencionados anteriormente e por qualquer dos fatores de risco descritos a seguir. O preço de mercado dos valores mobiliários de emissão da Companhia e, no caso de valores mobiliários representativos de dívida, a capacidade de pagamento da Companhia podem ser adversamente afetados em razão de qualquer desses e/ou de outros fatores de risco, hipóteses em que os potenciais investidores poderão perder parte substancial de seu investimento nos valores mobiliários de emissão da Companhia. Os riscos descritos a seguir são aqueles que a Companhia conhece e que acredita que atualmente podem afetá-la adversamente, de modo que riscos adicionais não conhecidos pela Companhia atualmente ou que a Companhia considera irrelevantes também podem afetar adversamente a Companhia.

Para os fins da seção “4. Fatores de Risco” e desta seção “5. Riscos de Mercado”, exceto se expressamente indicado de maneira diversa ou se o contexto assim o exigir, a menção ao fato de que um risco, incerteza ou problema poderá causar ou ter ou causará ou terá “efeito adverso” ou “efeito negativo” para a Companhia, ou expressões similares, significam que tal risco, incerteza ou problema poderá ou poderia causar efeito adverso relevante nos negócios, situação financeira, resultados operacionais, fluxo de caixa, liquidez e/ou negócios futuros da Companhia, bem como no preço dos valores mobiliários de emissão da Companhia e, quando aplicável, na capacidade de pagamento da Companhia dos valores mobiliários de emissão da Companhia. Expressões similares incluídas na seção “4. Fatores de Risco” e nesta seção “5. Riscos de Mercado” devem ser compreendidas nesse contexto.

Ademais, não obstante a subdivisão da seção “4. Fatores de Risco” e desta seção “5. Riscos de Mercado”, determinados fatores de risco que estejam em um subitem podem também se aplicar a outros subitens da seção “4. Fatores de Risco” e desta seção “5. Riscos de Mercado”.

Para mais informações acerca dos termos técnicos aplicáveis ao setor elétrico sugerimos consulta ao glossário da Aneel por meio do site <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/glossario.cfm>.

5.1. Principais riscos de mercado a que o emissor está exposto, inclusive em relação a riscos cambiais e a taxas de juros

Os riscos de mercado associados ao setor de energia estão relacionados a mudanças bruscas no cenário macroeconômico ocasionadas por alterações nas taxas de juros, de câmbio ou na expectativa inflacionária, muitas vezes relacionadas à atuação do governo.

A intervenção do governo brasileiro na economia nacional por meio de modificações significativas em suas políticas e normas monetárias, fiscais, creditícias e tarifárias podem afetar os negócios da Companhia.

O passado recente da economia brasileira permite verificar inúmeros exemplos de medidas adotadas pelo governo brasileiro que alteraram significativamente a condução de suas políticas, com intuito de fazer frente às situações econômicas e políticas da época. Citam-se com exemplos os aumentos ou reduções das taxas de juros, mudança das políticas fiscais, controle de salários e preços, bloqueio ao acesso a contas bancárias, desvalorização cambial, controle de capital, limitação às importações, entre outras medidas.

Nesse sentido, a companhia não tem controle sobre quais medidas ou políticas o governo brasileiro poderá adotar no futuro. Os negócios da Companhia, sua situação financeira, o resultado das operações e sua perspectivas futuras poderão ser prejudicados de maneira significativa por modificações relevantes nas políticas ou normas que envolvam ou afetem fatores, tais como:

- política monetária;

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

- política fiscal;
- política cambial;
- instabilidade social e política;
- expansão ou contração da economia global ou brasileira;
- controles cambiais e restrições a remessas para o exterior;
- flutuações cambiais relevantes;
- alterações no regime fiscal e tributário;
- liquidez dos mercados financeiros e de capitais domésticos;
- taxas de juros;
- inflação;
- modificação nos critérios de definição de preços e tarifas praticados;
- racionamento de energia; e
- outros acontecimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos que venham a ocorrer no Brasil ou que o afetem.

A adoção de medidas por parte do Governo de políticas ou normas que venham a afetar esses ou outros fatores no futuro pode contribuir para a incerteza econômica no Brasil e para aumentar a volatilidade do mercado de valores mobiliários brasileiro. A ocorrência de qualquer desses eventos pode ter um efeito adverso para a Companhia.

A inflação e certas medidas governamentais para contê-la podem ter efeitos adversos sobre a economia brasileira, o mercado mobiliário brasileiro e/ou os negócios da Elektro.

As medidas adotadas pelo Governo para combater a inflação, bem como a especulação sobre as medidas futuras que possam vir a ser adotadas, podem gerar um clima de incerteza econômica no Brasil e aumentar a volatilidade do mercado financeiro e de capitais brasileiro.

A elevação das taxas de inflação e as consequentes políticas anti-inflacionárias adotada pelo Governo Federal podem resultar em desaceleração no nível de atividade econômica e no poder aquisitivo da população, gerando consequências negativas para os negócios, para a condição financeira e, consequentemente, para os resultados da Elektro, uma vez que a desaceleração econômica aliada à alta das taxas de juros da economia podem reduzir o nível de consumo de energia elétrica, afetando as receitas da companhia, além de levar a um maior nível de inadimplência, e a elevação dos juros impacta negativamente o custo da dívida da companhia. Além disso, caso o Brasil venha a registrar altas taxas de inflação, a Elektro poderá não ser capaz de ajustar seus preços de forma a compensar os efeitos da inflação sobre seus custos, afetando adversamente sua margem operacional. As pressões inflacionárias e percepções de pressões inflacionárias também poderão dificultar o acesso aos mercados financeiros internacionais.

A instabilidade cambial pode ter um efeito adverso para a Elektro.

A desvalorização do Real em relação ao Dólar pode criar pressões inflacionárias no Brasil. Para conter a inflação e garantir a estabilidade do mercado, o Banco Central se utiliza do aumento das taxas de juros, o que por sua vez ocasionaria a desaceleração da economia brasileira e poderia prejudicar tanto a situação financeira como os resultados operacionais da empresa, podendo, ainda, restringir o acesso ao crédito no mercado financeiro. Por outro lado, a valorização do Real em relação ao Dólar e outras moedas estrangeiras pode contribuir para desaceleração ou retração do crescimento baseado nas exportações.

Adicionalmente, a Elektro adquire parte das suas necessidades de energia de Itaipu, cuja tarifa é denominada em Dólares. Consequentemente, essa tarifa sofre oscilações conforme a variação da taxa do Dólar, sendo essas variações no custo de energia capturadas pela Elektro, para fins de repasse nos reajustes tarifários anuais, por meio do mecanismo da Conta de Compensação de Variações de Itens da Parcela A - CVA. Dessa forma, elevações substanciais da taxa de câmbio podem ter um efeito adverso para a companhia, elevando a necessidade de capital de giro da Elektro e comprometendo o seu fluxo de caixa, em período que antecede o reajuste tarifário anual, quando este valor será repassado à tarifa de energia elétrica. Além disso, as elevações da taxa de câmbio podem afetar negativamente os preços de determinados materiais ou equipamentos adquiridos pela companhia que sejam importados ou que possuam componentes importados.

Dessa forma, dependendo das circunstâncias, as oscilações na taxa de câmbio poderiam ter um efeito adverso relevante e negativo no crescimento da economia brasileira, bem como ter um efeito adverso para a Elektro. Não há como garantir que o Real não sofra valorização ou desvalorização significativas em relação ao Dólar ou demais moedas no futuro.

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

Efeitos das Flutuações das Taxas de Juros.

A elevação das taxas de juros poderá impactar adversamente o resultado da Elektro na medida em que pode inibir o crescimento econômico e consequentemente a demanda por energia. Além disso, as atividades da Companhia exigem intensos investimentos de capital. Tais investimentos são financiados com recursos de terceiros e remunerados a taxas de juros pós-fixadas indexadas ao CDI, TJLP, dentre outros índices. Caso haja uma elevação das taxas de juros que influencie esses indexadores, as despesas financeiras da Elektro também aumentarão, podendo afetar negativamente a capacidade de pagamento da Elektro e seus resultados.

Acontecimentos adversos na economia e as condições de mercado em outros países emergentes, especialmente da América Latina, poderão influenciar o mercado em relação aos títulos e valores mobiliários emitidos por companhias brasileiras.

O acesso das empresas brasileiras ao mercado de capitais internacional é influenciado pela percepção de risco no Brasil e em outras economias emergentes, e isso poderá prejudicar a capacidade da Elektro de financiar suas operações.

As reações dos investidores aos acontecimentos nesses e em outros países podem ter um efeito adverso no valor de mercado dos títulos e valores mobiliários de emissores brasileiros. Em razão dos problemas econômicos em vários países de mercados emergentes no passado recente (como a crise financeira da Ásia em 1997 e a crise financeira da Rússia em 1998), quanto nos mercados desenvolvidos (como a crise do mercado *subprime* de hipotecas, que se iniciou em agosto de 2007 e prejudicou fortemente os resultados dos grandes bancos europeus e norte americanos), os investidores passaram a examinar com maior prudência os investimentos em mercados emergentes. As eleições no Brasil em 2002 também contribuíram para aumentar a instabilidade e produziram uma evasão de dólares do Brasil, fazendo com que as companhias brasileiras enfrentassem custos mais altos para a captação de recursos, tanto no País como no exterior, restringindo seu acesso aos mercados financeiro e de capitais internacional. No cenário recente, desde 2009 os países da União Europeia têm enfrentado uma crise da dívida, sendo que alguns desses países apresentam sérios problemas de recessão e desemprego. Este cenário de recessão pode atingir os países emergentes e afetá-los negativamente. Ainda, o primeiro trimestre de 2014 no Brasil foi marcado pelo rebaixamento pela Standard & Poor's da nota de crédito soberano de BBB para BBB-, com perspectiva estável, decisão justificada pela desaceleração econômica e dificuldades no aspecto fiscal. A ocorrência de um ou mais desses fatores pode causar um efeito adverso para a Elektro.

A volatilidade e falta de liquidez do mercado de valores mobiliários brasileiro poderão limitar a capacidade de venda dos valores mobiliários da Companhia pelo preço e no momento desejados.

Não há garantias de que haverá um mercado de negócios ativo e líquido para os valores mobiliários de emissão da Companhia. Mercados de negócios ativos e líquidos normalmente resultam em menor volatilidade de preço e maior eficácia em efetuar as ordens de compra e venda dos investidores. O preço de mercado dos valores mobiliários da Companhia poderá variar significativamente em decorrência de inúmeros fatores, alguns dos quais estão fora de seu controle, como eventual falta de atividade e de liquidez. Em caso de queda do preço de mercado dos valores mobiliários da Companhia, o investidor poderá perder grande parte ou todo o seu investimento.

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

5.2. Política de gerenciamento de riscos de mercado adotada pelo emissor, seus objetivos, estratégias e instrumentos

A. Riscos para os quais se busca proteção

A Elektro está exposta a riscos de mercado, tal como variações nas taxas de juros, risco de crédito, risco da revisão e do reajuste das tarifas de fornecimento e risco na interrupção no fornecimento de energia elétrica.

B. Estratégia de proteção patrimonial (*hedge*)

A Elektro possui uma política de gerenciamento de riscos, que tem como propósito único e específico proteger a empresa de eventuais exposições a fatores que possam afetar suas operações e sua posição financeira, incluindo flutuações na atividade econômica, índices de inflação, taxa de câmbio ou taxas de juros.

O impacto desses fatores sobre o Balanço e os Resultados da Companhia é monitorado constantemente por meio de simulações mensais, do fluxo de caixa para os próximos 12 meses e através dos Planos Operacionais Anuais da Companhia (Plano Operacional ou Plano) e da Revisão Trimestral do Plano Operacional Quinquenal.

Além disso, para fins de proteção patrimonial em relação à eventual exposição de ativos e passivos relevantes às variações de moedas estrangeiras ou taxas de juros externas, a Companhia adota a utilização de instrumento financeiros derivativos detalhada abaixo.

C. Instrumentos utilizados para proteção patrimonial (*hedge*)

i. Utilização de Instrumentos Financeiros Derivativos

De acordo com a política da Elektro, a contratação de derivativos tem como propósito único e específico proteger a empresa de eventuais exposições de ativos e passivos relevantes, em especial contratação de passivos em moedas estrangeiras, a variações dessas moedas ou taxas de juros estrangeiras.

Em 2013 a Companhia captou empréstimo em moeda estrangeira com o Banco Europeu de Investimentos ("BEI") no montante de USD 128.898, com juros pré-fixados de 3,402%, prazo de vencimento de 12 anos, pagamento de juros semestrais e 3 (três) anos de carência para pagamento do principal. Para esta operação foram contratadas duas operações de "Swap" com os bancos Santander e HSBC (sendo 50% do montante total da dívida para cada banco) com o mesmo fluxo de liquidação do financiamento, cujo objetivo é a proteção contra risco de variação nas taxas de câmbio. Por meio dos "Swaps" substituiu-se o custo em dólar da dívida, com juros pré-fixados, por um custo em reais atrelado à variação dos Certificados de Depósitos Bancários (CDI), resultando, assim, em uma operação denominada em moeda nacional com um custo final abaixo do CDI em 0,30 ponto percentual.

O empréstimo contratado em moeda estrangeira foi considerado como item objeto de hedge (hedge accounting), e contabilizado pelos seus valores justos, com vistas à proteção do risco de variação cambial. Os valores justos são calculados projetando os fluxos futuros das operações (ativo e passivo) utilizando as condições contratadas e descontando esse fluxo por taxas estimadas de mercado. Os derivativos a elas vinculados, por sua vez, foram considerados instrumentos de hedge.

Além disso, a Companhia possuía empréstimos em moeda estrangeira na modalidade 4131 que foram liquidados em 9 de abril de 2013, no seu vencimento. Na mesma data foram liquidadas as operações de "Swap" a eles vinculados, que também tinham o mesmo objetivo, mitigar o risco de variação cambial e foram contabilizados como objeto e instrumento de hedge (empréstimo e "Swap", respectivamente) até a sua liquidação.

A empresa também possui pagamentos de compra de energia de Itaipu que são atrelados ao dólar norte-americano. Porém, essas variações cambiais estão contempladas no reajuste tarifário anual aplicável à Companhia, conforme mecanismo da Conta de Compensação de Variações de Itens da Parcela A (CVA), possuindo, portanto, um ***hedge*** "natural".

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

i.i. Ativos e Passivos Regulatórios

Em conformidade com a legislação regulatória em vigor emitida pela ANEEL por meio de diversos atos e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil antes da introdução do IFRS, a Sociedade reconhecia no ativo ou no passivo os efeitos econômicos e financeiros das variações dos valores referentes aos custos incorridos na distribuição de energia elétrica que não estão previstos na tarifa do faturamento em vigor e que serão incluídos na tarifa no próximo reajuste ou revisão tarifária. Entretanto, estes ativos e passivos regulatórios não atendem à definição de ativos e passivos de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 00 - Estrutura Conceitual, não havendo suporte técnico na literatura internacional que permita a manutenção destes saldos nas Demonstrações Financeiras, pois:

- O saldo não é individualizado
- A realização depende de receita futura (consumo)
- Os valores não podem ser vendidos ou securitizados

Este assunto está em estudo pelo International Accounting Standards Board (IASB), que é o órgão responsável pela emissão e atualização das normas em IFRS - International Financial Reporting Standards, porém não há uma data prevista para conclusão. Desta forma, a Sociedade reverteu estes valores, impactando Resultado e o Patrimônio Líquido, de acordo com o período de competência. As Demonstrações Financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010 foram as primeiras apresentadas em concordância com os novos pronunciamentos contábeis em IFRS e com os Pronunciamentos e Interpretações Técnicas emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), devidamente referendados pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM. A Sociedade preparou seu balanço de abertura com a transição iniciada em 1º de janeiro de 2009, também de acordo com as novas regras para fins de comparabilidade, e a reversão dos valores de ativos e passivos regulatórios está demonstrada na Nota Explicativa nº 4 das Demonstrações Financeiras da Companhia de 31 de dezembro de 2010. Como consequência, os saldos dessas contas, antes registradas no Balanço Patrimonial e Demonstração do Resultado do Exercício, foram baixados contra lucros acumulados no balanço de abertura (2009) e contra resultado do período conforme o período de competência. A partir de então, e para todas as demonstrações subsequentes, essas contas de ativos e passivos regulatórios não são registradas nas Demonstrações Financeiras da Companhia. Entretanto, vale ressaltar que, em função do modelo tarifário, e por efeitos da regulação exercida pela ANEEL, estes ativos e passivos possuem realização ou exigibilidade líquidas e certas.

D. Parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos

A Elektro possui uma política de gerenciamento de riscos, que tem como propósito único e específico proteger a empresa de eventuais exposições a fatores que possam afetar suas operações e sua posição financeira, incluindo flutuações na atividade econômica, índices de inflação, taxa de câmbio ou taxas de juros. Estes fatores são monitorados através de simulações mensais, do fluxo de caixa, para os próximos 12 meses e através de Planos Operacionais Anuais da Companhia (Plano Operacional ou Plano) e da Revisão Trimestral do Plano Operacional Quinquenal.

O Plano Operacional é elaborado através da simulação de cenários, que são analisados e discutidos entre os membros da Diretoria, antes que seja definida a versão final do Plano. Estes cenários se baseiam em premissas que são agrupadas em:

- Econômicas: principais indicadores econômico-financeiros, como crescimento do Produto Interno Bruto, taxas de inflação, câmbio e juros;
- Financeiras: política de financiamento dos novos investimentos, política de aplicação de recursos, entre outras;
- Mercado: crescimento do consumo de energia pelas diferentes classes de clientes, clientes livres, compra de energia;
- Regulatórias: regras gerais do mercado, encargos, mecanismos de repasse, reajustes e revisões tarifárias;

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

- Operacionais: níveis de despesas e investimentos. O Orçamento é elaborado através das definições e direcionamentos estratégicos onde são definidas as metas e diretrizes que suportam o Plano Plurianual.

Além disso, a companhia mantém processo constante de análise prognóstica e diagnóstica de seu desempenho:

- Análise prognóstica: antecipação em relação a impactos no resultado futuro da companhia de potenciais mudanças em discussão, tal como alterações em regras contábeis ou na legislação vigente. Este acompanhamento é feito através da atualização das projeções de longo prazo da Elektro e discussão das premissas com as áreas, em processo similar ao adotado quando da elaboração do Plano; e
- Análise Diagnóstica: é realizada através da análise das variações dos resultados realizados como cenário projetado no Plano. São discutidas junto às áreas as justificativas para eventuais desvios e traçados planos de ação para correção dos mesmos, que são acompanhados em reuniões mensais, envolvendo a Diretoria da Elektro.

Por fim, estão relacionados abaixo os principais parâmetros utilizados pela Companhia para o gerenciamento de seus principais riscos:

Variação das taxas de juros e inflação

Os instrumentos financeiros da Elektro estão sujeitos às oscilações da taxa do CDI (Certificado de Depósito Interbancário), IGP-M (Índice Geral de Preços do Mercado), TJLP (taxa de juros de Longo Prazo) e IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Amplo), e, portanto, estarão sujeitos aos riscos envolvendo a variação de tais taxas de juros e/ou inflação. Segue abaixo tabela contendo o resultado da análise de sensibilidade à variação destes indicadores sobre os resultados da companhia divulgada nas Demonstrações Financeiras de 31 de Dezembro de 2013 nos termos da Instrução CVM 475:

Instrumentos	Exposição	Risco	Cenário Provável (*)	Elevação do índice em 25% (*)	Elevação do índice em 50% (*)
Aplicações Financeiras	446.268	Variação CDI	46.724	58.405	70.086
Debêntures - 5ª Emissão 1ª Série	(124.519)	Variação CDI	(13.037)	(16.296)	(19.556)
Empréstimo ⁽¹⁾	(277.557)	Variação CDI	(29.038)	(36.298)	(43.558)
Debêntures - 6ª Emissão 1ª Série	(226.479)	Variação CDI	(23.712)	(29.640)	(35.568)
	(182.287)		(19.063)	(23.829)	(28.596)
Ativo Indenizável ⁽²⁾	590.951	Variação IGP-M	35.516	44.395	53.274
Debêntures - 5ª Emissão 2ª Série	(211.093)	Variação IPCA	(12.666)	(15.832)	(18.998)
Debêntures - 6ª Emissão 2ª Série	(109.629)	Variação IPCA	(6.578)	(8.222)	(9.867)
Debêntures - 6ª Emissão 3ª Série	(362.186)	Variação IPCA	(21.731)	(27.164)	(32.597)
Financiamentos - Finep 1º ciclo	(4.312)	Variação TJLP	(216)	(270)	(323)
Financiamentos - BNDES	(152.805)	Variação TJLP	(7.640)	(9.550)	(11.460)
Redução (aumento)			(32.378)	(40.472)	(48.567)

⁽¹⁾ A operação foi originalmente contratada em dólares norte-americanos, porém a companhia possui uma operação de Swap conjunta com o objetivo de neutralizar o risco derivado da variação cambial. Desta forma, a operação passa a ser indexada apenas ao CDI, motivo pelo qual o mesmo é apresentado nesta análise.

⁽²⁾ Após análises frente ao cenário econômico e ao lastro do novo valor de reposição dos bens vinculados da concessão, a Sociedade levou em consideração para o cálculo de sensibilidade o custo médio ponderado do capital (WACC) regulatório e variação do IGP-M.

^(*) Conforme requerimento da instrução CVM nº 475/08, deterioração de 25% e 50% respectivamente, em relação ao cenário provável.

A Administração da Companhia considerou como cenário mais provável para a realização nos próximos 12 meses dos indicadores projetados no Relatório Focus do Banco Central. O impacto no resultado financeiro líquido foi analisado em três cenários de variação de índices CDI, IGP-M, IPCA e TJLP, sendo: (i) variação dos índices projetados para 2014, de acordo com dados do Relatório Focus, disponibilizado em 03 de janeiro de 2014: 10,47%, 6,01% e 6,00% para CDI, IGP-M e IPCA, respectivamente, e a

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

variação da TJLP de 5,00% divulgada pelo Conselho Monetário Nacional, (ii) elevação dos índices projetados atuais em 25% e (iii) elevação dos índices projetados atuais em 50%.

Os principais indexadores dos ativos e passivos financeiros apresentaram as seguintes variações acumuladas em 2013:

Índices	Variação % acumulada nos períodos	
	31/12/2013	31/12/2012
Taxa de câmbio R\$/US\$ ⁽¹⁾	2,3426	2,0435
Valorização (desvalorização) do Real frente ao Dólar	-14,64%	-8,94%
IGP-M	5,51%	7,81%
IPCA	5,91%	5,84%
TJLP	5,00%	5,75%
Selic	8,22%	8,62%
CDI	8,17%	8,24%

(1) Cotação no encerramento do período

Risco de Crédito

A Elektro não realiza análise de crédito previamente ao início do fornecimento de energia, pois, conforme previsto no Contrato de Concessão assinado com a ANEEL em 27 de agosto de 1998, bem como de acordo com a regulamentação do setor elétrico, a distribuidora de energia elétrica é obrigada a fornecer energia a todos os clientes localizados na sua área de concessão.

Para recuperação da inadimplência, a Companhia atua por meio de: (i) programas de renegociação dos débitos pendentes atrelados a garantias; (ii) negativação de clientes em empresas de proteção ao crédito; (iii) corte do fornecimento de energia elétrica, em conformidade com a regulamentação vigente; (iv) contratação dos serviços de empresas especializadas na cobrança de contas em atraso e (v) cobrança judicial. Além disso, todas as ações de cobrança são pautadas por um modelo estatístico que avalia a propensão de um cliente ao não pagamento, permitindo adotar estratégias diferenciadas de acordo com o perfil de cada cliente.

Em 31 de dezembro de 2013 o índice real de inadimplência frente a suas operações era de 3,9%.

Hedge

Conforme já mencionado, a contratação de derivativos pela Companhia tem como propósito único e específico proteger a empresa de eventuais exposições de ativos e passivos relevantes, em especial passivos contratados em moedas estrangeiras, a variações dessas moedas ou taxas de juros estrangeiras.

Risco da Revisão e do Reajuste das Tarifas de Fornecimento

Os processos de Revisão e Reajuste Tarifários são garantidos por contrato e empregam metodologias previamente definidas. Alterações na metodologia vigente devem ser amplamente discutidas e contarão com contribuições da Companhia, concessionárias e demais agentes do setor.

Em caso de evento imprevisível que venha a afetar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, a Elektro poderá justificar e requerer ao regulador a abertura de uma Revisão Tarifária Extraordinária, ficando a realização desta a critério do regulador. A própria ANEEL também poderá proceder com Revisões Extraordinárias caso haja criação, alteração ou exclusão de encargos e/ou tributos, para repasse dos mesmos às tarifas.

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

A Companhia gerencia o risco de liquidez mantendo adequadas reservas de recursos e linhas de crédito aprovadas com algumas das principais instituições financeiras do país, por meio do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, e pela combinação dos perfis de vencimento dos ativos e passivos financeiros. Em 31 de dezembro de 2013, a Companhia possuía R\$ 300 milhões em conta garantida, podendo recorrer a essas linhas de crédito em eventuais necessidades de curto prazo.

Risco de Mercado – Compra de Energia

Considerando as condições estabelecidas pelo atual marco regulatório para a contratação de energia pelas distribuidoras, principalmente por meio de leilões regulados pela ANEEL, a Elektro participou ativamente de todos os mecanismos de compra de energia previstos na regulação para a contratação de sua necessidade de energia para 2013. No entanto, a recontração do volume de energia existente cujos contratos terminaram em dezembro de 2012, e que estava prevista para acontecer ainda naquele ano (em Leilão A-1) não foi realizada em sua totalidade tendo em vista (i) o cancelamento do referido leilão e a insuficiência na distribuição das cotas compulsórias provenientes das usinas que aceitaram a renovação das concessões, conforme estabelecido na Lei nº 12.783/13 e Decreto nº 7.945/13, (ii) a rescisão de contratos do 6º e 7º leilões de energia nova devido à revogação da autorização das usinas pela ANEEL, (iii) pela falta de oferta de energia por parte dos geradores no Leilão A-0, ocorrido em junho de 2013, que previa o suprimento de energia no período entre julho de 2013 e junho de 2014; e (iv) atraso na entrada em operação de alguns empreendimentos de geração, com consequente suspensão da obrigação contratual de suprimento do CCEAR. A combinação destes efeitos culminou na insuficiência contratual anual de 9,5% em 2013 (posição de 31 de dezembro de 2013). Parte desta insuficiência foi suprida, a partir de outubro de 2013, com 30 MWmed de contratos de geração distribuída (aquisição de energia de geradores conectados ao sistema de distribuição da Elektro). Conforme legislação vigente, esta exposição é considerada involuntária, não implicará em penalidades e seu custo será repassado dentro dos processos tarifários.

A partir de 2014, há ainda necessidade de contratação de energia devido à insuficiência contratual não suprida em 2013, conforme citado anteriormente, e ao término de vigência dos CCEARs findos em dezembro de 2013. Parte desta necessidade foi recontratada no 12º leilão de energia existente A-1 ocorrido em 17 de dezembro de 2013 com aquisição de 288,6 MWmed, 212 MWmed foram contratados no leilão A-0 ocorrido em 30 de abril de 2014 para início de suprimento a partir de 01/05/2014, reduzindo sua exposição involuntária anual para 9,3% em 2014. O restante a Elektro poderá contratar ao longo de 2014 em leilões e outros mecanismos de compra de energia disponíveis sendo que, independentemente do sucesso nestas contratações, reafirma-se que a eventual exposição é considerada involuntária, portanto não implicará em penalidades e seu custo será repassado integralmente dentro dos processos tarifários subsequentes.

Risco de Interrupção no Fornecimento de Energia Elétrica

A Elektro, com o intuito de minimizar os efeitos provocados por eventual descontinuidade do fornecimento de energia elétrica para seus clientes, atribuídos a eventos não previsíveis, e que atingem sua infraestrutura de sistemas elétricos, atua de forma intensa para reduzir o número de unidades consumidoras afetadas e também diminuir a frequência e o tempo dessas interrupções.

Dentre as ações executadas para diminuir a frequência e o tempo das interrupções, destaca-se a disponibilidade de três subestações móveis próprias que permitem flexibilidade operacional e agilidade no restabelecimento do fornecimento de energia elétrica. Soma-se a isso o investimento na digitalização de 108 subestações (SE), a automação do comando de 1.095 equipamentos em redes de distribuição utilizando comunicação com tecnologia GSM que dispensa o deslocamento de equipes para a execução das tarefas, bem como a implantação de 62 sistemas de auto restabelecimento 'Self Healings' em funcionamento, que transferem de forma automática trechos desenergizados para fontes alternativas evitando desligamentos de longa duração. Esses sistemas beneficiam atualmente 50 municípios e 164.730 consumidores.

Como ações para reduzir o número de unidades consumidoras atingidas, a Elektro mantém consistente programa de manutenção preventiva, atuando em média em 16 mil km de rede por ano, bem como

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

realiza investimentos de melhoria, expansão e modernização como a modernização de 458 disjuntores e a instalação de 1,9 mil km de redes compactas com cabos protegidos, nos últimos 6 anos.

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

A Companhia não opera instrumentos financeiros com objetivo diverso de proteção patrimonial. De acordo com a política da Elektro, a utilização de derivativos tem como propósito único e específico proteger ativos e passivos relevantes da empresa, em especial passivos contratados em moedas estrangeiras, a variações dessas moedas ou taxas de juros estrangeiras.

F. Estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos

Com o objetivo de reforçar a gestão dos riscos estratégicos da empresa e facilitar a divulgação dos mecanismos de controle desses riscos, a Elektro implementou em 2005 um sistema de gestão de riscos estratégicos chamado de ERM (*Enterprise Risk Management*). Dentro desse sistema estão mapeados e monitorados, além dos riscos financeiros, os principais riscos setoriais e operacionais da Elektro, dos quais destacamos: regulamentação e política tarifária do setor elétrico, planejamento de mercado e de necessidades de energia para atender a área de concessão, e acidentes com força de trabalho e população. Estes riscos são monitorados por meio de um painel de indicadores de riscos, que são mensalmente atualizados e revisados com a direção da companhia. O objetivo desses indicadores é antecipar o acontecimento de eventos associados a esses riscos, permitindo que a Administração da Elektro tome ações preventivas.

Em 2009 foi implementado o Plano de Continuidade do Negócio – PCN, que se estende a todos os processos críticos da companhia e tem como objetivo garantir a continuidade dos processos e do negócio em momentos de crise.

Em 2012, a Elektro avançou na sua estrutura de gerenciamento de risco com a criação da Gestão Integrada de Riscos Elektro (GIRE), na qual todos os gestores da companhia reportam mensalmente sobre a existência ou não de novos riscos, afim de que seja possível o gerenciamento dos mesmos no tempo adequado e com as ações efetivas de tratamento e mitigação. Além desta ferramenta, outras duas principais formas de identificação dos riscos são Análise SWOT, realizada e revisada semestralmente no âmbito do Ciclo de Planejamento Estratégico.

Em 04 de fevereiro de 2013 foi constituído o Comitê de Gestão de Riscos, conforme deliberação da Diretoria da Elektro. O Comitê é formado por representantes de todas as Diretorias e Gerências Executivas da Elektro e tem como objetivo assegurar e acompanhar a gestão integrada de riscos, avaliando os riscos estratégicos da companhia, assim como validar e revisar periodicamente a matriz de riscos da empresa, bem como as ações tomadas para minimizar a ocorrência de eventos que comprometam a realização dos objetivos da empresa. Os resultados das reuniões deste Comitê são reportados periodicamente para o acionista controlador. Essa instância também é responsável pela condução de assuntos estratégicos e operacionais no processo de gestão integrada de riscos.

Adicionalmente, com o objetivo de monitorar o cumprimento da política de gerenciamento de risco, a Elektro conta com uma equipe de Auditoria Interna e Controladoria, responsável por realizar periodicamente auditorias e verificar se as políticas e controles estabelecidos estão em funcionamento. Os resultados dessas auditorias são reportados diretamente ao Comitê de Auditoria e Cumprimento Normativo formado por três membros do Conselho de Administração da empresa. O Comitê de Auditoria e Cumprimento Normativo tem como objetivo assegurar que as atividades da auditoria interna estejam alinhadas com os objetivos da Elektro, por meio da definição de diretrizes políticas de atuação e aprovação do plano de auditoria. Também compete a tal Comitê a revisão das deficiências de Controle Interno apontadas nos relatórios de auditoria e a análise das medidas de correção adotadas, bem como acompanhamento e atuação na regularização dos pontos de auditoria.

G. Adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada

A Administração entende que a empresa possui uma estrutura adequada para garantir o cumprimento de sua política de gerenciamento de riscos. O mapeamento e avaliação dos riscos da empresa são

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

elaborados por um time multidisciplinar de *ERM - Enterprise Risk Management* e, a partir de fevereiro de 2013, pelo Comitê de Gestão de Riscos, resultando em uma matriz de risco. A gestão desses riscos está alinhada com os objetivos estratégicos da organização e envolve, além do Planejamento Estratégico, Auditoria e Controles Internos, gestores das áreas de negócio, que são os *Risk Owners* de cada risco identificados como críticos para a companhia. Também, as áreas de Auditoria e Controles Internos estão estruturadas para executar testes de auditoria periódicos nas categorias: Estratégico, Operacional, *Compliance* e Financeiro, assegurando a efetividade de seus controles internos.

A Administração entende que suas práticas e a política de gerenciamento de riscos e controles internos são adequadas à sua estrutura operacional.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.3 - Descrição - Controles Internos**5.3. Em relação ao último exercício social, houve alterações significativas nos principais riscos de mercado a que o emissor está exposto ou na política de gerenciamento de riscos adotada**

Não houve alterações significativas nos principais riscos de mercado a que o emissor está exposto ou na política de gerenciamento de riscos adotada. Entretanto, a estrutura de gerenciamento de riscos foi reforçada, a partir de 2013, com a criação do Comitê de Gestão de Riscos, conforme detalhado no item 5.2 deste Formulário de Referência.

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

5.4. Outras informações que o emissor julgue relevantes

Todas as informações relevantes foram fornecidas acima.

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

10.1 Comentários dos Diretores

A. Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os diretores entendem que a Companhia apresentou, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2013, 2012 e 2011, condições financeiras e patrimoniais adequadas para desenvolver as atividades da Companhia, implementar seu plano de negócios e cumprir suas obrigações de curto, médio e longo prazos.

O índice de liquidez geral da Companhia¹ foi de 1,81; 1,74 e 1,67 nos anos de 2013, 2012 e 2011 respectivamente, e o índice de liquidez corrente² de 1,51; 1,16 e 1,42 para os mesmos anos, indicando que a Companhia possui capital de giro que permite ter liquidez e recursos de capital suficientes para suportar as atividades relacionadas a seus negócios.

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2013, 2012 e 2011, a Elektro apresentava grau de alavancagem prudente (35,9%, 35,7% e 41,0%, respectivamente), com dívidas concentradas no longo prazo e custos de captação atrativos, o que vem garantindo liquidez para a Companhia.

Adicionalmente, caso se identifique a necessidade de acessar o mercado para financiar seus investimentos ou para captar recursos para capital de giro, os diretores da Companhia entendem que a Elektro tem plena capacidade para contratá-los, visto que atualmente tem amplo acesso a fontes de financiamento para o desenvolvimento de seus negócios, e dado que seu *rating* corporativo ('brAAA' pela *Standard & Poor's*), mantido desde 1º de julho de 2010 e reafirmado em junho de 2013, é o melhor dentro da escala nacional de classificação de risco.

Eventos relacionados a situações não administráveis pela Companhia, em especial a elevação dos custos de energia comprada, devido ao maior despacho das usinas térmicas e à exposição ao mercado *spot* de compra de energia a preços PLD (Preços de Liquidação das Diferenças) elevados, são comentados nos itens subsequentes, assim como seus potenciais efeitos sobre a liquidez. Contudo, ressalta-se que, conforme legislação vigente, esta exposição é considerada involuntária, portanto não implica em penalidades e seu custo será repassado integralmente dentro dos processos tarifários, significando apenas um descasamento temporário entre o custo incorrido e seu repasse nas tarifas.

B. Estrutura de capital e possibilidade de resgate de ações ou quotas

Os diretores entendem que a Companhia possui estrutura de capital adequada às suas operações.

2013

A Elektro encerrou o ano de 2013 com endividamento líquido de R\$ 1.151,0 milhões (7,3% maior que a posição encerrada em 31 de dezembro de 2012, quando o endividamento líquido era de R\$ 1.073,0 milhões), resultado do endividamento total de R\$ 1.619,0 milhões e saldo de caixa, aplicações financeiras e caução de fundos de R\$ 468,0³ milhões. A dívida de curto prazo corresponde a 8% do total do endividamento.

Durante o ano de 2013, a empresa captou R\$ 339,4 milhões para financiar seu programa de investimentos, sendo (i) R\$ 40,4 milhões por meio da linha de financiamento já existente com o BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social), (ii) R\$ 18,0 milhões por meio da linha de financiamento relacionada a projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação com a Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e (iii) R\$ 281,0 milhões com o Banco Europeu de Investimentos (BEI), conforme detalhamento da operação descrito a seguir. Estas captações estão em linha com a política da Companhia de obtenção de endividamento com taxas atrativas para financiamento de seus investimentos.

¹ (Ativo Circulante + Ativo Não Circulante)/(Passivo Circulante + Passivo Não Circulante)

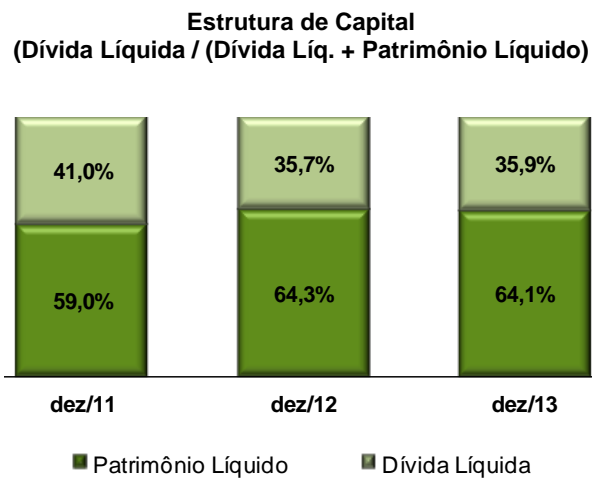
² Ativo Circulante/Passivo Circulante

³ Considera garantias específicas de dívidas, excluindo garantias caucionadas para compra de energia elétrica, fundo educacional e outros.

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

O BEI é a instituição financeira da União Europeia (UE), existente desde 1958, que tem por missão promover o desenvolvimento equilibrado e a coesão econômica e social dos seus estados-membros, financiando projetos de infra-estrutura nos estados-membros da UE como também em países vizinhos e países em desenvolvimento.

Em 31 de outubro de 2013, depois de cumpridas todas as condições precedentes previstas no contrato de financiamento assinado com o BEI, a Elektro recebeu a liberação do financiamento no montante de R\$ 281,0 milhões, com prazo de vencimento de 12 anos, pagamento de juros semestrais e 3 (três) anos de carência para pagamento do principal. Na mesma data, foi contratada uma operação de *swap* com o mesmo fluxo de liquidação do financiamento, que tem como objetivo eliminar o risco de variação cambial da captação em moeda estrangeira vinculada a uma taxa de juros fixa em dólares norte-americanos, resultando, assim, em uma operação denominada em moeda nacional atrelada à variação dos Certificados de Depósitos Bancários (CDI) com um custo final abaixo do CDI em 0,30 ponto percentual. O contrato tem por objetivo apoiar os investimentos de modernização e ampliação da rede de distribuição de energia da Elektro para os anos de 2012 e 2013.



Não há previsão estatutária para o resgate de ações, devendo a Companhia seguir a legislação vigente, conforme artigo 44 da lei 6.404/76, na hipótese de decisão por esta operação. Também não há qualquer previsão ou intenção, no momento, de resgatar ações da Companhia.

2012

A Elektro encerrou o ano de 2012 com endividamento líquido de R\$ 1.073,0 milhões, resultado do endividamento total de R\$ 1.656,5 milhões e saldo de caixa, aplicações financeiras e caução de fundos de R\$ 583,5 milhões. A dívida de longo prazo correspondia a 74% do total do endividamento e o grau de alavancagem (denominado pela relação dívida líquida / dívida líquida + patrimônio líquido) foi de 35,7%, garantindo situação de liquidez confortável para a Companhia. O aumento do endividamento total de 2012 em relação ao exercício anterior (R\$ 1.237,7 no encerramento do exercício social de 2011) deve-se essencialmente à antecipação da captação em 2012 das necessidades de recursos para pagamento das dívidas vincendas em 2013.

Durante o ano de 2012, a empresa captou R\$ 88,7 milhões para financiar seu programa de investimentos, através de linhas de financiamento já existentes:

- (i) BNDES: R\$ 65,6 milhões;
- (ii) Eletrobrás: R\$ 16,1 milhões, relacionados ao Programa Luz para Todos e;
- (iii) FINEP: R\$ 7,0 milhões para projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação.

Estas captações estão em linha com a política da Companhia de obtenção de endividamento com taxas atrativas para financiamento de seus investimentos.

Em 12 de setembro de 2012, a Elektro efetuou a 6ª Emissão de Debêntures simples, nominativas, escriturais, não conversíveis em ação, da espécie quirografária, no montante total de R\$ 650 milhões,

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

com vencimento em 12 de setembro de 2017 (5 anos), 12 de setembro de 2019 (7 anos) e 12 de setembro de 2022 (10 anos), respectivamente, 1ª, 2ª e 3ª séries. A 1ª série, no valor de R\$ 220 milhões, é remunerada à taxa de CDI acrescida de 0,74%, a 2ª série, no valor de R\$ 100 milhões, à taxa IPCA acrescida de 5,10% e a 3ª série, no valor de R\$ 330 milhões, à taxa IPCA acrescida de 5,50%.

Os recursos provenientes das debêntures foram utilizados para o resgate antecipado das debêntures da 4ª emissão da Elektro⁴ e para antecipação das necessidades de pagamento das dívidas vincendas em 2013.

2011

A Elektro encerrou o ano de 2011 com endividamento líquido de R\$ 951,9 milhões, resultado do endividamento total de R\$ 1.237,7 milhões e saldo de caixa, aplicações financeiras e caução de fundos de R\$ 285,8 milhões. A dívida de longo prazo correspondia a 95% do total do endividamento e o grau de alavancagem (denominado pela relação dívida líquida / dívida líquida + patrimônio líquido) foi de 41,0%, garantindo situação de liquidez confortável para a Companhia.

C. Capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

Os diretores entendem que a Companhia possui liquidez e recursos de capital suficientes para honrar seus compromissos financeiros assumidos e manter estrutura financeira equilibrada. A Companhia sempre honrou seus compromissos, possui índice de inadimplência nulo perante seus credores e sempre respeitou todos os *covenants* financeiros existentes em seus contratos de financiamento.

Além disso, a classificação de risco da Companhia ('brAAA' pela *Standard & Poor's*) é a melhor da escala nacional de crédito, mantida desde 1º de julho de 2010 e reafirmada em junho de 2013, possibilitando assim, sob o ponto de vista dos Diretores, fácil acesso e taxas mais atrativas nas contratações de operações financeiras da Companhia.

Por fim, cabe ressaltar que em outubro de 2013 a Elektro recebeu liberação do financiamento contratado junto ao Banco Europeu de Investimentos (BEI) no montante de R\$ 281,0 milhões, com o objetivo de apoiar os investimentos de modernização e ampliação da rede de distribuição de energia da Elektro de 2012 e 2013. O financiamento tem prazo de vencimento de 12 anos, pagamento de juros semestrais e 3 (três) anos de carência para pagamento do principal (maiores detalhes vide item 10.1.B). Adicionalmente, foram firmados, em dezembro de 2013, os contratos de financiamento com BNDES e Banco do Brasil no montante de R\$ 348,0 milhões para suportar o plano de investimentos de 2013-2014, com prazo de 72 meses e carência de 24 meses.

Covenants Financeiros

A Companhia sempre cumpriu e vem mantendo uma relação confortável com relação aos limites estabelecidos para seus *covenants* financeiros baseados nos resultados apurados pelos critérios previstos nos contratos firmados com o BNDES e nas escrituras das 5ª e 6ª Emissões de Debêntures.

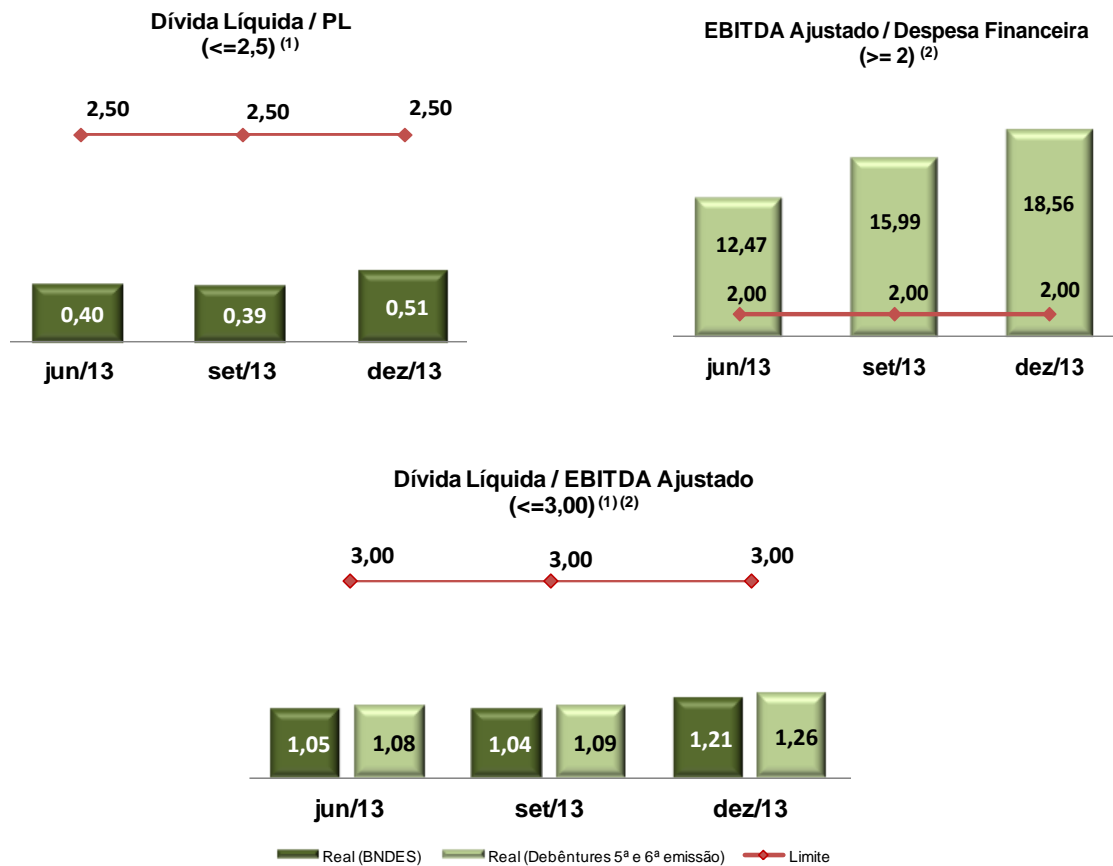
Em 28 de novembro de 2013 foram realizadas as Assembleias Gerais de Debenturistas das 5ª e 6ª Emissões, nas quais foram aprovadas as alterações dos textos das Escrituras de Emissão, a fim de incluir a definição de Ativos e Passivos Regulatórios e modificar a metodologia de cálculo do EBITDA, incluindo em sua composição os Ativos e Passivos Regulatórios. A alteração aprovada não modificou o patamar histórico dos *covenants* financeiros e teve como objetivo refletir de forma mais adequada os resultados da Companhia, eliminando a volatilidade decorrente da exclusão dos Ativos e Passivos Regulatórios.

Da mesma forma, foi aprovada em 10 de outubro de 2013 a alteração da definição de EBITDA, com a inclusão dos Ativos e Passivos Regulatórios, para os contratos firmados com o BNDES.

A evolução dos *covenants* financeiros frente aos limites estabelecidos é demonstrada a seguir:

⁴ Emitida em 15 de julho de 2010 em duas séries indexadas ao CDI, com remuneração de 1,15% e 1,25%, para os vencimentos de 4 e 5 anos, respectivamente

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



(1) BNDES. Para este contrato, a definição de EBITDA ajustado contempla, além dos ajustes de Ativos e Passivos Regulatórios, a exclusão dos efeitos de outras Receitas/Despesas Operacionais, tais como ganhos/perdas com planos de pensão e lucro/prejuízo na alienação de imobilizado.

(2) Debêntures 5ª e 6ª emissão. Para as Escrituras de Emissão, a definição de EBITDA ajustado contempla os ajustes de Ativos e Passivos Regulatórios.

D. Fontes de financiamento utilizadas para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes

Para financiamento dos investimentos da Companhia em ampliação e modernização do sistema elétrico e em ativos para suporte às operações, a captação de recursos é feita através de contratos de financiamento com agências de fomento (com destaque para BNDES e FINEP, além do Banco Europeu de Investimentos em 2013), e em alguns casos através de agentes financeiros. A Elektro também possui contratos de financiamento com a Eletrobrás, referentes ao Programa Luz para Todos, que objetiva a eletrificação de unidades consumidoras em áreas rurais.

A Companhia recorre ainda ao mercado de capitais, através da emissão de notas promissórias e debêntures, ou outras fontes de financiamento, visando à manutenção de uma estrutura de capital e liquidez adequadas. A Companhia avalia constantemente alternativas de financiamento das suas operações.

Adicionalmente, a Companhia conta com linhas de crédito de curto prazo aprovadas com algumas das principais instituições financeiras do país no montante de R\$ 300 milhões, podendo recorrer a elas em eventuais necessidades de curto prazo. Em 2013, 2012 e 2011 não foram utilizadas linhas de crédito de curto prazo.

Em 31 de dezembro de 2013, 2012 e 2011, o endividamento total da Elektro era representado pelos seguintes valores:

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

31/12/2013	Curto Prazo	Longo Prazo	Total	
			R\$ milhões	%
Empréstimos com Terceiros				
Debêntures	63,9	968,3	1.032,2	63,8%
BNDES Finem / Finame	28,9	128,7	157,6	9,7%
Eletrobrás	13,9	72,1	86,0	5,3%
Finep	12,0	42,1	54,1	3,3%
BEI	4,0	273,3	277,3	17,1%
Arrendamento mercantil	2,0	9,8	11,8	0,7%
Total da Dívida	124,7	1.494,3	1.619,0	100,0%
Perfil da Dívida	8%	92%	100%	
Caixa, Aplicações Financeiras e Caução de Fundos ⁽¹⁾			(468,0)	
Endividamento Líquido			1.151,0	

⁽¹⁾ Considera garantias específicas de dívidas, excluindo garantias caucionadas para compra de energia elétrica, fundo educacional e outros.

31/12/2012	Curto Prazo	Longo Prazo	Total	
			R\$ milhões	%
Empréstimos com Terceiros				
Debêntures	20,4	971,5	991,9	59,9%
BNDES Finem / Finame	13,5	119,1	132,6	8,0%
Eletrobrás	12,5	89,7	102,2	6,2%
Finep	11,7	36,5	48,3	2,9%
Linha 4131 ⁽¹⁾	365,3	0,0	365,3	22,1%
Arrendamento mercantil	4,6	11,6	16,2	1,0%
Total da Dívida	428,1	1.228,4	1.656,5	100,0%
Perfil da Dívida	26%	74%	100%	
Caixa, Aplicações Financeiras e Caução de Fundos ⁽²⁾			(583,5)	
Endividamento Líquido			1.073,0	

⁽¹⁾ Empréstimos em moeda estrangeira utilizando o instrumento financeiro da Lei nº 4.131, de 3 de setembro de 1962 convertidos em reais às taxas definidas em cada um dos contratos.

⁽²⁾ Considera garantias específicas de dívidas, excluindo garantias caucionadas para compra de energia elétrica, fundo educacional e outros.

31/12/2011	Curto Prazo	Longo Prazo	Total	
			R\$ milhões	%
Empréstimos com Terceiros				
Debêntures	27,4	602,4	629,7	38,0%
BNDES Finem / Finame	0,7	66,5	67,2	4,1%
Eletrobrás	10,9	87,6	98,6	6,0%
Finep	10,6	41,9	52,5	3,2%
Linha 4131 ⁽¹⁾	8,3	360,0	368,3	22,2%
Arrendamento mercantil	4,9	16,5	21,4	1,3%
Total da Dívida	62,8	1.174,9	1.237,7	74,7%
Perfil da Dívida	5%	95%	100%	
Caixa, Aplicações Financeiras e Caução de Fundos ⁽²⁾			(285,8)	
Endividamento Líquido			951,9	

⁽¹⁾ Empréstimos em moeda estrangeira utilizando o instrumento financeiro da Lei nº 4.131, de 3 de setembro de 1962 convertidos em reais às taxas definidas em cada um dos contratos.

⁽²⁾ Considera garantias específicas de dívidas, excluindo garantias caucionadas para compra de energia elétrica, fundo educacional e outros.

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

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

Em 2013 o setor de energia observou uma elevação significativa dos custos de energia, resultado do maior despacho das usinas térmicas, e da exposição involuntária ao mercado spot a PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) elevados, devido a: (i) recontração parcial do volume de energia existente para os contratos que terminaram em dezembro de 2012 em virtude do cancelamento do leilão A-1 previsto para 2012 e a insuficiência na distribuição das cotas compulsórias provenientes das usinas que aceitaram a renovação das concessões, conforme estabelecido na Lei nº 12.783/13 e Decreto nº 7.945/13; (ii) rescisão contratual dos CCEARs provenientes dos 6º e 7º leilões de energia nova devido à revogação da autorização das usinas pela Aneel; (iii) falta de oferta de energia por parte dos geradores no Leilão A-0, ocorrido em junho de 2013, que previa o suprimento de energia no período de julho de 2013 a junho de 2014; e (iv) atraso na entrada em operação comercial de alguns empreendimentos de geração, com consequente suspensão do início do suprimento dos CCEARs devido principalmente a liminares judiciais, mas também a determinações da Aneel.

Com a intenção de neutralizar parte dos impactos negativos nos resultados e caixa enfrentados pelas distribuidoras de energia nesse período, o governo brasileiro emitiu, em 8 de março de 2013, o Decreto nº 7.945, que determinou o repasse de recursos da CDE para as distribuidoras, sendo que contabilização desses repasses em 2013 para a Elektro totalizou R\$ 467,0 milhões.

Em junho de 2013 ocorreu o Leilão A-0 de energia existente, com intuito de suprir a exposição involuntária das distribuidoras decorrente do cancelamento do Leilão A-1 previsto para dezembro de 2012, e da insuficiência na distribuição de cotas. No entanto, devido à falta de oferta de energia neste leilão, a necessidade de energia declarada pela Elektro foi integralmente frustrada. Em dezembro de 2013 ocorreu novo leilão (A-1) de energia para início de suprimento em janeiro de 2014. Neste novo leilão a Elektro conseguiu adquirir cerca de 50% da energia declarada para 2014 (288,6 MWmed), com preços médios de contrato 62,4% superiores à cobertura tarifária atual, o que contribuiu para a pressão sobre os custos de energia, seja pela manutenção da exposição involuntária ao mercado *spot*, seja pelos maiores preços da energia contratada.

Frente ao cenário de aumento dos custos de energia e exposição involuntária das companhias ao mercado spot e dado que os repasses de CDE definidos por meio do Decreto 7.945/13 haviam sido definidos apenas para o ano de 2013, em 7 de março de 2014, foi publicado o Decreto nº 8.203/14 alterando o Decreto 7.891/13. O novo decreto orientou a utilização dos recursos da CDE para neutralizar também a exposição involuntária decorrente da compra frustrada no leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes realizado em dezembro de 2013. O repasse destes recursos referiu-se apenas à competência de janeiro de 2014 e o montante repassado para a Companhia, conforme Despacho Aneel nº 515/14, foi de R\$ 101,2 milhões.

Ainda atuando de forma a reduzir os impactos informados anteriormente, em 1º de abril de 2014 foi publicado o Decreto nº 8.221/14 que define a criação pela CCEE da Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA-ACR com a destinação de cobrir, total ou parcialmente, as despesas de exposição involuntária no mercado de curto prazo e despacho de térmicas vinculadas a CCEARs, na modalidade por disponibilidade, e normatizando o procedimento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para contratação de empréstimos junto a bancos, a fim de obter os fundos necessários para viabilizar os pagamentos às empresas distribuidoras do incremento de custos de energia aos quais as mesmas estiveram expostas devido aos fatores anteriormente mencionados. Subsequentemente, em 16 de abril de 2014 a Aneel emitiu a Resolução 612/14 e em 22 de abril de 2014 o Despacho 1.256/14, detalhando o funcionamento da CONTA-ACR e homologando os valores a serem repassados pela CCEE às empresas distribuidoras, relativamente à competência de fevereiro de 2014.

Em 25 de abril de 2014 foi assinado um Contrato de Financiamento da Operação ACR – Ambiente de Contratação Regulada pela CCEE, junto a diversas instituições financeiras, com limite total de até R\$11,2 bilhões, a serem repassados às distribuidoras que incorreram nos custos adicionais descritos acima. A CCEE liquidará esse compromisso financeiro com o recebimento das cotas vinculadas ao pagamento das obrigações de cada distribuidora junto à CCEE. Essas cotas serão estabelecidas futuramente pela Aneel para cada empresa distribuidora de energia e não possuem nenhuma vinculação

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

com o valor de reembolso recebido por meio da operação de empréstimo captado pela CCEE. A Companhia não disponibilizou nenhuma garantia direta para esse contrato.

As despesas a serem cobertas por essa operação referem-se ao período fevereiro a dezembro de 2014. Assim, a companhia possuía em 31 de março de 2014 R\$ 580,1 milhões provisionados para a cobertura de custos, dos quais R\$ 305,2 milhões já foram repassados no mês de abril, conforme Despacho Aneel nº 1.256/14, e R\$ 274,9 milhões em maio, conforme Despacho Aneel nº 1.443/14. Dessa forma, o montante total contabilizado na rubrica “Energia comprada para revenda”, como redutor de custos de energia referente aos meses de janeiro a março de 2014 totalizou R\$ 687,7 milhões (incluindo R\$ 6,4 milhões de ajustes de contabilização da CCEE referentes ao ano anterior), compensando parcialmente os impactos da alta dos custos de energia sobre os resultados da Companhia.

Em 30 de abril de 2014 ocorreu o 13º Leilão de Energia Existente A-0, no qual a Elektro adquiriu 212 MWmed, o que contribuiu para redução da sua exposição involuntária ao mercado spot para o ano de 2014 e subsequentes. A Elektro poderá contratar a energia faltante ao longo de 2014 em leilões e outros mecanismos de compra de energia disponíveis sendo que, independentemente do sucesso nestas contratações, a eventual exposição é considerada involuntária, portanto não implicará em penalidades e seu custo será repassado integralmente dentro dos processos tarifários subsequentes.

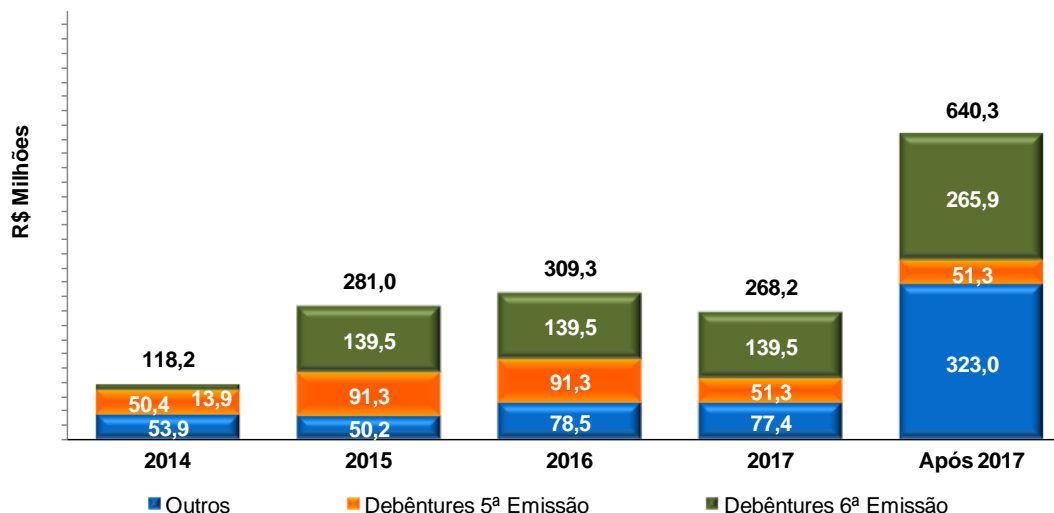
Na opinião dos diretores da Companhia, a pressão adicional sobre seu caixa devido a esses fatores relacionados ao custo de energia é uma situação administrável e temporária. A Companhia possui um caixa robusto e grau de liquidez adequado e, caso haja necessidade de captar recursos para esta finalidade, os diretores da Companhia entendem que a Elektro tem plena capacidade para fazê-lo, podendo acessar o mercado financeiro e de capitais em seus inúmeros instrumentos, visto que atualmente tem amplo acesso a fontes de financiamento e dado que seu *rating* corporativo ('brAAA' pela *Standard & Poor's*) é o melhor dentro da escala nacional de classificação de risco. A Companhia dispõe também de limites de conta garantida com bancos de primeira linha para eventuais necessidades de curto prazo.

F. Níveis de endividamento e as características de tais dívidas

Conforme já apresentado no item 10.1.B, a Companhia vem registrando nível de alavancagem prudente, com uma relação de 36% de capital de terceiros para 64% de capital próprio, em 31 de dezembro de 2013. Este nível está entre os menores do setor.

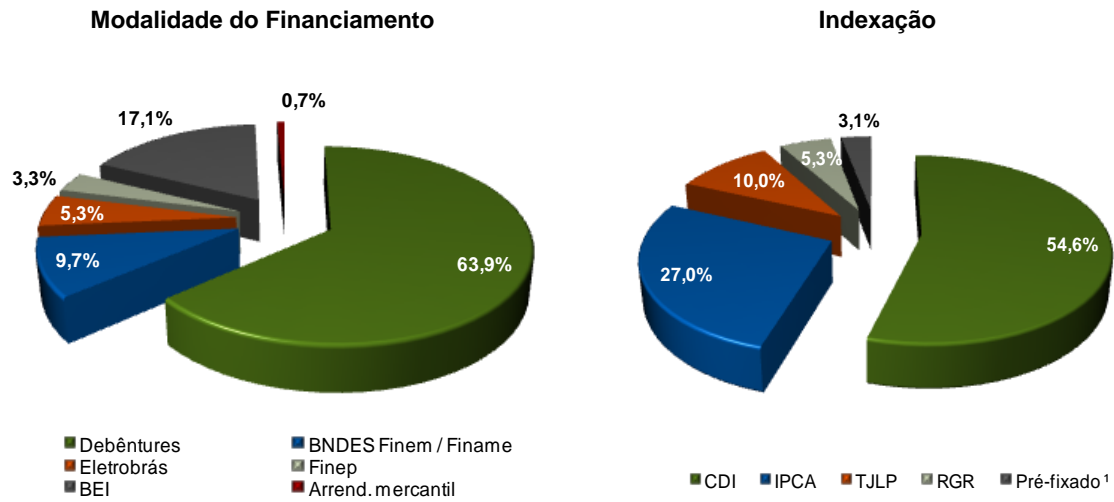
O endividamento da Companhia apresenta um perfil de vencimento diversificado e conservador, uma vez que a dívida de longo prazo correspondia, em 31 de dezembro de 2013, a 92% do total do endividamento.

Vencimento das Dívidas



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

Em 31 de dezembro de 2013, o endividamento da Elektro apresentava as seguintes características:



As dívidas da Companhia estão detalhadas abaixo:

Saldo em 31 de dezembro de 2013:

R\$ Milhões				
Financiamento	Destinação de Recursos	Vencimento	Taxa juros	Saldo em 31/12/2013
Programa Luz para Todos 1ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Out/2016	RGR + 5,0%	3,4
Programa Luz para Todos 1ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Dez/2016	RGR + 5,0%	0,3
Programa Luz para Todos 2ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Fev/2018	RGR + 5,0%	9,5
Programa Luz para Todos 2ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Mai/2018	RGR + 5,0%	0,4
Programa Luz para Todos 3ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Set/2019	RGR + 5,0%	20,4
Programa Luz para Todos 3ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Ago/2020	RGR + 5,0%	0,3
Programa Luz para Todos 4ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Nov/2020	RGR + 5,0%	18,6
Programa Luz para Todos 4ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Ago/2022	RGR + 5,0%	0,4
Programa Luz para Todos 5ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Nov/2021	RGR + 5,0%	20,2
Programa Luz para Todos 6ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Nov/2022	RGR + 5,0%	12,6
FINEP - 1º Ciclo	Pesquisa e Desenvolvimento	Out/2014	TJLP + 0,94%	4,3
FINEP - 2º Ciclo	Inovação Pesquisa e Desenvolvimento	Dez/2017	4,25%	28,0
FINEP - 3º Ciclo	Inovação Pesquisa e Desenvolvimento	Nov/2020	5,00%	3,8
FINEP - 4º Ciclo	Inovação Pesquisa e Desenvolvimento	Mar/2021	5,00%	18,0
Debentures 5ª Emissão - 1ª Série ⁽³⁾	Refinanciamento	Ago/2016	CDI + 0,98%	124,5
Debentures 5ª Emissão - 2ª Série ⁽⁴⁾	Refinanciamento	Ago/2018	IPCA + 7,6813%	211,1
Debentures 6ª Emissão - 1ª Série ⁽⁵⁾	Refinanciamento	Set/2017	CDI + 0,74%	226,5
Debentures 6ª Emissão - 2ª Série ⁽⁶⁾	Refinanciamento	Set/2019	IPCA + 5,10%	109,6
Debentures 6ª Emissão - 2ª Série ⁽⁷⁾	Refinanciamento	Set/2022	IPCA + 5,50%	362,2
Banco Europeu de Investimento ^{(8) (9)}	Expansão, melhorias, implantação SEs e LTs	Out/2025	CDI - 0,30%	285,1
FINAME SE 2011	Subestação movel	Jan/2021	5,50%	5,1
BNDES Finem - Capex 2011-2012 ^{(1) (2)}	Expansão, melhorias, implantação SEs e LTs	Mai/2019	de TJLP a TJLP + 3,03%	152,8
Total dos Financiamentos				1.617,0

(1) Subcréditos A, B, C, D e E: TJLP+2,03%; Subcréditos F, G, H, I e J: TJLP+3,03%; Subcréditos K, L e M: TJLP+1,63%; Subcrédito N: TJLP

(2) Subcréditos A, B, E, F, G, J, K, L e N começaram em Junho de 2013. Subcréditos C, D, H, I, e N começam em janeiro de 2014.

(3) 33,33% em ago2014, 33,33% em ago2015 e 33,34% em ago2016

(4) 33,33% em ago2016, 33,33% em ago2017 e 33,34% em ago2018

(5) 50% em set2016 e 50% em set2017

(6) 50% em set2018 e 50% em set2019

(7) 33,33% em set2020, 33,33% em set2021 e 33,34% em set2022

(8) Variação Cambial + 3,4020%

(9) Três anos de carência. Pagamentos começam em out2016

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

Saldo em 31 de dezembro de 2012:

				R\$ Milhões
				Saldo em 31/12/2012
Financiamento	Destinação de Recursos	Vencimento	Taxa juros a.a.	Total
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 1ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Out/2016	RGR + 5,0%	4,6
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 1ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Dez/2016	RGR + 5,0%	0,4
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 2ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Fev/2018	RGR + 5,0%	11,7
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 2ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Mai/2018	RGR + 5,0%	0,5
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 3ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Set/2019	RGR + 5,0%	24,0
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 3ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Ago/2020	RGR + 5,0%	0,4
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 4ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Nov/2020	RGR + 5,0%	21,3
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 4ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Ago/2022	RGR + 5,0%	0,4
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 5ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Nov/2021	RGR + 5,0%	22,8
Eletrobrás - Programa Luz Para Todos 6ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Nov/2022	RGR + 5,0%	16,2
FINEP - 1º Ciclo	Pesquisa e Desenvolvimento	Out/2014	TJLP + 0,94%	9,5
FINEP - 2º Ciclo	Inovação Pesquisa e Desenvolvimento	Dez/2017	4,25%	35,0
FINEP - 3º Ciclo	Inovação Pesquisa e Desenvolvimento	Nov/2020	5,00%	3,8
Debentures 5ª Emissão - 1ª Série ^{(1) (6)}	Liquidação da 2ª emissão de Debêntures e reforço do capital de giro	Ago/2016	CDI + 0,98%	123,6
Debentures 5ª Emissão - 2ª Série ^{(2) (6)}	Liquidação da 2ª emissão de Debêntures e reforço do capital de giro	Ago/2018	IPCA + 7,6813%	199,4
Debentures 6ª Emissão - 1ª Série ^{(3) (6)}	Liquidação antecipada da 4ª emissão de Debêntures e reforço do capital de giro	Set/2017	CDI + 0,74%	225,0
Debentures 6ª Emissão - 2ª Série ^{(4) (6)}	Liquidação antecipada da 4ª emissão de Debêntures e reforço do capital de giro	Set/2019	IPCA + 5,10%	103,6
Debentures 6ª Emissão - 3ª Série ^{(5) (6)}	Liquidação antecipada da 4ª emissão de Debêntures e reforço do capital de giro	Set/2022	IPCA + 5,50%	342,3
Empréstimo 4131 ⁽⁷⁾	Capital de Giro	Abr/2013	100,2% a 104,0% do CDI	365,3
FINAME SE 2011	Subestação movel	Jan/2021	5,50%	5,8
BNDES Finem - Capex 2011-2012	Expansão, melhorias, implantação SEs e LTs	Mai/2019	de TJLP a TJLP + 3,03%	127,2
Total dos Financiamentos				R\$ 1.642,6⁽⁸⁾

(1) Amortização: 33,33% em agosto de 2014, 33,33% em agosto de 2015 e 33,33% em agosto de 2016

(2) Amortização: 33,33% em agosto de 2016, 33,33% em agosto de 2017 e 33,33% em agosto de 2018

(3) Amortização: 50% em setembro de 2016 e 50% em setembro de 2017

(4) Amortização: 50% em setembro de 2018 e 50% em setembro de 2019

(5) Amortização: 33,33% em setembro de 2020, 33,33% em setembro de 2021 e 33,33% em setembro de 2022

(6) Não estão sendo considerados os custos de emissão

(7) As dívidas originais foram contratadas em dólar, mas a companhia contratou um "swap" para neutralizar o risco cambial

(8) O valor de R\$ 1.642,6 milhões, apresentado na tabela acima como total do endividamento não inclui os contratos de arrendamento mercantil e custos de emissão das dívidas

Saldo em 31 de dezembro de 2011:

				R\$ Milhões
				Saldo em 31/12/2011
Financiamento	Destinação de Recursos	Vencimento	Taxa juros	Total
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 1ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Dez/2016	RGR + 5,0%	6,3
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 2ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Mai/2018	RGR + 5,0%	14,5
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 3ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Ago/2020	RGR + 5,0%	27,9
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 4ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Dez/2022	RGR + 5,0%	24,1
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 5ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Out/2021	RGR + 5,0%	9,5
Eletrobrás - Programa Luz para Todos 6ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Nov/2022	RGR + 5,0%	16,3
FINEP - 1º Ciclo	Pesquisa e Desenvolvimento	Out/2014	TJLP + 0,94%	11,6
FINEP - 2º Ciclo	Inovação Pesquisa e Desenvolvimento	Dez/2017	0,0425	41,0
Debentures 4ª Emissão - 1ª Série ^{(1) (5)}	Liquidação antecipada da 3ª emissão de Debêntures	Jul/2014	CDI + 1,15%	190,4
Debentures 4ª Emissão - 2ª Série ^{(2) (5)}	Liquidação antecipada da 3ª emissão de Debêntures	Jul/2015	CDI + 1,25%	127,0
Debentures 5ª Emissão - 1ª Série ^{(3) (5)}	Liquidação da 2ª emissão de Debêntures e reforço do capital de giro	Ago/2016	CDI + 0,98%	125,5
Debentures 5ª Emissão - 2ª Série ^{(4) (5)}	Liquidação da 2ª emissão de Debêntures e reforço do capital de giro	Ago/2018	IPCA + 7,6813%	189,1
Empréstimo 4131 ⁽⁶⁾	Capital de Giro	Abr/2013	100,2% a 104,0% do CDI	368,3
FINAME SE 2011	Subestação movel	Jan/2021	5,50%	5,8
BNDES Finem - Capex 2011-2012	Expansão, melhorias, implantação SEs e LTs	Mai/2019	de TJLP a TJLP + 3,03%	61,5
Total dos Financiamentos				R\$ 1.218,7⁽⁷⁾

(1) Amortização: 50% em julho de 2013 e 50% em julho de 2014

(2) Amortização: 33,33% em julho de 2013, 33,33% em julho de 2014 e 33,33% em julho de 2015

(3) Amortização: 33,33% em agosto de 2014, 33,33% em agosto de 2015 e 33,33% em agosto de 2016

(4) Amortização: 33,33% em agosto de 2016, 33,33% em agosto de 2017 e 33,33% em agosto de 2018

(5) Não estão sendo considerados os custos de emissão

(6) As dívidas originais foram contratadas em dólar, mas a companhia contratou um "swap" para neutralizar o risco cambial

(7) O valor de R\$ 1.218,7 milhões, apresentado na tabela acima como total do endividamento não inclui os contratos de arrendamento mercantil e custos de emissão das dívidas

(ii) Outras relações de longo prazo com instituições financeiras

Todos os contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures foram descritos acima.

(iii) Subordinação entre as dívidas

Não existe grau de subordinação previsto em contrato entre as dívidas da Companhia para os anos de 2011, 2012 e 2013 e, no caso de eventual concurso de credores, será obedecida a ordem de precedência prevista na Lei 11.101 de 9 de fevereiro de 2005, artigo 83, ou seja, primeiramente serão liquidadas as dívidas com garantia real e em seguida as dívidas quirografárias.

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

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

Obrigação de observância de Índices e Limites Financeiros, restrições à distribuição de dividendos, alienação de ativos, emissão de novos valores mobiliários e alienação de controle societário em 31 de dezembro de 2013

- Nos termos da Escritura da **5ª Emissão de Debêntures** simples, não conversíveis em ações, quirografárias, a dívida, dentre outras obrigações, deverá ser declarada antecipadamente vencida, caso:
 1. Não haja observância, por parte da Companhia, por dois trimestres consecutivos, enquanto houver Debêntures em circulação, dos seguintes índices e limites financeiros:
 - Endividamento Financeiro Líquido/EBITDA menor ou igual a 3,0; e,
 - EBITDA/Despesa Financeira Líquida maior ou igual a 2,0.

Em 28 de novembro de 2013 foram realizadas as Assembleias Gerais de Debenturistas das 5ª e 6ª Emissões, nas quais foram aprovadas as alterações dos textos das Escrituras de Emissão, a fim de incluir a definição de Ativos e Passivos Regulatórios e modificar a metodologia de cálculo do EBITDA, incluindo em sua composição os Ativos e Passivos Regulatórios. A alteração aprovada não modificou o patamar histórico dos *covenants* financeiros e teve como objetivo refletir de forma mais adequada os resultados da Companhia, eliminando a volatilidade decorrente da exclusão dos Ativos e Passivos Regulatórios.

Para mais detalhes, vide 2º aditamento da Escritura da 5ª Emissão de Debêntures cláusula 6.24 de vencimento antecipado alíneas de (I) a (XIX).

2. Ocorra mudança de controle acionário, direto ou indireto, da Emissora, sem prévio e expresso consentimento dos debenturistas, desde que tal mudança impacte, de forma substancial e comprovada, a viabilidade econômico-financeira da Emissão, a critério da Emissora e dos Debenturistas, exceto nos casos de quaisquer alterações ou reorganizações societárias que resultem em estrutura final na qual a Iberdrola S.A. continue como acionista controlador/majoritário direto ou indireto da Emissora.
3. Haja o pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social da Emissora, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, exclusivamente na hipótese em que a Emissora esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária devida aos Debenturistas nos termos da Escritura de Emissão.

A íntegra dos termos e das condições da distribuição pública da 5ª Emissão de Debêntures está disponível no *website* da Elektro: www.elektro.com.br

- Nos termos da Escritura da **6ª Emissão de Debêntures** simples, não conversíveis em ações, quirografárias, a dívida, dentre outras obrigações, deverá ser declarada antecipadamente vencida, caso:
 1. Não haja observância, por parte da Companhia, por dois trimestres consecutivos, enquanto houver Debêntures em circulação, dos seguintes índices e limites financeiros:
 - Endividamento Financeiro Líquido/EBITDA menor ou igual a 3,0; e,
 - EBITDA/Despesa Financeira Líquida maior ou igual a 2,0.

Conforme já mencionado, a metodologia de cálculo do EBITDA foi alterada em 28 de novembro de 2013, em Assembleia Geral de Debenturistas, a fim de incluir em sua composição os Ativos e Passivos Regulatórios.

Para mais detalhes, vide 2º aditamento da Escritura da 6ª Emissão de Debêntures cláusula 6.24 de vencimento antecipado alíneas de (I) a (XIX).

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

2. Ocorra mudança de controle acionário, direto ou indireto, da Emissora, sem prévio e expresso consentimento dos debenturistas, desde que tal mudança impacte, de forma substancial e comprovada, a viabilidade econômico-financeira da Emissão, a critério da Emissora e dos Debenturistas, exceto nos casos de quaisquer alterações ou reorganizações societárias que resultem em estrutura final na qual a Iberdrola S.A. continue como acionista controlador/majoritário direto ou indireto da Emissora.
3. Haja o pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social da Emissora, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, exclusivamente na hipótese em que a Emissora esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária devida aos Debenturistas nos termos da Escritura de Emissão.

A íntegra dos termos e das condições da distribuição pública da 6ª Emissão de Debêntures está disponível no *website* da Elektro: www.elektro.com.br

- Nos termos dos contratos **FINEM** celebrados com o BNDES, a companhia, dentre outras obrigações deverá:

1. Manter, durante a vigência do Contrato, os seguintes índices apurados anualmente:
 - Endividamento Financeiro Líquido/EBITDA AJUSTADO menor ou igual a 3,0; e
 - Endividamento Financeiro Líquido/Patrimônio Líquido menor ou igual a 2,5.

Em 10 de outubro de 2013 foi aprovada pelo BNDES a alteração da metodologia de cálculo deste *covenant* com a mudança na definição de EBITDA, que passou a se denominar EBITDA AJUSTADO em função da exclusão dos Ativos e Passivos Regulatórios e Outras Receitas Operacionais, tais como ganho com plano de pensão, lucro na alienação de imobilizado, dentre outros itens.

2. Solicitar prévia e expressa autorização do BNDES para mudança do controle efetivo, direto ou indireto.
- Nos termos dos contratos celebrados desde 2004 com a ELETROBRÁS, a Companhia, dentre outras obrigações, deverá:
 1. solicitar aprovação prévia da ELETROBRÁS antes de contrair:
 - Compromisso financeiro (isolado ou conjunto) equivalente e/ou superior a 5% de seu ativo fixo; e,
 - Compromisso financeiro (isolado ou conjunto) que eleve o endividamento em nível superior a 66% do ativo fixo da Companhia.
 2. Não declarar ou pagar qualquer dividendo, autorizar ou efetuar qualquer outra distribuição, por conta de qualquer espécie de ações sejam novas ou de aumento de capital, exceto na hipótese de reavaliação do ativo, ou efetuar qualquer operação com referência a ditas ações, no caso de estar em atraso no cumprimento das obrigações previstas no contrato de financiamento.
 - Nos termos do contrato celebrado em 2013 com o Banco Europeu de Investimento (BEI), a companhia, dentre outras obrigações, deverá:
 1. Solicitar aprovação prévia para mudanças de controle ou alterações de estrutura societária, estando sujeita ao vencimento antecipado da dívida.
 2. Pré-pagar parcial ou totalmente a dívida caso haja o pagamento antecipado de outras dívidas contratadas pela Companhia, em algumas situações específicas previstas em contrato.

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

3. Abster-se de alienar ativos sem a prévia autorização do banco, exceto nos casos previstos em contrato, tal como caso a alienação não exceda 5% do valor total dos ativos, dentro do curso normal dos negócios da Companhia.

Obrigações de observância de Índices e Limites Financeiros, restrições à distribuição de dividendos, alienação de ativos, emissão de novos valores mobiliários e alienação de controle societário em 31 de dezembro de 2012

- Nos termos da escritura da **5ª Emissão de Debêntures** simples, não conversíveis em ações, quirografárias, a dívida, dentre outras obrigações, deverá ser declarada antecipadamente vencida, caso:
 1. Não haja observância, por parte da Companhia, por dois trimestres consecutivos, enquanto houver Debêntures em circulação dos seguintes índices e limites financeiros:
 - Endividamento Financeiro Líquido/EBITDA menor ou igual a 3,0; e,
 - EBITDA/Despesa Financeira Líquida maior ou igual a 2,0.

Para mais detalhes, vide cláusula 6.24 de vencimento antecipado alíneas de (I) a (XIX) da escritura da emissão.

2. Ocorra mudança de controle acionário, direto ou indireto, da Emissora, sem prévio e expresso consentimento dos debenturistas, desde que tal mudança impacte, de forma substancial e comprovada, a viabilidade econômico-financeira da Emissão, a critério da Emissora e dos Debenturistas, exceto nos casos de quaisquer alterações ou reorganizações societárias que resultem em estrutura final na qual a Iberdrola S.A. continue como acionista controlador/majoritário direto ou indireto da Emissora.
3. Haja o pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social da Emissora, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, exclusivamente na hipótese em que a Emissora esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária devida aos Debenturistas nos termos da Escritura de Emissão.

A íntegra dos termos e das condições da distribuição pública da 5ª Emissão de Debêntures está disponível no *website* da Elektro: www.elektro.com.br

- Nos termos da escritura da **6ª Emissão de Debêntures** simples, não conversíveis em ações, quirografárias, a dívida, dentre outras obrigações, deverá ser declarada antecipadamente vencida, caso:
 1. Não haja observância, por parte da Companhia, por dois trimestres consecutivos, enquanto houver Debêntures em circulação, dos seguintes índices e limites financeiros:
 - Endividamento Financeiro Líquido/EBITDA menor ou igual a 3,0; e,
 - EBITDA/Despesa Financeira Líquida maior ou igual a 2,0.

Para mais detalhes, vide cláusula 6.24 de vencimento antecipado alíneas de (I) a (XIX) da escritura da emissão.

2. Ocorra mudança de controle acionário, direto ou indireto, da Emissora, sem prévio e expresso consentimento dos debenturistas, desde que tal mudança impacte, de forma substancial e comprovada, a viabilidade econômico-financeira da Emissão, a critério da Emissora e dos Debenturistas, exceto nos casos de quaisquer alterações ou reorganizações societárias que resultem em estrutura final na qual a Iberdrola S.A. continue como acionista controlador/majoritário direto ou indireto da Emissora.
3. Haja o pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social da Emissora, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, exclusivamente

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

na hipótese em que a Emissora esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária devida aos Debenturistas nos termos da Escritura de Emissão.

A íntegra dos termos e das condições da distribuição pública da 6ª Emissão de Debêntures está disponível no *website* da Elektro: www.elektro.com.br

- Nos termos do contrato **FINEM** celebrado com o BNDES, a companhia, dentre outras obrigações deverá:
 1. Manter, durante a vigência do Contrato, os seguintes índices apurados anualmente:
 - Endividamento Financeiro Líquido/EBITDA menor ou igual a 3,0; e
 - Endividamento Financeiro Líquido/Patrimônio Líquido menor ou igual a 2,5.
 2. Solicitar prévia e expressa autorização do BNDES para mudança do controle efetivo, direto ou indireto.
- Nos termos dos contratos celebrados desde 2004 com a ELETROBRÁS, a companhia, dentre outras obrigações, deverá:
 1. solicitar aprovação prévia da ELETROBRÁS antes de contrair:
 - Compromisso financeiro (isolado ou conjunto) equivalente e/ou superior a 5% de seu ativo fixo; e,
 - Compromisso financeiro (isolado ou conjunto) que eleve o endividamento em nível superior a 66% do ativo fixo da Companhia.
 2. Não declarar ou pagar qualquer dividendo, autorizar ou efetuar qualquer outra distribuição, por conta de qualquer espécie de ações sejam novas ou de aumento de capital, exceto na hipótese de reavaliação do ativo, ou efetuar qualquer operação com referência a ditas ações, no caso de estar em atraso no cumprimento das obrigações previstas no contrato de financiamento.

Obrigação de observância de Índices e Limites Financeiros, restrições à distribuição de dividendos, alienação de ativos, emissão de novos valores mobiliários e alienação de controle societário em 31 de dezembro de 2011

- Nos termos da escritura da **4ª Emissão de Debêntures** simples, não conversíveis em ações, quirografárias, a dívida, dentre outras obrigações, deverá ser declarada antecipadamente vencida, caso:
 1. Não haja observância, por parte da Companhia, por dois trimestres consecutivos, enquanto houver Debêntures em circulação dos seguintes índices e limites financeiros:
 - Endividamento Financeiro Líquido/EBITDA menor ou igual a 2,5; e,
 - EBITDA/Despesa Financeira Líquida maior ou igual a 2,0.

Para mais detalhes, vide cláusula de vencimento antecipado alíneas de (I) a (XX) da Escritura da Emissão.
 2. Ocorra cisão, fusão ou incorporação da Emissora por outra sociedade, ou ocorra a mudança de controle acionário, direto ou indireto, da Emissora, sem prévio e expresso consentimento dos debenturistas, exceto no casos previstos na Escritura de Emissão.

A íntegra dos termos e das condições da distribuição pública da 4ª Emissão de Debêntures está disponível no *website* da Elektro: www.elektro.com.br.

A referida emissão foi resgatada antecipadamente em setembro de 2012.

- Nos termos da escritura da **5ª Emissão de Debêntures** simples, não conversíveis em ações, quirografárias, a dívida, dentre outras obrigações, deverá ser declarada antecipadamente vencida, caso:

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

1. Não haja observância, por parte da Companhia, por dois trimestres consecutivos, enquanto houver Debêntures em circulação dos seguintes índices e limites financeiros:
 - Endividamento Financeiro Líquido/EBITDA menor ou igual a 3,0; e,
 - EBITDA/Despesa Financeira Líquida maior ou igual a 2,0.

Para mais detalhes, vide cláusula de vencimento antecipado alíneas de (I) a (XIX) da escritura da emissão.

2. Ocorra mudança de controle acionário, direto ou indireto, da Emissora, sem prévio e expresso consentimento dos debenturistas, desde que tal mudança impacte, de forma substancial e comprovada, a viabilidade econômico-financeira da Emissão, a critério da Emissora e dos Debenturistas, exceto nos casos de quaisquer alterações ou reorganizações societárias que resultem em estrutura final na qual a Iberdrola S.A. continue como acionista controlador/majoritário direto ou indireto da Emissora.
3. Haja o pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social da Emissora, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, exclusivamente na hipótese em que a Emissora esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária devida aos Debenturistas nos termos da Escritura de Emissão.

A íntegra dos termos e das condições da distribuição pública da quinta emissão de debêntures está disponível no *website* da Elektro: www.elektro.com.br

- Nos termos do contrato **FINEM** celebrado com o BNDES, a companhia, dentre outras obrigações deverá:
 1. Manter, durante a vigência do Contrato, os seguintes índices apurados anualmente:
 - Endividamento Financeiro Líquido/EBITDA menor ou igual a 3,0; e
 - Endividamento Financeiro Líquido/Patrimônio Líquido menor ou igual a 2,5.
 2. Solicitar prévia e expressa autorização do BNDES para mudança do controle efetivo, direto ou indireto.
- Nos termos dos contratos celebrados desde 2004 com a ELETROBRÁS, a companhia, dentre outras obrigações, deverá:
 1. solicitar aprovação prévia da ELETROBRÁS antes de contrair:
 - Compromisso financeiro (isolado ou conjunto) equivalente e/ou superior a 5% de seu ativo fixo; e,
 - Compromisso financeiro (isolado ou conjunto) que eleve o endividamento em nível superior a 66% do ativo fixo da Companhia.
 2. Não declarar ou pagar qualquer dividendo, autorizar ou efetuar qualquer outra distribuição, por conta de qualquer espécie de ações sejam novas ou de aumento de capital, exceto na hipótese de reavaliação do ativo, ou efetuar qualquer operação com referência a ditas ações, no caso de estar em atraso no cumprimento das obrigações previstas no contrato de financiamento.

G. Limites de utilização dos financiamentos já contratados

A Companhia dispunha, em 31 de dezembro de 2013, de 5 contratos de financiamento com valores a sacar a partir de janeiro de 2014, totalizando R\$ 357,3 milhões já contratados disponíveis para utilização.

Abaixo seguem as tabelas dos financiamentos contratados com valores a sacar no ano subsequente para os últimos três exercícios sociais:

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**Financiamentos contratados em 31 de dezembro de 2013**

Financiamentos - R\$ mil	Valor do Contrato	Valor Sacado até Dez/13	Valor a sacar a partir de Jan/2014
BNDES FINEM 2011-2012	188.479	166.845	913
Eletrobrás - Luz para Todos SP - 6ª fase	15.759	14.183	1.576
FINEP 3º Ciclo	7.733	3.808	2.118
FINEP 4º Ciclo	22.185	17.954	4.230
BNDES FINEM 2013-2014	348.392	-	348.392
Total Financiamentos	863.597	483.840	357.229

Financiamentos contratados em 31 de dezembro de 2012

Financiamentos - R\$ mil	Valor do Contrato	Valor Sacado até Dez/12	Valor a sacar a partir de Jan/2013
BNDES Finem - Capex 2011-2012	188.479	126.435	58.003
FINEP - 3º Ciclo	7.733	3.808	3.435
Luz para Todos SP6	21.624	16.332	5.292
Total Financiamentos	217.836	146.575	66.730

Financiamentos contratados em 31 de dezembro de 2011

Financiamentos - R\$ mil	Valor do Contrato	Valor Sacado até Dez/11	Valor a sacar a partir de Jan/2012
BNDES Finem – Capex 2011-2012	188.479	60.849	127.630
FINEP - 1º Ciclo	17.796	15.442	2.354
FINEP - 2º Ciclo	51.745	44.970	6.774
Luz para Todos MS4	479	144	272
Luz para Todos SP5	31.786	9.536	15.722
Luz para Todos SP6	21.624	16.332	5.292
Total Financiamentos	311.909	147.272	158.044

Pagamento antecipado ao BNDES em 2011

Em 24 de fevereiro de 2011, a Elektro solicitou ao BNDES e aos seus agentes repassadores aprovação prévia para transferência de seu controle acionário, nas condições do Contrato de Compra e Venda de Ações celebrado entre o acionista controlador indireto da Elektro, AEI, e seu atual acionista controlador, Iberdrola, conforme divulgado pela Companhia em Fato Relevante de 19 de janeiro de 2011.

Devido à não obtenção de anuência prévia do BNDES, a administração da Companhia optou por realizar o pré-pagamento de seus financiamentos existentes junto ao BNDES.

Desta forma, em 25 de abril de 2011, a Elektro efetuou o pagamento da totalidade do saldo devedor, no valor de R\$ 288,1 milhões, pagos aos agentes repassadores, com recursos oriundos de linhas de financiamento de longo prazo previamente contratados.

Para obtenção de tais recursos, a Elektro captou em 20 de abril de 2011, segundo a Lei nº 4.131, de 3 de setembro de 1962, uma linha de financiamento de longo prazo (de 725 dias) denominada em moeda estrangeira no montante total de R\$ 360.000 (US\$ 226.909), que foi liquidado em abril de 2013, no seu vencimento, juntamente com a operação de swap contratada para neutralizar qualquer risco cambial derivado dessa operação.

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

H. Alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

Comparação entre os saldos dos balanços encerrados em 31 de dezembro de 2013, 31 de dezembro de 2012 e 31 de dezembro de 2011

A Administração apresenta o Balanço Patrimonial de 31 de dezembro de 2013, 2012 e 2011 com a demonstração de todas as variações e comentários sobre os itens mais relevantes:

Ativo	2013		2012		2011		Variação 2013 x 2012		Variação 2012 x 2011	
	R\$ mil	% do ativo	R\$ mil	% do ativo	R\$ mil	% do ativo	R\$ mil	%	R\$ mil	%
Circulante	1.223.769	26,6%	1.350.138	29,6%	994.346	29,1%	(126.369)	-9,4%	355.792	35,8%
Caixa e equivalentes de caixa	467.630	10,2%	583.148	12,8%	285.488	8,4%	(115.518)	-19,8%	297.660	104,3%
Consumidores, parcelamentos de débitos e supridores	633.760	13,8%	630.692	13,8%	604.864	17,7%	3.068	0,5%	25.828	4,3%
Tributos a compensar	47.552	1,0%	68.975	1,5%	53.592	1,6%	(21.423)	-31,1%	15.383	28,7%
Caução de fundos e depósitos vinculados	8.782	0,2%	27.885	0,6%	20.004	0,6%	(19.103)	-68,5%	7.881	39,4%
Outros créditos	66.045	1,4%	39.438	0,9%	30.398	0,9%	26.607	67,5%	9.040	29,7%
Não circulante	3.377.611	73,4%	3.208.580	70,4%	2.424.469	70,9%	169.031	5,3%	784.111	32,3%
Parcelamentos de débitos e supridores	32.251	0,7%	37.233	0,8%	40.785	1,2%	(4.982)	-13,4%	(3.552)	-8,7%
Tributos a compensar	62.936	1,4%	43.275	0,9%	26.919	0,8%	19.661	45,4%	16.356	60,8%
Caução de fundos e depósitos vinculados	12.595	0,3%	11.650	0,3%	12.746	0,4%	945	8,1%	(1.096)	-8,6%
Depósitos judiciais	88.642	1,9%	76.065	1,7%	58.503	1,7%	12.577	16,5%	17.562	30,0%
Tributos diferidos	828.465	18,0%	856.024	18,8%	157.302	4,6%	(27.559)	-3,2%	698.722	444,2%
Outros créditos	42.566	0,9%	41.955	0,9%	39.924	1,2%	611	1,5%	2.031	5,1%
Ativo indenizável (concessão)	590.951	12,8%	457.896	10,0%	351.773	10,3%	133.055	29,1%	106.123	30,2%
Imobilizado	11.179	0,2%	15.632	0,3%	20.492	0,6%	(4.453)	-28,5%	(4.860)	-23,7%
Ativo intangível	1.708.026	37,1%	1.668.850	36,6%	1.716.025	50,2%	39.176	2,3%	(47.175)	-2,7%
Total do Ativo	4.601.380	100,0%	4.558.718	100,0%	3.418.815	100,0%	42.662	-4,1%	1.139.903	68,1%

Caixa e equivalente de caixa

Em 2013 observou-se uma redução da ordem de 20% no saldo de caixa e equivalentes de caixa em relação a 2012. Esse movimento decorre principalmente: (i) da alta dos custos de energia ao longo do ano e (ii) menor montante de captações de empréstimos e debêntures em 2013, comparativamente a 2012, e maior amortização de empréstimos e financiamentos, devido à 6ª emissão de debêntures ocorrida em 2012 no valor de R\$ 650 milhões e cujos recursos foram utilizados para a liquidação da 4ª emissão, em setembro de 2012, no montante de R\$ 300 milhões e liquidação do empréstimo em moeda estrangeira (linha 4131) no montante de R\$ 360,0 milhões, o que só ocorreu em abril de 2013, no seu vencimento. Esses fatores foram parcialmente compensados pelos (iii) repasses de CDE para minimizar os impactos dos custos de energia e (iv) menores dividendos e juros sobre capital próprio pagos.

A elevação do saldo de caixa de 2012 comparativamente a 2011 (104,3%) decorre principalmente dos mesmos fatores já apresentados (6ª emissão de debêntures em 2012 e a liquidação da modalidade de financiamento "Linha 4131" em abril de 2013).

Tributos a compensar

Em 2013 houve redução no curto prazo nos tributos a compensar devido à compensação de saldo de Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CS) no exercício. O aumento no longo prazo deve-se à constituição de créditos de ICMS sobre ativo imobilizado. Comparando-se o saldo de 2012 com o observado em 2011, observa-se que o aumento se refere, principalmente, à maior antecipação de imposto de renda e contribuição social sobre o lucro no exercício de 2012, os quais foram compensados no exercício social seguinte.

Caução de Fundos

A redução no saldo de 2013 comparativamente a 2012 foi motivada pela alteração na forma de cálculo pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) das garantias para compra de energia, conforme Resolução Normativa nº 531/2012. Anteriormente levava-se em consideração o resultado da contabilização do mês anterior, do mês atual dos 4 meses seguintes. Atualmente, é considerada a posição contratual no mês, acrescido de 5% de margem de segurança. A variação positiva de nessa rubrica de 2012 para 2011 deve-se essencialmente ao aumento de garantias para compra de energia em função da elevação dos encargos de serviço de sistema dado o maior despacho das térmicas e incremento das compras no mercado *spot* de compra de energia a preços elevados de PLD.

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

Depósitos Judiciais

O aumento do saldo em 2013 quando comparado a 2012 deve-se a novos depósitos judiciais (R\$ 10,7 milhões) e atualização monetária de todos os depósitos existentes (R\$ 3,7 milhões). A variação entre 2012 e 2011 foi especialmente influenciada pela incorporação de depósito judicial da EPC (Empresa Paranaense Comercializadora Ltda, acionista da Elektro até maio de 2012) após processo de reestruturação societária ocorrida em maio de 2012.

Tributos diferidos

A redução desse grupo no período corrente quando comparado a 2012 decorre principalmente da amortização do benefício fiscal do ágio incorporado da Iberdrola e Terraço e IR/CS diferido sobre ajuste dos CPC's⁵. O aumento no saldo dos tributos diferidos entre 2012 e 2011, no montante total de R\$ 699 milhões, representando incremento de 444%, foi motivado, principalmente, pela incorporação de R\$ 679 milhões referente ao ágio da Iberdrola Energia do Brasil Ltda em maio de 2012, no processo de reestruturação societária.

Ativo Indenizável (Concessão)

O ativo indenizável cresceu 29,1% em 2013 comparativamente a 2012 devido principalmente à bifurcação das adições dos investimentos (R\$ 115,5 milhões) e marcação a mercado do ativo financeiro pelo IGP-M (R\$ 18,8 milhões). Em 2012 na comparação com 2011 verifica-se que o aumento de R\$ 106,1 milhões, em função das adições ocorridas no período (R\$ 96,6 milhões), remensuração do ativo intangível e financeiro em função da alteração da taxa média de depreciação de 4,63% para 3,90% estabelecida pela Resolução Normativa da Aneel nº 474/12 (R\$ 91,6 milhões), parcialmente compensado pela marcação a mercado negativa do ativo financeiro em função dos ajustes na Base de Remuneração Regulatória (BRR) de R\$ 74 milhões e por baixas de processos de desativação (R\$ 8,1 milhões).

Ativo Intangível

A variação positiva no saldo do ativo intangível em 2013 em relação a 2012 foi motivada pelas adições (+R\$ 314 milhões), parcialmente compensadas pelas amortizações (-R\$ 142,6 milhões), bifurcação dos investimentos (-R\$ 115,5 milhões) e pelas baixas de ativos (-R\$ 16,7 milhões). A redução entre 2012 e 2011 decorre, principalmente, da bifurcação do ativo imobilizado no montante de R\$ 96,7 milhões, associado à alteração da taxa média de depreciação de 4,63% para 3,90% estabelecida pela Resolução Normativa da Aneel nº 474/12, no valor de R\$ 91,6 milhões, e à amortização do período de R\$ 134,3 milhões. Os valores foram parcialmente compensados por investimentos realizados no período (R\$ 287,1 milhões).

⁵ Plano de Pensão, Leasing, Reversão dos Ativos e Passivos Regulatórios, Marcação a Mercado Swap, Reversão Fiscal Diferimento e Contrato de Concessão – Marcação a Mercado.

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

	2013		2012		2011		Variação 2013 x 2012		Variação 2012 x 2011	
	R\$ mil	% do passivo	R\$ mil	% do passivo	R\$ mil	% do passivo	R\$ mil	%	R\$ mil	%
Passivo e Patrimônio Líquido										
Circulante	808.162	17,6%	1.160.377	25,5%	698.790	20,4%	(352.215)	-30,4%	461.587	66,1%
Fornecedores e supridores de energia elétrica	468.013	10,2%	425.090	9,3%	307.516	9,0%	42.923	10,1%	117.574	38,2%
Empréstimos e financiamentos	60.871	1,3%	407.677	8,9%	35.413	1,0%	(346.806)	-85,1%	372.264	1051,2%
Debêntures	63.933	1,4%	20.396	0,4%	27.378	0,8%	43.537	213,5%	(6.982)	-25,5%
Tributos a recolher	116.386	2,5%	103.296	2,3%	123.745	3,6%	13.090	12,7%	(20.449)	-16,5%
Encargos do consumidor	3.844	0,1%	23.500	0,5%	35.042	1,0%	(19.656)	-83,6%	(11.542)	-32,9%
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	6	0,0%	78.173	1,7%	60.893	1,8%	(78.167)	-100,0%	17.280	28,4%
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	46.913	1,0%	46.523	1,0%	45.955	1,3%	390	0,8%	568	1,2%
Obrigações P&D e eficiência energética	8.850	0,2%	11.701	0,3%	14.233	0,4%	(2.851)	-24,4%	(2.532)	-17,8%
Plano especial de aposentadoria	2.889	0,1%	2.667	0,1%	2.031	0,1%	222	8,3%	636	31,3%
Outros passivos	36.457	0,8%	41.354	0,9%	46.584	1,4%	(4.897)	-11,8%	(5.230)	-11,2%
Não circulante	1.740.463	37,8%	1.461.969	32,1%	1.351.381	39,5%	278.494	19,0%	110.588	8,2%
Empréstimos e financiamentos	525.892	11,4%	256.913	5,6%	572.568	16,7%	268.979	104,7%	(315.655)	-55,1%
Debêntures	968.276	21,0%	971.464	21,3%	602.356	17,6%	(3.188)	-0,3%	369.108	61,3%
Obrigações P&D e eficiência energética	29.998	0,7%	27.042	0,6%	25.478	0,7%	2.956	10,9%	1.564	6,1%
Plano especial de aposentadoria	-	0,0%	8.719	0,2%	11.469	0,3%	(8.719)	-100,0%	(2.750)	-24,0%
Provisão para ações judiciais e regulatórias	202.733	4,4%	186.674	4,1%	137.864	4,0%	16.059	8,6%	48.810	35,4%
Outros passivos	13.564	0,3%	11.157	0,2%	1.646	0,0%	2.407	21,6%	9.511	577,8%
Patrimônio líquido	2.052.755	44,6%	1.936.372	42,5%	1.368.644	40,0%	116.383	6,0%	567.728	41,5%
Capital social	952.492	20,7%	952.492	20,9%	952.492	27,9%	-	0,0%	-	0,0%
Reservas de capital	765.882	16,6%	765.882	16,8%	50.539	1,5%	-	0,0%	715.343	1415,4%
Pagamentos baseados em ações	-	0,0%	-	0,0%	3.072	0,1%	-	0,0%	(3.072)	-100,0%
Reservas de lucros	171.422	3,7%	171.422	3,8%	171.422	5,0%	0	0,0%	-	0,0%
Outros resultados abrangentes	-	0,0%	-	0,0%	56.410	1,6%	-	0,0%	(56.410)	-100,0%
Dividendos adicionais propostos	162.959	3,5%	46.576	1,0%	134.709	3,9%	116.383	249,9%	(88.133)	-65,4%
Total do Passivo e Patrimônio Líquido	4.601.380	100,0%	4.558.718	100,0%	3.418.815	100,0%	42.662	0,9%	1.139.903	33,3%

Fornecedores e Supridores de Energia Elétrica

Em 2013 o aumento no saldo de fornecedores, quando confrontado com mesmo período de 2012, decorre, principalmente, do maior despacho de usinas térmicas e maior volume de compras de energia no mercado *spot* a preços elevados do PLD. Esse movimento é uma continuidade do observado em 2012 comparativamente a 2011, quando a conta de fornecedores e supridores de energia elétrica apresentou um aumento de 38,2%, passando de R\$ 307,5 milhões em 31 de dezembro de 2011 para R\$ 425,1 milhões em 31 de dezembro de 2012. Naquela ocasião a variação foi motivada, principalmente, pelo aumento de compra de energia proveniente de fontes termelétricas, que apresentam tarifas mais elevadas, em razão do cenário de baixos níveis nos reservatórios das usinas hidrelétricas.

Empréstimos e financiamentos

A redução no saldo do curto prazo em 2013 comparativamente a 2012 deve-se principalmente pela liquidação do empréstimo em moeda estrangeira (linha 4131). Já o aumento no longo prazo é decorrente das liberações do 4º ciclo do FINEP e BNDES – FINEM e da liberação do financiamento contratado com o Banco Europeu de Investimentos (BEI). Comparando-se o ano de 2012 contra 2011, a conta de empréstimos e financiamentos em curto prazo aumentou R\$ 372,3 milhões em decorrência principalmente da transferência de longo para curto prazo, no valor de R\$ 360,0 milhões, do empréstimo em moeda estrangeira (linha 4131), com vencimento em abril de 2013. A rubrica de Arrendamento Mercantil passou a ser apresentada juntamente com Empréstimos e Financiamentos.

Segue abaixo a composição da conta Empréstimos e Financiamentos em 2013 e 2012:

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

	31/12/2013	31/12/2012	Condições Gerais	Vencimento	Garantias
Moeda Nacional	309.414	299.263			
BNDES					
Finame SE 2011	5.054	5.761	5,50%	Início 15/02/2013 até 15/01/2021	Instrumento de Cessão Fiduciária de Direitos Creditórios
Finem CAPEX 2011/2012	152.805	127.189	de TJLP a TJLP + 3,03%	Início 15/06/2013 até 15/12/2019	
Custos com emissão - BNDES	(246)	(316)			
Eletrobrás					
Eletrobrás - Luz para Todos ⁽¹⁾	86.030	102.178	RGR + 5,0% a.a. ⁽²⁾	Início: 30/11/2006 até 31/12/2022	
Finep - 1º Ciclo	4.312	9.490	TJLP + 0,94% a.a	Início: 15/10/2010 até 15/10/2014	
Finep - 2º Ciclo	27.974	34.952	4,25% a.a.	Início: 15/04/2011 até 15/12/2017	Carta de Fiança
Finep - 3º Ciclo	3.816	3.816	5,0% a.a.	Início: 15/12/2013 até 15/01/2020	
Finep - 4º Ciclo	17.993	-	5,0% a.a.	Início: 15/03/2015 até 15/03/2021	
Arrendamento mercantil	11.676	16.193	de 10% a 18% a.a.	A partir de 2013 ⁽³⁾	
Moeda Estrangeira	277.349	365.327			
Banco Europeu de Investimento ⁽⁷⁾	282.762	-	US\$ + 3,4020% a.a.	31/10/2025	Carta de Fiança
Swap Empréstimo BEI	(5.205)	-	CDI - 0,30%	31/10/2025	
Custos com emissão - BEI	(208)				
Cédula de Crédito Bancário 4131 BNP	-	228.325	US\$ + 2,45% ⁽⁴⁾	09/04/2013	
Swap Céd. Créd Bancário 4131 BNP	-	(45.738)	US\$ + 2,88% ⁽⁴⁾	09/04/2013	
Cédula de Crédito Bancário 4131 Itaú	-	38.084	US\$ + 2,97% ⁽⁵⁾	09/04/2013	
Swap Céd. Créd Bancário 4131 Itaú	-	(7.623)	US\$ + 3,50% ⁽⁵⁾	09/04/2013	
Cédula de Crédito Bancário 4131 HSBC	-	190.155	US\$ + 2,25% ⁽⁶⁾	09/04/2013	
Swap Céd. Créd Bancário 4131 HSBC	-	(37.876)	US\$ + 3,60% ⁽⁶⁾	09/04/2013	
Total	586.763	664.590			
Circulante	60.871	407.677			
Não circulante	525.892	256.913			

⁽¹⁾ O projeto Luz para Todos está relacionado a sete contratos de financiamento.

⁽²⁾ Reserva Global de Reversão - RGR é indexada à variação da UFIR, que tem se mantido constante.

⁽³⁾ Os prazos de amortização do arrendamento mercantil estão considerados no parágrafo abaixo.

⁽⁴⁾ Foi contratada uma operação de SWAP visando neutralizar o risco cambial durante toda a vigência da dívida. Desta forma o custo da operação é de 100,2% do CDI.

⁽⁵⁾ Foi contratada uma operação de SWAP visando neutralizar o risco cambial durante toda a vigência da dívida. Desta forma o custo da operação é de 104,0% do CDI.

⁽⁶⁾ Foi contratada uma operação de SWAP visando neutralizar o risco cambial durante toda a vigência da dívida. Desta forma o custo da operação é de 103,5% do CDI.

⁽⁷⁾ Foi contratada uma operação de SWAP visando neutralizar o risco cambial durante toda a vigência da dívida. Desta forma o custo da operação é de CDI -0,30%.

Debêntures

O aumento no saldo no período de 2013 comparativamente a 2012 no curto prazo deve-se a apropriação dos encargos e transferência do longo para curto prazo, parcialmente compensado pelo pagamento de juros das debêntures da 5ª e 6ª emissão. A redução no longo prazo refere-se à transferência para curto prazo, parcialmente compensada pela contabilização da variação monetária. No ano de 2012 comparativamente a 2011 a conta de debêntures, considerando-se a soma das contas do passivo circulante e não circulante, apresentou um aumento de 57,5%, passando de R\$ 629,7 milhões em 31 de dezembro de 2011 para R\$ 991,9 milhões em 31 de dezembro de 2012. Esta variação foi motivada pela 6ª emissão de debêntures no montante de R\$ 650,0 milhões. Parte do valor foi utilizado para liquidação da 4ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 350 milhões e o restante foi utilizado para liquidação do empréstimo em moeda estrangeira (linha 4131), que venceu em abril de 2013, no montante de R\$ 360 milhões.

Provisão para ações judiciais e regulatórias, líquidas

Em 2013 os principais ingressos que influenciaram o aumento nas contingências prováveis estão relacionados a (i) provisão cível referente ao uso da faixa de domínio de rodovias – DER (R\$ 6,7 milhões) e (ii) provisões e auto de infração regulatórios (R\$ 4,8 milhões). As liquidações ocorridas no período estão relacionadas a diversos processos cíveis, trabalhistas, regulatórios e de desapropriação e servidão pulverizados totalizando R\$ 7,4 milhões.

Entre 2012 e 2011 as provisões relacionadas a ações judiciais tiveram aumento de 35,4%, passando de R\$ 137,9 milhões em 31 de dezembro de 2011 para R\$ 186,7 milhões em 31 de dezembro de 2012. As principais variações que influenciaram o aumento nas contingências prováveis estão relacionadas a i) incorporação do saldo da provisão para contingência fiscal da EPC, no valor de R\$ 28,8 milhões referente a Mandado de Segurança para não pagamento de PIS e COFINS sobre a receita de juros sobre capital próprio, ii) penalidades regulatórias sobre a contratação do montante de uso do sistema de transmissão – MUST, de R\$ 7,8 milhões e iii) provisão sobre o uso da faixa de domínio de rodovias – DER (Departamento de Estradas e Rodagem do Estado de São Paulo), representando R\$ 6,6 milhões.

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

Plano Especial de Aposentadoria

O plano especial de aposentadoria (PEA) foi extinto do novo acordo coletivo de trabalho (ACT), o qual está vigente desde julho de 2013. Desta forma, o montante de R\$ 4,3 milhões referente aos colaboradores que aderiram ao programa até a data limite prevista no novo ACT, em 30 de setembro de 2013, foi transferido do longo para curto prazo, e o pagamento do incentivo para estes colaboradores foi feito no primeiro trimestre de 2014. O valor restante de R\$ 4,8 milhões foi revertido para o resultado.

Outros passivos

Considerando-se o total de outros passivos no Ativo Circulante e Não Circulante em 2013 comparativamente a 2012, o resultado é quase linear. Entre 2012 e 2011 o aumento de R\$ 9,5 milhões no Não Circulante decorreu, basicamente, da mudança nas condições do Plano de Incentivo Baseado em Ações, cuja outorga de ações da Iberdrola passou a ser de responsabilidade da Elektro em nome do beneficiário. Assim, em 31 de dezembro de 2012, a provisão de R\$ 5,1 milhões passou a ser realizada no passivo e não no patrimônio líquido.

Principais Variações nas Contas de Resultado

	2013		2012		2011		Variação 2013 x 2012		Variação 2012 x 2011	
	R\$ mil	% Receita total	R\$ mil	% Receita total	R\$ mil	% Receita total	R\$ mil	%	R\$ mil	%
Receitas operacionais líquidas	3.549.334	-100,0%	3.569.543	-100,0%	3.564.093	-100,0%	(20.209)	-0,6%	5.450	0,2%
Custo do serviço de energia elétrica e operação	(2.572.510)	-72,5%	(2.559.731)	-71,7%	(2.202.151)	-61,8%	(12.779)	0,5%	(357.580)	16,2%
Energia comprada para revenda	(2.077.278)	-58,5%	(2.078.594)	-58,2%	(1.710.927)	-48,0%	1.316	-0,1%	(367.667)	21,5%
Gastos com pessoal	(204.310)	-5,8%	(204.639)	-5,7%	(185.346)	-5,2%	329	-0,2%	(19.293)	10,4%
Gastos com materiais	(33.216)	-0,9%	(32.163)	-0,9%	(29.717)	-0,8%	(1.053)	3,3%	(2.446)	8,2%
Gastos com serviços de terceiros	(71.139)	-2,0%	(69.982)	-2,0%	(60.229)	-1,7%	(1.157)	1,7%	(9.753)	16,2%
Depreciação	(4.453)	-0,1%	(5.670)	-0,2%	(6.731)	-0,2%	1.217	-21,5%	1.061	-15,8%
Amortização de ativo intangível	(142.589)	-4,0%	(134.290)	-3,8%	(153.496)	-4,3%	(8.299)	6,2%	19.206	-12,5%
Outras despesas operacionais líquidas	(39.525)	-1,1%	(34.393)	-1,0%	(55.705)	-1,6%	(5.132)	14,9%	21.312	-38,3%
Custo de construção	(313.272)	-8,8%	(286.918)	-8,0%	(307.848)	-8,6%	(26.354)	9,2%	20.930	-6,8%
Lucro operacional bruto	663.552		722.894		1.054.094		(59.342)	-8,2%	(331.200)	-31,4%
Despesas operacionais	(163.483)	-4,6%	(195.759)	-5,5%	(274.313)	-7,7%	32.276	-16,5%	78.554	-28,6%
Despesas com vendas	(15.504)	-0,4%	(16.234)	-0,5%	(28.134)	-0,8%	730	-4,5%	11.900	-42,3%
Despesas gerais e administrativas	(60.539)	-1,7%	(58.887)	-1,6%	(73.086)	-2,1%	(1.652)	2,8%	14.199	-19,4%
Outras despesas operacionais líquidas	(87.440)	-2,5%	(120.638)	-3,4%	(173.093)	-4,9%	33.198	-27,5%	52.455	-30,3%
Resultado do serviço	500.069	14,1%	527.135	14,8%	779.781	21,9%	(27.066)	-5,1%	(252.646)	-32,4%
Resultado financeiro	(50.213)		(55.211)		(72.676)		4.998	-9,1%	17.465	-24,0%
Receitas financeiras	101.805	2,9%	89.877	2,5%	81.013	2,3%	11.928	13,3%	8.864	10,9%
Despesas financeiras	(116.256)	-3,3%	(139.242)	-3,9%	(151.842)	-4,3%	22.986	-16,5%	12.600	-8,3%
Variação monetária e cambial líquida	(35.762)	-1,0%	(5.846)	-0,2%	(1.847)	-0,1%	(29.916)	511,7%	(3.999)	216,5%
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	449.856		471.924		707.105		(22.068)		(235.181)	
Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos	(126.162)	-3,6%	(134.410)	-3,8%	(214.669)	-6,0%	8.248	-6,1%	80.259	-37,4%
Imposto de renda	(76.129)	-2,1%	(80.212)	-2,2%	(153.207)	-4,3%	4.083	-5,1%	72.995	-47,6%
Imposto de renda diferido	(16.238)	-0,5%	(18.298)	-0,5%	(3.009)	-0,1%	2.060	-11,3%	(15.289)	508,1%
Contribuição social	(27.950)	-0,8%	(29.313)	-0,8%	(57.373)	-1,6%	1.363	-4,6%	28.060	-48,9%
Contribuição social diferida	(5.845)	-0,2%	(6.587)	-0,2%	(1.080)	0,0%	742	-11,3%	(5.507)	509,9%
Lucro líquido do Exercício	323.694	9,1%	337.514	9,5%	492.436	13,8%	(13.820)	-4,1%	(154.922)	-31,5%

Receitas operacionais líquidas

As Receitas Operacionais Líquidas atingiram R\$ 3.549 milhões em 2013, registrando retração de 0,6% em relação a 2012 (R\$ 3.570 milhões). As variações observadas devem-se principalmente à:

- redução nas tarifas praticadas a partir de 27 de agosto de 2012, como efeito da combinação do resultado da Revisão Tarifária de 2011 (postergada para 2012, com efeitos retroativos a 2011) com o resultado do Reajuste Tarifário de 2012, com efeito médio percebido pelo consumidor de -3,05%;
- revisão tarifária extraordinária ocorrida em 24 de janeiro de 2013 em decorrência da Lei 12.783/13, que desonerou da tarifa a maior parte dos encargos setoriais e que implicou, para a Elektro, numa redução média nas tarifas de 20,34%, sem impacto na margem operacional, pois houve também redução nas deduções à Receita referentes aos encargos setoriais (extinção da

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

CCC, RGR e redução da CDE em 75%) na mesma proporção, bem como dos preços e tarifas de transmissão e energia comprada. Adicionalmente, a queda na Receita implicou em redução de todos os tributos incidentes sobre a mesma. Principalmente por esses motivos, observa-se uma queda na Receita Líquida menor do que na Receita Bruta;

- (iii) baixo crescimento da classe industrial, resultado do tímido desempenho da Produção Industrial e da migração de clientes do mercado cativo para o mercado livre.

Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo:

- (iv) reajuste nas tarifas aplicado a partir de 27 de agosto de 2013, resultado do Reajuste Tarifário de 2013, cujo efeito médio percebido pelo consumidor foi um incremento de 8,9% nas tarifas praticadas;
- (v) crescimento de mercado de 3,6%, em especial das classes de consumo residencial e comercial;
- (vi) incremento de R\$ 26,4 milhões na Receita de Construção⁶, resultado do maior volume de investimentos.

Em 2012, as Receitas Operacionais Líquidas atingiram R\$ 3.570 milhões, registrando ligeira alta de 0,2% em relação a 2011 (R\$ 3.564 milhões). A variação observada deve-se principalmente à:

- (i) incremento no consumo das classes residencial e comercial, que cresceram 5,2% e 7,6%, respectivamente, em relação ao ano anterior, expurgando os efeitos da migração entre classes devido a regularização do código CNAE (Classificação Nacional de Atividades Econômicas).

Esse efeito foi compensado por:

- (ii) redução nas tarifas praticadas a partir de 27 de agosto de 2012, como efeito da combinação do resultado da Revisão Tarifária de 2011 (postergada para 2012, com efeitos retroativos a 2011) com o resultado do Reajuste Tarifário de 2012, com efeito médio percebido pelo consumidor de - 3,05%;
- (iii) redução de 11,7% no consumo de clientes cativos da classe industrial, reflexo do fraco desempenho da Produção Industrial e da migração de clientes do mercado cativo para o mercado livre;
- (iv) redução da Receita de Construção, devido ao menor volume total de Investimentos em 2012 em relação a 2011; e
- (v) contabilização das receitas auferidas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos como Obrigações Especiais a partir do 3º Ciclo de Revisão Tarifária no valor de R\$ 22,5 milhões em 2012, o que não ocorreu até agosto de 2011.

Energia comprada para revenda

O Custo da Energia Comprada para Revenda vem registrando incrementos significativos desde o último trimestre de 2012, devido ao maior despacho de usinas térmicas (cujo custo da energia é mais elevado) e às compras de energia no mercado *spot* a preços elevados de PLD (para maiores detalhes vide item 10.2.A.II deste Relatório). Se comparado o custo de energia em 2013 com o custo registrado em 2012, o aumento seria da ordem de 22,4%. No entanto, devido aos repasses de recursos da CDE, definidos por meio do Decreto 7.945/13, o custo de energia comprada líquido apresentou retração de 0,1%, registrando R\$ 2.077,3 milhões em 2013, frente a R\$ 2.078,6 milhões em 2012. Esses repasses de CDE totalizaram para a Elektro R\$ 467,0 milhões e foram registrados no Resultado como redutores do Custo de Energia Comprada.

⁶ As variações na Receita de Construção não afetam o Resultado da Companhia, pois são uma contrapartida das variações do Custo de Construção, dado que, no negócio de distribuição de energia elétrica no Brasil, não há margem na prestação deste serviço (maiores detalhes vide Nota Explicativa nº 12.3 das Demonstrações Financeiras da Companhia).

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

Em 2012 o custo da energia comprada para Revenda cresceu 21,5% comparativamente a 2011, registrando R\$ 2.078,6 milhões, devido principalmente ao maior despacho de usinas térmicas, consequência do cenário de baixos níveis nos reservatórios das usinas hidrelétricas, que atingiram os menores patamares desde 2001.

Depreciação e Amortização

A evolução na depreciação e amortização no ano de 2013 quando comparado a 2012 refere-se ao aumento dos investimentos realizados. Na comparação do ano de 2012 com o ano de 2011 verifica-se que houve redução de R\$ 20,3 milhões em despesas com amortização de intangível em função da alteração das taxas de depreciação, estabelecida pela Resolução Normativa da Aneel nº 474/12.

Outras Despesas Operacionais líquidas

A redução observada em 2013 deve-se a eficiências pulverizadas em diversos processos, destacando-se a redução da PDD (provisão para devedores duvidosos). A variação da conta em 2012 comparativamente a 2011 ocorreu pelo registro de despesas não recorrentes em 2011, devido à perda na desativação e alienação de bens no montante de R\$ 61,7 milhões, em função de inventário físico realizado em atendimento à Resolução 367/09 da Aneel.

Resultado do Serviço

O Resultado do Serviço no ano de 2013 foi de R\$ 500,1 milhões, com redução de 5,1% em relação a 2012 (R\$ 527,1 milhões), e a margem no Resultado do Serviço passou de 14,8% em 2012 para 14,1% em 2013, decorrente dos impactos já descritos anteriormente nas Receitas Operacionais Líquidas e no Custo de Energia Comprada, parcialmente compensados pela redução dos Custos e Despesas Operacionais e repasses de CDE, que compensaram o aumento dos custos de energia. A redução do Resultado do Serviço de 2012 em relação a 2011 também é decorrente principalmente do efeito da redução das tarifas sobre a Receita combinado ao aumento do Custo da Energia Comprada, parcialmente compensados pela redução nos Custos e Despesas Operacionais.

Resultado Financeiro

O Resultado Financeiro em 2013 apresentou redução de 9,1% (R\$ 5,0 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior. Observa-se que as maiores despesas de juros e variação monetária relacionadas ao maior saldo médio de dívida bruta do período (empréstimos, financiamentos e debêntures), foram compensadas pelo aumento das receitas de aplicações financeiras, devido ao maior saldo médio de caixa em 2013 e incremento na atualização do Ativo Financeiro.

Em 2012 a despesa líquida foi de R\$ 55,2 milhões, apresentando redução de 24,0% sobre a despesa financeira líquida auferida no mesmo período de 2011 (R\$ 72,7 milhões). A variação observada ocorreu principalmente devido à (i) maior receita financeira devido à contabilização no valor de R\$ 11,6 milhões da marcação a mercado do ativo financeiro (ii) maiores receitas de variação monetária referentes ao recebimento de contas em atraso devido à alta do IGP-M e (iii) menores despesas com juros e variação monetária de empréstimos com terceiros e debêntures devido à redução dos principais indexadores das dívidas da Companhia (CDI, IPCA e TJLP) e captações com condições mais atrativas, efeitos parcialmente compensados pela (iv) menor receita de aplicações financeiras, relacionada à redução da taxa de CDI e (v) variação na atualização monetária de provisões no valor de R\$ 5,9 milhões.

Lucro Líquido

A Elektro registrou Lucro Líquido de R\$ 323,7 milhões em 2013, com redução de 4,1% quando comparado a 2012 (R\$ 337,5 milhões) e a margem líquida passou de 9,5% em 2012 para 9,1% em 2013. A redução do Lucro Líquido em 2012 comparativamente a 2011 foi de 31,5%. Os principais motivos para essas variações são os mesmos apontados acima para as variações da Receita Operacional Líquida e Resultado do Serviço.

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

10.2 Comentários dos diretores sobre:

A Elektro não possui empresas controladas ou coligadas. Desta forma, as informações financeiras apresentadas não são consideradas consolidadas, uma vez que representam apenas o desempenho da Elektro.

A. Resultados das operações do emissor. em especial:

(i) Descrição de quaisquer componentes importantes da receita

2013

A Receita Operacional Bruta da Elektro foi de R\$ 4.817 milhões em 2013, uma redução de 10,3% em relação a 2012 (R\$ 5.370 milhões). Já as Receitas Operacionais Líquidas atingiram R\$ 3.549 milhões, registrando retração de 0,6% em relação a 2012 (R\$ 3.570 milhões). As variações observadas devem-se principalmente à:

- (i) Redução nas tarifas praticadas a partir de 27 de agosto de 2012, como efeito da combinação do resultado da Revisão Tarifária de 2011 (postergada para 2012, com efeitos retroativos a 2011) com o resultado do Reajuste Tarifário de 2012, com efeito médio percebido pelo consumidor de -3,05%;
- (ii) Revisão tarifária extraordinária ocorrida em 24 de janeiro de 2013 em decorrência da Lei 12.783/13, que desonerou da tarifa a maior parte dos encargos setoriais e que implicou, para a Elektro, numa redução média nas tarifas de 20,34%, sem impacto na margem operacional, pois houve também redução nas deduções à Receita referentes aos encargos setoriais (extinção da CCC, RGR e redução da CDE em 75%) na mesma proporção, bem como dos preços e tarifas de transmissão e energia comprada. Adicionalmente, a queda na Receita implicou em redução de todos os tributos incidentes sobre a mesma. Principalmente por esses motivos, observa-se uma queda na Receita Líquida menor do que na Receita Bruta;
- (iii) Baixo crescimento da classe industrial, resultado do tímido desempenho da Produção Industrial e da migração de clientes do mercado cativo para o mercado livre.

Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo:

- (iv) reajuste nas tarifas aplicado a partir de 27 de agosto de 2013, resultado do Reajuste Tarifário de 2013, cujo efeito médio percebido pelo consumidor foi um incremento de 8,9% nas tarifas praticadas;
- (v) crescimento de mercado de 3,6%, em especial das classes de consumo residencial e comercial;
- (vi) incremento de R\$ 26,4 milhões na Receita de Construção, resultado do maior volume de investimentos, o que, no entanto, não tem impacto líquido no Resultado da Companhia, uma vez que é uma contrapartida das variações do Custo de Construção, dado que não há margem de contribuição na prestação deste serviço pelas distribuidoras de energia elétrica no Brasil (maiores detalhes vide Nota Explicativa nº 12.3 das Demonstrações Financeiras da Companhia).

2012

Em 2012, a receita operacional bruta da Elektro foi de R\$ 5.370 milhões, com incremento de 0,7%, quando comparada a 2011.

As Receitas Operacionais Líquidas atingiram R\$ 3.570 milhões, registrando ligeira alta de 0,2% em relação a 2011 (R\$ 3.564 milhões). A variação observada deve-se principalmente à:

- (i) incremento no consumo das classes residencial e comercial, que cresceram 5,2% e 7,6%, respectivamente, em relação ao ano anterior, expurgando os efeitos da migração entre classes devido a regularização do código CNAE (Classificação Nacional de Atividades Econômicas).

Esse efeito foi compensado por:

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

- (ii) redução nas tarifas praticadas a partir de 27 de agosto de 2012, como efeito da combinação do resultado da Revisão Tarifária de 2011 (postergada para 2012, com efeitos retroativos a 2011) com o resultado do Reajuste Tarifário de 2012, com efeito médio percebido pelo consumidor de -3,05%;
- (i) redução de 11,7% no consumo de clientes cativos da classe industrial, reflexo do fraco desempenho da Produção Industrial e da migração de clientes do mercado cativo para o mercado livre;
- (ii) redução da Receita de Construção devido ao menor volume total de Investimentos em 2012 em relação a 2011 devido a investimentos não recorrentes em 2011, em especial os projetos relacionados ao atendimento das Resoluções 414/10 e 367/11 da Aneel e a implementação do processo de Leitura e Entrega Simultânea de Contas de Energia (maiores detalhes vide item 10.10); e
- (iii) contabilização das receitas auferidas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos como Obrigações Especiais a partir do 3º Ciclo de Revisão Tarifária no valor de R\$ 22,5 milhões em 2012, o que não ocorreu até agosto de 2011.

2011

Durante o ano de 2011, a receita operacional bruta da Elektro foi de R\$ 5,3 bilhões, registrando aumento de 8,1%, quando comparada a 2010.

As receitas operacionais líquidas atingiram R\$ 3,6 bilhões, registrando crescimento de 5,8% em relação a 2010 (R\$ 3,4 bilhões). O incremento observado deve-se principalmente ao reajuste tarifário de agosto de 2010, com efeito médio percebido pelos consumidores cativos de 8,91% e pelo crescimento do consumo de energia, principalmente na classe comercial.

(ii) Fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

2013

Além dos fatores que impactaram a Receita, já mencionados no item 10.2.A.I, cita-se como fator que impactou o Resultado da Companhia o Custo da Energia Comprada para Revenda, que vem registrando incrementos significativos desde o último trimestre de 2012. Se comparado o custo de energia em 2013 com o custo registrado em 2012, o aumento seria da ordem de 22,4%, reflexo do despacho de energia térmica, mais cara, e da exposição involuntária ao mercado *spot* de compra de energia devido, dentre outros fatores, à insuficiência na distribuição de cotas de energia das usinas que aceitaram a renovação das concessões conforme estabelecido na Lei nº 12.783/13 e Decreto nº 7.945/13, falta de oferta de energia por parte dos geradores nos leilões ocorridos em 2013, rescisão de contratos devido à revogação da autorização de algumas usinas pela Aneel e atraso na operação comercial de outras usinas, com postergações de cronogramas aprovados pela Aneel e/ou liminares judiciais concedidas para suspensão do início de suprimento dos CCEARs firmados.

Como consequência da elevação dos custos de compra de energia das distribuidoras pelos motivos citados anteriormente e considerando que tais custos não são gerenciáveis pelas concessionárias de distribuição (sendo, em circunstâncias normais, repassados às tarifas dentro do processo de reajuste tarifário), o governo brasileiro emitiu, em 8 de março de 2013, o Decreto nº 7.945, que determina o repasse de recursos da CDE para as distribuidoras, com a intenção de neutralizar parte dos impactos negativos nos resultados e caixa enfrentados nesse período. Devido a esses repasses, o custo de energia comprada líquido apresentou retração de 0,1%, registrando R\$ 2.077,3 milhões em 2013, frente a R\$ 2.078,6 milhões em 2012. Esses repasses de CDE totalizaram para a Elektro R\$ 467,0 milhões e foram registrados no Resultado como redutores do Custo de Energia Comprada.

Os Gastos e Despesas Operacionais somaram R\$ 658,7 milhões, registrando retração de 2,7% (R\$ 18,2 milhões) em relação a 2012, tendo em vista os resultados das eficiências obtidas principalmente a partir do 2º semestre de 2012 por meio de inovações e melhorias de processos.

O Resultado do Serviço no ano de 2013 foi de R\$ 500,1 milhões, com redução de 5,1% em relação a 2012 (R\$ 527,1 milhões), e a margem no Resultado do Serviço passou de 14,8% em 2012 para 14,1% em 2013, decorrente dos impactos já descritos anteriormente nas Receitas Operacionais Líquidas e no Custo de Energia Comprada, parcialmente

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

compensados pela redução dos Custos e Despesas Operacionais e repasses de CDE, que compensaram o aumento dos custos de energia.

O EBITDA encerrou o período em R\$ 647,1 milhões, com redução de 3,0% em relação ao EBITDA de 2012 (R\$ 667,1 milhões) e diminuição da margem EBITDA em relação ao mesmo período (de 18,7% em 2012 para 18,2% em 2013), decorrente das mesmas variações no Resultado do Serviço descritas acima.

O Resultado Financeiro em 2013 apresentou redução de 9,1% (R\$ 5,0 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior. Observa-se que as maiores despesas de juros e variação monetária relacionadas ao maior saldo médio de dívida bruta do período (empréstimos, financiamentos e debêntures), foram compensadas pelo aumento das receitas de aplicações financeiras, devido ao maior saldo médio de caixa em 2013 e incremento na atualização do Ativo Financeiro.

A Elektro registrou Lucro Líquido de R\$ 323,7 milhões em 2013, com redução de 4,1% quando comparado a 2012 (R\$ 337,5 milhões) e a margem líquida passou de 9,5% em 2012 para 9,1% em 2013.

Os Resultados da Companhia em 2012 e 2013 estão impactados por eventos que foram e serão repassados às tarifas nos Reajustes Tarifários subsequentes. As Receitas Operacionais Líquidas (ROL) contém um efeito negativo de R\$ 22,6 milhões em 2013 frente a um efeito positivo de R\$ 256,7 milhões em 2012, relacionado, principalmente, com a postergação da Revisão Tarifária de agosto de 2011 para agosto de 2012. O EBITDA contém ainda, além do efeito dos ativos e passivos regulatórios sobre a Receita, o impacto dos Custos de Energia Comprada, que são repassados em reajustes tarifários subsequentes, negativo de R\$ 157,3 milhões em 2013 e de R\$ 245,7 milhões em 2012. Se efetuados os ajustes para exclusão desses eventos em ambos os períodos, considerando os repasses desses valores nas tarifas da Companhia, o EBITDA ajustado seria de R\$ 827,0 milhões em 2013 e de R\$ 656,1 milhões em 2012, o que significaria um crescimento de 26,0% neste período. Da mesma forma, o Resultado do Serviço ajustado seria de R\$ 680,0 milhões no acumulado de janeiro a dezembro de 2013 contra R\$ 516,1 milhões em 2012, o que representaria um incremento de 31,8%. Os fatores que motivaram esse crescimento são aqueles já comentados na variação da ROL, adicionados a variação positiva nas contas de Gastos e Despesas Operacionais de R\$ 18,2 milhões já descrita anteriormente.

Considerando os efeitos destes mesmos ajustes no EBITDA e Resultado do Serviço, líquidos de Imposto de Renda e Contribuição Social, o Lucro Líquido de 2013 seria de R\$ 442,4 milhões frente a R\$ 330,3 milhões em 2012, implicando em um crescimento de 33,9% no Lucro Líquido pró-forma, motivado pelos efeitos mencionados anteriormente.

A Elektro entende que esses ajustes são necessários para um adequado entendimento dos níveis de geração de caixa operacional, descontados os efeitos temporários decorrentes do descasamento entre variações de custos não gerenciáveis e o reflexo destas variações nas Receitas, que serão ajustados a partir da Revisão ou Reajuste Tarifário subsequente, conforme a regulação do setor.

2012

Além dos fatores que impactaram a Receita em 2012, já mencionados no item 10.2.A.I, cita-se como fator que impactou o Resultado da Companhia o Custo da Energia Comprada para Revenda, que cresceu 21,5% em comparação a 2011, registrando R\$ 2.078,6 milhões, devido principalmente ao maior despacho de usinas térmicas (cujo custo da energia é mais elevado), consequência do cenário atual de baixos níveis nos reservatórios das usinas hidrelétricas, que atingiram os menores patamares desde 2001. Dentre outros fatores responsáveis pelo aumento do custo de energia em 2012 citam-se o início da contabilização pela CCEE das perdas nas Demais Instalações de Transmissão (DIT) para as Distribuidoras de Energia Elétrica a partir de setembro de 2012, cujo impacto foi significativo para a Elektro devido à sua quantidade de pontos de conexão com a rede de transmissão, o que resultou em um volume maior de energia comprada no mercado spot a preços de PLD elevados, além do aumento da cotação do dólar da energia comprada de Itaipu. Conforme legislação vigente, esses custos foram repassados às tarifas no reajuste tarifário subsequente, ocorrido em agosto de 2013.

Os Custos e Despesas Operacionais somaram R\$ 676,9 milhões, registrando redução de 11,6% (R\$ 88,6 milhões) em relação a 2011, resultado principalmente de: (i) inovações e melhorias de processos que permitiram uma redução de mais de R\$ 40 milhões em Custos e Despesas Operacionais diversos, (ii) despesas não recorrentes em 2011 com a perda na desativação e alienação de bens no montante de R\$ 61,7 milhões, decorrente do inventário físico realizado em atendimento à Resolução 367/09 da Aneel, (iii) redução de R\$ 20,3 milhões em despesas com amortização de intangível em função da alteração das taxas de depreciação, estabelecida pela Resolução Normativa da Aneel nº 474/12, (iv) efeitos parcialmente compensados pelo aumento da Provisão para Devedores Duvidosos no montante de R\$ 16,3 milhões, em função do maior nível de endividamento das famílias e da implantação, desde 2011, da Resolução 414/10 da Aneel.

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

O Resultado do Serviço foi de R\$ 527,1 milhões, com redução da margem, que passou de 21,9% em 2011 para 14,8% em 2012, decorrente principalmente do efeito da redução das tarifas sobre a Receita combinado ao aumento do Custo da Energia Comprada (R\$ 367,7 milhões), parcialmente compensados pela redução nos Custos e Despesas Operacionais.

O EBITDA¹ encerrou o período em R\$ 667,1 milhões, com redução na margem EBITDA em relação a 2011 (de 26,4% em 2011 para 18,7% em 2012), decorrente das mesmas variações no Resultado do Serviço descritas acima.

Em ambos os exercícios, 2011 e 2012, o Resultado da Companhia, está impactado por eventos que serão repassados na tarifa nos Reajustes Tarifários. As Receitas Operacionais Líquidas contém um efeito positivo de R\$ 158,1 milhões em 2011 e R\$ 256,7 milhões em 2012, relacionados, principalmente, com a postergação da Revisão Tarifária de agosto de 2011 para agosto de 2012. Os custos de Energia Comprada para Revenda também contém efeitos que são repassados nos reajustes tarifários, positivo de R\$ 8,7 milhões em 2011 e negativo de R\$ 245,7 milhões em 2012. Notadamente em 2012, estes custos de energia estão elevados em função do despacho das usinas térmicas, já mencionado. Se efetuados os ajustes para exclusão desses eventos em ambos os exercícios, considerando os repasses desses valores nas tarifas da Companhia, o EBITDA ajustado de 2011 seria de R\$ 773,2 milhões e o de 2012 seria de R\$ 656,1 milhões, apresentando uma redução de 15,1%. A Companhia entende que esses ajustes são necessários para um adequado entendimento dos níveis de geração de caixa operacional, descontados os efeitos temporários decorrentes do descasamento entre variações de custos não gerenciáveis, e o reflexo destas variações nas Receitas, que, conforme a regulação do setor, se darão a partir da Revisão ou Reajuste Tarifário subsequente.

O Resultado Financeiro em 2012 foi uma despesa líquida de R\$ 55,2 milhões, apresentando redução de 24,1% sobre a despesa financeira líquida auferida no mesmo período de 2011 (R\$ 72,7 milhões). A variação observada ocorreu principalmente devido à (i) maior receita financeira devido à contabilização no valor de R\$ 11,6 milhões da marcação a mercado do ativo financeiro (ii) maiores receitas de variação monetária referentes ao recebimento de contas em atraso devido à alta do IGP-M e (iii) menores despesas com juros e variação monetária de empréstimos com terceiros e debêntures devido à redução dos principais indexadores das dívidas da Companhia (CDI, IPCA e TJLP) e captações com condições mais atrativas, efeitos parcialmente compensados pela (iv) menor receita de aplicações financeiras, relacionada à redução da taxa de CDI e (v) variação na atualização monetária de provisões no valor de R\$ 5,9 milhões.

A Elektro registrou Lucro Líquido de R\$ 337,5 milhões em 2012, com redução na margem líquida, quando comparado ao mesmo período do ano anterior, passando de 13,8% em 2011 para 9,5% em 2012.

2011

As receitas operacionais líquidas registraram crescimento de 5,8% em relação a 2010 devido principalmente ao reajuste tarifário de agosto de 2010 e pelo crescimento do consumo de energia, principalmente na classe comercial, conforme descrito no item 10.2.A.I.

O custo da energia comprada para revenda cresceu 6,9% em comparação a 2010, devido ao incremento no volume comprado e aumento da tarifa média de energia nos reajustes dos contratos de compra, responsáveis, em média, por 4% e 3% de incremento, respectivamente. A conclusão do Projeto Novas Tecnologias, que envolveu investimentos não recorrentes em 2010, acarretou a redução de 17,1% no Custo da Construção em comparação com o ano anterior. O resultado do serviço apresentou acréscimo de 8,1% sobre o resultado de 2010.

Em 2011, a variação de 13,2% nos Gastos Operacionais, quando comparado a 2010, decorre principalmente do reajuste salarial em junho de 2011 (8,0%), elevação da provisão para contingências, principalmente referentes a processos trabalhistas e correção monetária da provisão referente à ação judicial do DER – Departamento de Estradas e Rodagem (vide mais informações na Nota Explicativa nº 27.1), aumento da amortização dos ativos intangíveis, devido principalmente à expansão da rede de distribuição, aumento da provisão para créditos de liquidação duvidosa, principalmente em função da implantação da Resolução Aneel nº 414/10. Os seguintes itens não recorrentes também contribuíram para a elevação em comparação ao ano anterior: (i) PLR especial em função da transferência de controle

¹ O EBITDA (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*) consiste no lucro líquido (R\$ 357,677 milhões) ajustado pelo resultado financeiro (R\$ 55,211 milhões), imposto de renda e contribuição social (R\$ 144,796 milhões), e depreciação e amortização (R\$ 139,960 milhões). A administração da Elektro entende o EBITDA como uma medida gerencial de lucratividade, amplamente utilizada por investidores e analistas para avaliar e comparar o desempenho das empresas.

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

acionário da Companhia, (ii) complemento da provisão especial de aposentadoria (PEA) em função da prorrogação do acordo coletivo de trabalho de 2011 para 2013, (iii) variação negativa no resultado atuarial do plano de pensão devido a alteração da taxa de desconto e atualização dos ativos do plano, e (iv) custos de implantação do projeto de Leitura e Entrega Simultânea de contas de energia.

O Resultado Financeiro acumulado em 2011 apresentou redução de 6,5% sobre a despesa financeira líquida auferida em 2010, devido principalmente ao efeito da desaceleração do IGP-M, que impactou a variação monetária da 2ª série da 2ª emissão de debêntures até sua amortização em 1º de setembro de 2011, atrelado ao maior rendimento de aplicações financeiras decorrentes do maior saldo de caixa. Estes efeitos foram parcialmente compensados pela provisão para multa referente à sobrecontratação de MUST (Montantes de Uso do Sistema de Transmissão) e maior despesa de juros de empréstimos com terceiros, após pré-pagamento das dívidas com o BNDES em abril de 2011.

A Elektro registrou lucro líquido de R\$ 492,4 milhões em 2011, elevação de 9,3% quando comparado com o resultado de R\$ 450,4 milhões do ano anterior.

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

As receitas da Companhia são impactadas principalmente por oscilações no consumo e demanda de energia elétrica, por oscilações no mix de vendas em função do crescimento diferenciado entre as classes de consumo (residencial, comercial, industrial, rural, etc), que apresentam tarifas diferenciadas, e pelas tarifas de energia, reajustadas segundo os mecanismos previstos no Contrato de Concessão da Companhia e regulados pela Aneel.

O Contrato de Concessão estabelece que a Elektro deve passar pelo processo de Revisão Tarifária a cada quatro anos, além de reajustes anuais entre os anos de revisões, sendo 27 de agosto a data de atualização de suas tarifas. No processo de Revisão Tarifária são calculadas a receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes e a remuneração adequada sobre os investimentos realizados, que impactam a “Parcela B da Receita” (custos gerenciáveis), visando o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Já nos reajustes anuais, que ocorrem entre os anos de revisões, a “Parcela B da Receita” é atualizada monetariamente pelo IGP-M. O mecanismo de revisões e reajustes tarifários conta ainda com a CVA – Conta de Compensação dos Itens da “Parcela A da Receita”. A CVA é uma conta de compensação que acumula variações positivas ou negativas dos custos não-gerenciáveis entre reajustes ou revisões tarifárias, que são registradas como ativos ou passivos regulatórios, porém sua contabilização deixou de estar refletida nas Demonstrações Financeiras da Companhia a partir da adoção do IFRS no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2010. Tais variações são acumuladas e corrigidas pela taxa básica de juros (Selic) e repassadas às tarifas no reajuste ou revisão subsequente.

Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária e Revisão Tarifária Extraordinária

Em 27 de agosto de 2011, ocorreria a 3ª Revisão Tarifária Periódica Ordinária da Elektro, mas devido ao atraso no aprimoramento da metodologia para o ciclo 2011-2014 (3º Ciclo de Revisão Tarifária), a Aneel decidiu pela prorrogação provisória das tarifas de energia, oficializada pela Resolução Normativa nº 433, de 15 de abril de 2011. As tarifas da Elektro, que deveriam vigorar até 27 de agosto de 2011, foram prorrogadas pela Resolução Homologatória nº 1.196 de 23 de agosto de 2011, a qual também definiu que a nova tarifa teria efeito retroativo à data contratual (27 de agosto de 2011). Desta forma, a Revisão Tarifária ocorreu em 27 de agosto de 2012, com efeitos retroativos a 27 de agosto de 2011.

A discussão dos aperfeiçoamentos da metodologia referente ao 3º Ciclo de Revisões Tarifárias iniciou-se com a Audiência Pública 040/2010 e foi finalizada com a publicação da Resolução Normativa nº 457 de 8 de novembro de 2011, cujo resultado foi a publicação de procedimentos para realização das revisões das Concessionárias. Na nova metodologia, a Aneel definiu um custo de capital (WACC) de 7,50% a.a. (após impostos), e outras mudanças relacionadas aos Custos Operacionais, Perdas não Técnicas de Energia, Base de Remuneração Regulatória, Outras Receitas, Fator X, e Receitas Irrecuperáveis (inadimplência). Além da nova metodologia de Revisão, a Aneel também aprovou, por intermédio da Resolução Normativa nº 464 de 22 de novembro de 2011, os procedimentos para a definição da estrutura tarifária das concessionárias de distribuição, resultado da Audiência Pública nº 120/2010.

A 3ª Revisão Tarifária da Elektro iniciou-se em 10 de maio de 2012 (Audiência Pública nº 31/2012) e seu resultado foi combinado com o Reajuste Anual de 2012, decisão homologada através da Resolução Normativa nº 471, de 20 de dezembro de 2011, resultando em uma redução média de 3,05% nas tarifas para o consumidor. As novas tarifas foram aplicadas a partir de 27 de agosto de 2012, conforme Resolução 1.336 de 21 de agosto de 2012. O cálculo das tarifas finais considerou o crescimento de mercado, a atualização monetária, o Fator X, além do componente financeiro relativo à

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

postergação do 3º Ciclo de Revisão Tarifária. Para este último item, foi definido que o montante, no valor de R\$ 253,4 milhões, seria devolvido para os consumidores através das tarifas nos reajustes tarifários subsequentes, a partir do Reajuste Tarifário Anual de 2012. No reajuste tarifário de 2012, cuja tarifa vigorou até agosto de 2013, foi incorporada a devolução de um terço deste valor. No reajuste tarifário de 2013 foi contemplada a devolução de mais um terço deste valor, atualizado pela Selic, e o saldo remanescente será devolvido para os consumidores por meio das tarifas com vigência a partir de 27 de agosto de 2014.

O efeito do 3º Ciclo de Revisão Tarifária da Elektro combinado ao Reajuste Anual de 2012, referente ao período de 27 de agosto de 2011 a 26 de agosto de 2012, resultou em uma redução média de 3,05% nas tarifas para o consumidor, aplicadas a partir de 27 de agosto de 2012.

Revisão Tarifária Extraordinária

O Governo Federal oficializou por meio da Medida Provisória nº 579/2012, assinada em 11 de setembro de 2012 e convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a redução nos encargos de energia elétrica e as regras para renovação das concessões de Geração, Transmissão e Distribuição vincendas entre 2015 e 2017. Esta Lei permitiu àqueles concessionários a possibilidade de prorrogar suas concessões pela antecipação dos contratos mediante condições específicas previamente estabelecidas.

Para as concessões de Geração e Transmissão, a condição definida pelo Governo é que ativos não amortizados e não depreciados seriam indenizados tendo por base o denominado Valor Novo de Reposição (VNR), e as tarifas a partir de então contemplariam os custos de Operação e Manutenção (O&M) desses ativos. Para as concessionárias de Distribuição também haveria condições específicas a serem estabelecidas pela Aneel em contrato de concessão ou termo aditivo. A antecipação das prorrogações das concessões afetadas pela Lei 12.783/13 não causou impactos no contrato de concessão da Elektro, uma vez que este tem vigência até 2028.

Adicionalmente, a Lei extinguiu a arrecadação dos encargos setoriais, quais sejam: (i) CCC (Conta de Consumo de Combustíveis), (ii) RGR (Reserva Global de Reversão), além de reduzir a arrecadação da (iii) CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) em 75%. No intuito de contemplar estas reduções nas tarifas de todas as concessionárias, a Aneel realizou Revisões Tarifárias Extraordinárias envolvendo todas as distribuidoras do Brasil. No caso da Elektro, as tarifas foram reduzidas em 20,34% em média, em 24 de janeiro de 2013, conforme Resolução Homologatória 1.435/13. Esta redução decorre exclusivamente da alteração dos encargos setoriais, sem efeito na Margem Operacional e implicou apenas em ajuste da Parcela A (custos não gerenciáveis), não gerando alterações da Parcela B (custos gerenciáveis).

Reajuste Tarifário 2013

Em 27 de agosto de 2013 ocorreu o Reajuste Tarifário da Elektro, homologado pela Resolução nº 1.591 de 20 de agosto de 2013. O reajuste resultou em uma elevação média das tarifas de 8,9%. Este percentual contempla, dentre outros: (i) correção da parcela B por IGPM; (ii) atualização dos custos de energia comprada de geradoras; e (iii) devolução de um terço do componente financeiro referente à postergação da Revisão Tarifária de 27 de agosto de 2011 para 27 de agosto de 2012, atualizado pela Selic, no valor de R\$ 90,7 milhões. A devolução de um terço desses valores já foi realizada por meio das tarifas praticadas desde 27 de agosto de 2012 até 26 de agosto de 2013 e o saldo remanescente será devolvido para os consumidores por meio das tarifas com vigência a partir de 27 de agosto de 2014.

Impactos na Receita

Em 2013 as Receitas Operacionais Líquidas atingiram R\$ 3.549 milhões, registrando retração de 0,6% em relação a 2012 (R\$ 3.570 milhões). As variações observadas devem-se principalmente à: (i) redução nas tarifas praticadas a partir de 27 de agosto de 2012, como efeito da combinação do resultado da Revisão Tarifária de 2011 (postergada para 2012, com efeitos retroativos a 2011) com o resultado do Reajuste Tarifário de 2012, com efeito médio percebido pelo consumidor de -3,05%, parcialmente compensada pelo (ii) reajuste nas tarifas aplicado a partir de 27 de agosto de 2013, cujo efeito médio percebido pelo consumidor foi um incremento de 8,9% e pelo (iii) crescimento de mercado de 3,6%, em especial das classes de consumo residencial e comercial.

Em 2012 as receitas operacionais líquidas atingiram R\$ 3.570 milhões, registrando ligeira alta de 0,2% em relação a 2011 (R\$ 3.564 milhões). A variação observada deve-se principalmente ao (i) incremento no consumo das classes residencial e comercial, que cresceram 5,2% e 7,6%, respectivamente, em relação ao ano anterior, expurgando os efeitos da migração

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

entre classes devido a regularização do código CNAE (Classificação Nacional de Atividades Econômicas). Esse efeito foi compensado pela (ii) redução nas tarifas praticadas a partir de 27 de agosto de 2012, como efeito da combinação do resultado da Revisão Tarifária de 2011 (postergada para 2012, com efeitos retroativos a 2011 conforme detalhado abaixo) com o resultado do Reajuste Tarifário de 2012, com efeito médio percebido pelo consumidor de -3,05%, (iii) redução de 11,7% no consumo de clientes cativos da classe industrial, reflexo do fraco desempenho da Produção Industrial e da migração de clientes do mercado cativo para o mercado livre, (iv) redução da Receita de Construção devido ao menor volume total de Investimentos em 2012 em relação a 2011 e (v) contabilização das receitas auferidas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos como Obrigações Especiais a partir do 3º Ciclo de Revisão Tarifária no valor de R\$ 22,5 milhões em 2012, o que não ocorreu até agosto de 2011.

Em 2011 as receitas operacionais líquidas atingiram R\$ 3,6 bilhões, registrando crescimento de 5,8% em relação a 2010 (R\$ 3,4 bilhões). O incremento observado deve-se principalmente ao reajuste tarifário de agosto de 2010, com efeito médio percebido pelos consumidores cativos de 8,91% e pelo crescimento do consumo de energia, principalmente na classe comercial, além da postergação do 3º Ciclo de Revisão Tarifária que deveria ocorrer em agosto de 2011, mas que foi prorrogada para agosto de 2012, com efeitos retroativos a 2011, conforme detalhado no próximo item.

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

Além dos itens referentes aos volumes e mix de consumo e demanda de energia elétrica, e dos efeitos das variações das tarifas elencados no item 10.2.B, o resultado operacional da Companhia é influenciado principalmente pelo impacto da inflação sobre os custos e despesas operacionais da Companhia, notadamente os custos de pessoal e com contratos de prestação de serviços e aquisição de materiais.

O resultado financeiro é influenciado pelas variações dos indexadores dos instrumentos de financiamento celebrados pela Companhia, principalmente as taxas de juros (CDI e TJLP) e a inflação (IGP-M e IPCA).

2013

Em 2013, cita-se como principais variações de preços de insumos o custo da energia comprada para revenda, cujo aumento foi da ordem de 22,4%, reflexo do despacho de energia térmica, mais cara, e da exposição involuntária ao mercado *spot* de compra de energia, conforme detalhado no item 10.2.A.II. No entanto, devido aos repasses de recursos da CDE definidos pelo governo com a intenção de neutralizar parte dos impactos negativos nos resultados e caixa para as distribuidoras desse aumento dos custos, o custo de energia comprada líquido apresentou retração de 0,1%, registrando R\$ 2.077,3 milhões em 2013, frente a R\$ 2.078,6 milhões em 2012.

O Resultado Financeiro em 2013 apresentou redução de 9,1% (R\$ 5,0 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior. Observa-se que as maiores despesas de juros e variação monetária relacionadas ao maior saldo médio de dívida bruta do período (empréstimos, financiamentos e debêntures), foram compensadas pelo aumento das receitas de aplicações financeiras, devido ao maior saldo médio de caixa em 2013 e incremento na atualização do Ativo Financeiro, devido aos maiores investimentos no período.

Não houve variação relevante no resultado da companhia atribuído às variações de câmbio e juros no exercício social de 2013.

2012

Em 2012, cita-se como principais fatores de impacto do resultado operacional da Companhia o efeito do 3º Ciclo de Revisão Tarifária concatenado ao Reajuste Tarifário Anual, que teve como resultado a redução das tarifas, conforme detalhado no item 10.2.B, aliado ao incremento do custo da energia Comprada para revenda (principal item de custo da Companhia) da ordem de 21,5% em comparação a 2011, devido principalmente ao maior despacho de usinas térmicas (cujo custo da energia é mais elevado), consequência do cenário atual de baixos níveis nos reservatórios das usinas hidrelétricas, que atingiram os menores patamares desde 2001. Dentre outros fatores responsáveis pelo aumento do custo de energia em 2012 citam-se o início da contabilização pela CCEE das perdas nas Demais Instalações de Transmissão (DITs) para as Distribuidoras de Energia Elétrica a partir de setembro de 2012, cujo impacto foi significativo para a Elektro devido à sua quantidade de pontos de conexão com a rede de transmissão, o que resultou em um volume maior de energia comprada no mercado *spot* a preços de PLD elevados, além do aumento da cotação do dólar da energia comprada de Itaipu.

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

No Resultado Financeiro observou-se uma despesa líquida de R\$ 55,2 milhões, apresentando redução de 24,1% sobre a despesa financeira líquida auferida no mesmo período de 2011 (R\$ 72,7 milhões). A variação observada é atribuída à: (i) maiores receitas de variação monetária referentes principalmente ao recebimento de contas em atraso devido à alta do IGP-M (R\$ 6,5 milhões) e (ii) menores despesas com juros e variação monetária de empréstimos com terceiros e debêntures devido à redução dos principais indexadores das dívidas da Companhia (CDI, IPCA e TJLP) e captações com condições mais atrativas (R\$ 8,2 milhões), efeitos parcialmente compensados pela (iii) menor receita de aplicações financeiras, relacionada à redução da taxa de CDI (R\$ 5,2 milhões) e (iv) variação na atualização monetária de provisões no valor de R\$ 5,9 milhões. Além destes itens relacionados às variações dos indexadores cita-se: (v) maior receita financeira devido à contabilização no valor de R\$ 11,6 milhões da marcação a mercado do ativo financeiro (vide Nota Explicativa nº 12.1 das Demonstrações Financeiras da Companhia do ano de 2012).

2011

Em 2011, custo da energia comprada para revenda cresceu 6,9% em comparação a 2010 (R\$ 1.710,9 milhões em 2010), devido ao incremento no volume comprado para fazer frente ao crescimento de mercado e aumento da tarifa média de energia nos reajustes dos contratos de compra (IPCA), responsáveis, em média, por 4% e 3% de incremento, respectivamente. A conclusão do Projeto Novas Tecnologias, que envolveu investimentos não recorrentes em 2010, acarretou a redução de 17,1% no Custo da Construção em comparação com o ano anterior.

Já a variação de 13,2% nos Gastos Operacionais, quando comparado a 2010, foi impactada, entre outros, pelo reajuste salarial em junho de 2011 (8,0%).

O Resultado Financeiro acumulado em 2011 apresentou redução de 6,5% sobre a despesa financeira líquida auferida em 2010 devido principalmente ao efeito da desaceleração do IGP-M em 2011, que impactou a variação monetária da 2ª série da 2ª emissão de debêntures até sua amortização em 1º de setembro de 2011, resultando numa redução de R\$ 15,9 milhões em despesas de variação monetária com Debêntures, atrelado ao maior rendimento de aplicações financeiras decorrentes do maior saldo de caixa (R\$ 12,5 milhões). Estes efeitos foram parcialmente compensados pela provisão para multa referente à sobrecontratação de MUST (Montantes de Uso do Sistema de Transmissão) e maior despesa de juros de empréstimos com terceiros, devido ao pré-pagamento das dívidas com o BNDES em abril de 2011 (R\$ 21,2 milhões). Para maiores detalhes sobre o endividamento da Companhia vide item 6 - Estrutura de Capital do Relatório de Administração de 2011.

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

10.3. Comentários dos diretores sobre os efeitos relevantes que os eventos tenham causado ou se espera que venham a causar nas demonstrações financeiras do emissor e em seus resultados, quanto a:

A. Introdução ou alienação de segmento operacional

A Companhia não introduziu ou alienou qualquer segmento operacional.

B. Constituição, aquisição ou alienação de participação societária

A Companhia não possui participação societária em nenhuma sociedade.

C. Eventos ou operações não usuais

Lei 12.783/13 e Decreto 7.945/13

O Governo Federal oficializou por meio da Medida Provisória nº 579/12 (MP 579), assinada em 11 de setembro de 2012 e convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a redução nos encargos de energia elétrica (o que resultou na Revisão Tarifária Extraordinária já mencionada, aplicada em 24 de janeiro de 2013) e as regras para renovação das concessões de Geração, Transmissão e Distribuição vincendas entre 2015 e 2017. Esta Lei permitiu àqueles concessionários a possibilidade de prorrogar suas concessões pela antecipação dos contratos mediante condições específicas previamente estabelecidas.

Para as concessões de Geração e Transmissão, a condição definida pelo Governo é que ativos não amortizados e não depreciados seriam indenizados tendo por base o denominado Valor Novo de Reposição (VNR), e as tarifas a partir de então contemplariam os custos de Operação e Manutenção (O&M) desses ativos. Para as concessionárias de Distribuição também haveria condições específicas a serem estabelecidas pela Aneel em contrato de concessão ou termo aditivo. A antecipação das prorrogações das concessões afetadas pela Lei 12.783/13 não causou impactos no contrato de concessão da Elektro, uma vez que este tem vigência até 2028.

Como resultado das novas regras estabelecidas pela Lei 12.783/13, algumas geradoras decidiram pela não renovação das concessões e a energia proveniente das concessões renovadas foi distribuída por meio de cotas, que, no entanto, não foram suficientes para suprir as necessidades de mercado de cada distribuidora. Além disso, houve a rescisão de contratos dos 6º e 7º leilões de energia nova devido à revogação da autorização de algumas usinas pela Aneel e atraso na operação comercial de outras usinas, com postergações de cronogramas aprovadas pela Aneel e/ou liminares judiciais concedidas para suspensão do início de suprimento dos CCEARs firmados. Desta forma, a insuficiência de contratos fez com que as distribuidoras tivessem que comprar essa energia no mercado de curto prazo, gerando custos elevados na compra de energia. Somam-se a isso as condições hidroenergéticas desfavoráveis desde o último trimestre de 2012, que levaram ao despacho das usinas térmicas, cujos preços são bem mais elevados. Entretanto, como se tratam de custos não gerenciáveis, serão repassados às tarifas nos próximos reajustes tarifários.

Como consequência da elevação dos custos de compra de energia das distribuidoras pelos motivos citados anteriormente e considerando que tais custos não são gerenciáveis pelas concessionárias de distribuição, o governo brasileiro emitiu, em 8 de março de 2013, o Decreto nº 7.945, que determina o repasse de recursos da CDE para as distribuidoras, com a intenção de neutralizar parte dos impactos negativos nos resultados e caixa enfrentados nesse período. Além disso, conforme definido neste Decreto e na Resolução Normativa nº 549/2013, abriu-se a possibilidade de, nos processos de Reajustes Tarifários dos 12 meses subsequente à data de 08 de março de 2013, obter a cobertura parcial ou total dos saldos acumulados da Conta de Compensação de Variações de Itens da Parcela A (CVA) decorrentes do custo de aquisição de energia elétrica e dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS)¹, por meio de repasses de CDE, recursos que de outra forma seriam repassados por meio das tarifas no processo de Reajuste Tarifário Anual.

Dessa forma, a contabilização nos custos da Companhia dos recursos cobertos por esses repasses de CDE em 2013 totalizou R\$ 467,0 milhões, que contemplaram (i) a cobertura dos aumentos dos custos de energia que ocorreram em

¹ Custos decorrentes da manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema no atendimento à demanda por energia no Sistema Interligado Nacional (SIN).

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

2013 relativos principalmente à exposição ao mercado *spot* devido à insuficiência de cotas, Encargos de Serviço de Sistema para Segurança Energética (ESS-SE) e Risco Hidrológico associado às cotas recebidas, cujos repasses foram feitos ao longo do ano e (ii) cobertura da CVA acumulada decorrente do custo de aquisição de energia elétrica e ESS não cobertos pelos repasses anteriores, montante definido no processo de Reajuste Tarifário e recebido em uma única parcela em 4 de setembro de 2013.

Conforme CPC 07 - Subvenção e Assistência Governamentais, esses montantes foram reconhecidos como uma recuperação dos custos incorridos, e contabilizados na rubrica “Energia comprada para revenda”, compensando parcialmente os impactos da alta dos custos de energia sobre os Resultados da Companhia.

Energia Comprada para Revenda

	31/12/2013		31/12/2012	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Supradores de energia	14.404.990	1.983.552	13.855.958	1.696.468
Itaipu Binacional (**)	2.892.699	360.739	2.913.091	332.383
(-) Repasse CDE - CVA Energia	-	(16.722)	-	-
Contratos bilaterais	82.369	15.795	80.400	16.668
Contrato de compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	8.637.677	1.180.007	10.202.262	1.171.751
(-) Repasse CDE - CVA Energia	-	(149.158)	-	-
Mercado SPOT	1.361.290	509.042	337.549	65.829
(-) Repasse CDE - Cotas	-	(150.831)	-	-
Contrato cotas (CCGF e CCEN)	1.043.396	108.989	-	-
Geração Distribuída	67.291	10.942	-	-
PROINFA	320.268	98.728	322.655	86.123
Uso do transporte de energia	-	16.021	-	23.714
Outros custos de energia	-	292.584	-	593.782
ONS - Uso da rede básica	-	198.515	-	474.789
CTEEP- Encargos de conexão	-	24.715	-	40.969
Encargos de serviços do sistema - ESS	-	217.821	-	78.024
(-) Repasse CDE - ESS	-	(148.467)	-	-
Risco hidrológico	-	1.815	-	-
(-) Repasse CDE Risco Hidrológico	-	(1.815)	-	-
Créditos de PIS e COFINS sobre energia comprada	-	(198.858)	-	(211.656)
Total	14.404.990	2.077.278	13.855.958	2.078.594

(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

(**) Contrato de repasse de energia e tarifa de transporte.

Desde o último trimestre de 2012 houve elevação dos custos de energia comprada devido ao despacho de energia térmica (cujo preço é mais elevado), relacionado ao baixo nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas, e aumento do volume de compra de energia no mercado de curto prazo, decorrente das usinas que não renovaram suas concessões nos moldes da Lei 12.783/13, pela rescisão de contratos do 6º e 7º leilões de Energia Nova devido a revogação da autorização das usinas pela Aneel e atraso em operação comercial de alguns empreendimento de geração. Dentre outros fatores responsáveis pelo aumento do custo de energia destaca-se ainda o início da contabilização pela CCEE das perdas nas Demais Instalações de Transmissão (DITs) para algumas Distribuidoras de Energia Elétrica, dentre as quais a Elektro, desde setembro de 2012.

Essa tendência de elevação nos custos foi revertida devido ao Decreto nº 7.945/13, que determinou o repasse de recursos da CDE - Conta de Desenvolvimento Energético para as distribuidoras, com a intenção de neutralizar parte dos problemas de caixa e resultado. A contabilização dos recursos cobertos por esse repasse de CDE no resultado da Companhia, como redutora do grupo “Energia comprada para revenda”, totalizou R\$ 467,0 mil no período findo em 31 de dezembro de 2013.

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases**10.4. Comentários dos diretores sobre:****A. Mudanças significativas nas práticas contábeis****• Pronunciamentos técnicos emitidos pelo CPC até 31 de dezembro de 2013:**

Os pronunciamentos técnicos emitidos e revisados pelo CPC, vigentes em 31 de dezembro de 2013, e que poderiam afetar a Companhia foram considerados nesta Demonstração Financeira:

CPC 33/IAS19 Benefícios a Empregados – Dentre as mudanças, as principais que afetam a Companhia é que (i) para o cálculo dos rendimentos esperados dos ativos, é utilizada a mesma taxa utilizada para o desconto da obrigação atuarial e (ii) a aplicação dessa mesma taxa de juros sobre o “asset ceiling”. Segue abaixo o detalhamento dos impactos desta alteração nas Demonstrações Financeiras da Companhia.

Aplicação Retrospectiva CPC 33 (R1) – Benefícios a empregados

Os principais impactos para a Companhia do Pronunciamento Técnico CPC 33 (R1), estão relacionados ao cálculo dos rendimentos esperados dos ativos, os quais a partir do exercício de 2013 devem utilizar a mesma taxa utilizada para o desconto da obrigação atuarial, e a aplicação dessa mesma taxa de juros sobre o limite de reconhecimento do ativo (“asset ceiling”). Como trata-se de mudança de política contábil, de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, a aplicação deve ocorrer de forma retrospectiva.

Adicionalmente, no que se refere a política contábil de reconhecimento dos componentes de custo de benefício definido, a Companhia registra (i) o custo do serviço no resultado, (ii) os juros líquidos sobre o valor líquido do passivo menos o ativo de benefício definido no resultado e (iii) remensurações do valor líquido de passivo menos o ativo de benefício definido em outros resultados abrangentes, conforme parágrafo 120 do CPC 33 (R1).

De acordo com o parágrafo 22 do CPC 23, quando uma mudança na política contábil é aplicada retrospectivamente, a Companhia deverá ajustar o saldo de abertura de cada componente do patrimônio líquido afetado para o período anterior mais antigo apresentado e os demais montantes comparativos divulgados para cada período anterior apresentado, como se a nova política contábil tivesse sempre sido aplicada.

Os efeitos desta mudança na política contábil sobre os saldos anteriormente divulgados de 31 de dezembro de 2012 estão abaixo apresentados:

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

Conciliação da Demonstração de resultados	Divulgado 2012	Ajuste	Reapresentado 2012
Custo do serviço de energia elétrica e operação	(2.289.068)	(30.549)	(2.319.617)
Custos operacionais	(272.707)	(30.549)	(303.256)
Lucro operacional bruto	719.215	(30.549)	688.666
Resultado do serviço	529.325	(30.549)	498.776
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	471.116	(30.549)	440.567
Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos	(137.380)	10.387	(126.993)
Lucro líquido do exercício	333.736	(20.162)	313.574

Conciliação da Demonstração do resultado abrangente	Divulgado 2012	Ajuste	Reapresentado 2012
Lucro líquido do exercício	333.736	(20.162)	313.574
Efeito do limite do ativo de benefício definido	130.032	17.112	147.144
Tributo diferido sobre ajustes atuariais	8.054	(10.387)	(2.333)
Resultado abrangente do exercício	261.697	-	261.697

Conciliação Demonstração das mutações do patrimônio líquido	Divulgado 2012	Ajuste	Reapresentado 2012
Lucro líquido do exercício	333.736	(20.162)	313.574
Ganhos e perdas atuariais, líquidos	(15.629)	20.162	4.533
Saldo em 31 de dezembro de 2012	1.917.456	-	1.917.456

Conciliação Demonstração dos fluxos de caixa	Divulgado 2012	Ajuste	Reapresentado 2012
Atividades operacionais			
Lucro líquido do exercício	333.736	(20.162)	313.574
Itens do lucro líquido que não afetam caixa	414.127	20.162	434.289
Plano de pensão	(23.684)	30.549	6.865
Tributos diferidos	35.272	(10.387)	24.885

Conciliação Demonstração do valor adicionado	Divulgado 2012	Ajuste	Reapresentado 2012
Distribuição do valor adicionado			
Pessoal	157.014	30.549	187.563
Impostos Federais	426.938	(10.387)	416.551
Lucros retidos	-	(20.162)	(20.162)

Não houve efeitos no balanço patrimonial em função de o superávit atuarial estar com seu valor em livros reduzido a zero, por conta do “asset ceiling”. Por essa razão, a Companhia optou por não apresentar o balanço de abertura do exercício findo em 31 de dezembro de 2012 como parte das demonstrações financeiras.

• **Pronunciamentos técnicos em fase de emissão pelo CPC e ainda não em vigor em 31 de dezembro de 2013:**

Para os pronunciamentos IFRS 9 Instrumentos Financeiros, Entidades de Investimento (Revisões da IFRS 10, IFRS 12 e IAS 27), IAS 32 Compensação de Ativos e Passivos Financeiros – Revisão da IAS 32, IFRIC 21 Tributos e IAS 39 Renovação de Derivativos e Continuação de Contabilidade de Hedge – Revisão da IAS 39, a Companhia entende que não terão impactos relevantes nas suas Demonstrações Financeiras.

• **Pronunciamentos técnicos emitidos pelo CPC até 31 de dezembro de 2012:**

Os pronunciamentos técnicos emitidos e revisados pelo CPC, vigentes em 31 de dezembro de 2012, e que poderiam afetar a Companhia foram considerados na Demonstração Financeira, conforme abaixo:

IAS 12 Impostos de Renda – Impostos Diferidos – a emissão não impactou as demonstrações financeiras;

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

IFRS 1 Adoção Inicial das IFRS – a emissão da norma não impactou as demonstrações financeiras.

IFRS 7 Instrumentos Financeiros - a emissão da norma não impactou as demonstrações financeiras.

Ainda, como principal prática contábil adotada em 2012, que alterou a forma de contabilização no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012, mencionamos a marcação a mercado do ativo financeiro indenizável, ativo intangível e plano de incentivo baseado em ações.

Ativo Financeiro Indenizável:

Em 5 de março de 2012, a Elektro tomou conhecimento, por meio do Ofício nº 209/2012 – SFF/Aneel dos valores que seriam considerados na BRR do 3º Ciclo de Revisão Tarifária. A Companhia recalculou o valor do ativo financeiro com base na nova BRR, que tinha data de corte definida pela Aneel para fevereiro de 2011. Essa nova BRR, gerou um ajuste negativo no ativo financeiro de R\$ 81.788 mil, contabilizado em 2012. Em 31 de dezembro de 2012, o ativo financeiro está atualizado pelo valor residual da BRR do 3º Ciclo devidamente movimentada por adições, atualizações, baixas e depreciações.

Este ativo financeiro está classificado como um ativo disponível para venda, pois a Administração entende que esta classificação é a mais adequada, já que o valor da indenização a ser recebido ao término da concessão não é fixo, embora seja estimável. A Companhia vinha registrando todas as alterações de valor justo desse ativo financeiro como Outros Resultados Abrangentes, pois não era consenso o entendimento de que essas alterações afetavam o fluxo de caixa futuro. Entretanto, o parágrafo AG8 do CPC 38 – Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração, estabelece que uma entidade deva, ao revisar suas estimativas de recebimentos, ajustar o custo amortizado do instrumento de forma a refletir os fluxos de caixa estimados atualizados, reconhecendo esta variação no resultado do exercício. Foi corroborado pela MP nº 579/2012, que variações no ativo financeiro vinculado à concessão por conta das revisões tarifárias resultam em variações no fluxo de caixa estimado desse ativo ao final do período da concessão. A Companhia aplicou essa mudança de entendimento prospectivamente às suas demonstrações financeiras, por entender que a aplicação prospectiva desse conceito não traria distorções relevantes às demonstrações financeiras e informações trimestrais, quando comparado à aplicação retrospectiva de acordo com o CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro. Desta forma, em 31 de dezembro de 2012 a Companhia reverteu para o resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2012, o saldo de Outros Resultados Abrangentes, no montante de R\$ 7.656 mil.

Visando sempre a melhor estimativa da indenização ao final da concessão, o valor justo do ativo financeiro é revisado mensalmente, considerando a atualização pelo IGP-M, por ser este um dos principais critérios de atualização anual utilizada pelo regulador nos processos de reajuste tarifário. Possíveis variações decorrentes do critério de cálculo do VNR também são consideradas.

A mutação do ativo financeiro indenizável é compreendida por:

	Custo	Obrigações especiais	Valor justo	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2010	234.165	(20.401)	69.494	283.259
Transferências de ativo intangível	54.707	514	-	55.221
Adições	-	(2.330)	-	(2.330)
Ajustes ao valor justo (ajuste de avaliação patrimonial)	-	-	15.976	15.976
Baixas	(353)	-	-	(353)
Saldo em 31 de dezembro de 2011	288.519	(22.217)	85.470	351.773
Transferências de ativo intangível	96.693	-	-	96.693
Efeito na mudança da taxa de amortização	141.078	(49.455)	-	91.623
Adições	-	(182)	-	(182)
Ajustes ao valor justo (ajuste de avaliação patrimonial)	-	-	7.916	7.916
Atualização pela BRR 3º ciclo	-	-	(81.788)	(81.788)
Baixas	(8.139)	-	-	(8.139)
Saldo em 31 de dezembro de 2012	518.151	(71.854)	11.598	457.896

Ativo Intangível:

A Resolução Normativa Aneel nº 474 de 7 de fevereiro de 2012 estabeleceu novas taxas de depreciação para os ativos em serviço outorgado no setor elétrico, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2012, determinando alteração na vida útil-

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

econômica dos bens integrantes da infraestrutura de distribuição. Com as novas taxas, houve acréscimo de aproximadamente quatro anos na vida útil econômica média dos ativos que passou de 22 anos para 26 anos. Esta alteração reduziu a amortização e consequentemente aumentou a parcela residual da infraestrutura que se espera receber como indenização ao final do período da Concessão, gerando uma redistribuição de valores entre ativos financeiro e intangível.

Consequentemente, os administradores da Companhia decidiram por reconhecer uma baixa dos elementos do ativo intangível, no montante de R\$ 91.623 mil, e um aumento de mesmo valor no ativo financeiro a ser recebido ao final da concessão.

Adicionalmente, houve redução de R\$ 96.693 mil, referente às transferências do ano de 2012 por ativos energizados, sem alterar os demais procedimentos contábeis decorrentes da adoção do ICPC 01/OCPC 5 – Contratos de Concessão.

O valor de encargos de dívidas capitalizados à infraestrutura, de acordo com o CPC 20 – Custos de Empréstimos, foi de R\$ 13.750 mil em 2012 (R\$ 10.090 mil em 2011).

A mutação do direito de uso da concessão é assim apresentada:

	Em Serviço				Em Formação			Total
		Obrigações	Amortização	Valor		Obrigações	Valor	Valor
	Custo	especiais	acumulada	líquido	Custo	especiais	líquido	líquido
Saldo em 31 de dezembro de 2010	2.111.506	(361.154)	(262.794)	1.487.558	204.572	-	204.572	1.692.130
Adições	72	(10.678)	-	(10.606)	329.205	(8.423)	320.782	310.176
Baixas	(441.592)	-	364.028	(77.564)	-	-	-	(77.564)
Amortização	-	-	(153.496)	(153.496)	-	-	-	(153.496)
Transferências para o ativo financeiro	189.056	(254)	(260)	188.542	(243.763)	-	(243.763)	(55.221)
Saldo em 31 de dezembro de 2011	1.859.042	(372.086)	(52.522)	1.434.434	290.014	(8.423)	281.591	1.716.025
Adições	-	(565)	-	(565)	325.740	(38.076)	287.664	287.099
Baixas	124.022	-	(135.690)	(11.668)	-	-	-	(11.668)
Amortização	-	-	(134.290)	(134.290)	-	-	-	(134.290)
Transferências para o ativo financeiro	209.238	1.669	(123)	210.784	(306.003)	(1.474)	(307.477)	(96.693)
Mudança na taxa de amortização	(141.078)	49.455	-	(91.623)	-	-	-	(91.623)
Saldo em 31 de dezembro de 2012	2.051.224	(321.527)	(322.625)	1.407.072	309.751	(47.973)	261.778	1.668.850

Plano de Incentivo baseado em Ações:

Em Assembleia Geral de Acionistas da Iberdrola S.A., realizada em 27 de maio de 2011, foi aprovado o estabelecimento de um Bônus Estratégico dirigido à executivos da Iberdrola S.A. e suas controladas, relacionadas com a realização dos objetivos estratégicos para o período 2011 - 2013 e liquidados pela entrega de ações da Iberdrola S.A.

A Elektro aprovou para seus executivos, em Assembleia Geral Extraordinária, ocorrida em 16 de novembro de 2012, as condições gerais de um Plano de Incentivo de Longo Prazo “2012-2013”, em caráter substitutivo ao Bônus Estratégico, sem diferenças no que tange ao público beneficiado e as condições de outorga.

A transferência completa das ações se dará após o transcurso de outros 3 (três) anos (2014, 2015 e 2016), denominado “prazo de liquidação”. Atingidas as metas e condições do “prazo de apuração”, a Elektro adquirirá por conta e ordem do beneficiário as ações, conforme previsão contratual. As principais metas que deverão ser atingidas, quando da conclusão do Período de Apuração, são: (i) evolução do lucro líquido consolidado em comparação com os cinco principais concorrentes da Iberdrola S.A.; (ii) evolução do valor da ação da Iberdrola S.A., a partir da média do índice DJ Eurostoxx Utilities e das ações dos cinco principais concorrentes europeus e (iii) manutenção da qualificação de crédito da Sociedade (*rating*).

Portanto, esse plano passou a ser “liquidado em caixa” para Elektro e por isso a Companhia passou a utilizar um passivo exigível em contrapartida da despesa e não mais uma conta de patrimônio líquido.

Os contratos assinados ao final de 2012, substituíram para todos os fins o Bônus Estratégico, mantidas as condições e valores originais. O valor registrado deste benefício em 2012 foi de R\$ 2.034 mil e o valor acumulado no passivo exigível foi de R\$ 5.106 mil.

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

- Pronunciamentos Técnicos revisados ou emitidos pelo CPC em 2011:**

Alguns procedimentos técnicos e interpretações emitidas pelo CPC foram revisados e tiveram sua adoção obrigatória para o período iniciado em 01/01/2011.

Segue abaixo a avaliação da Elektro quanto aos impactos das alterações destes procedimentos e interpretações:

CPC 00 - Estrutura Conceitual para Elaboração e Divulgação de Relatório Contábil-Financeiro (R1) - aprovado pela Deliberação CVM nº 675/11. A revisão da norma não impactou as Demonstrações Financeiras.

CPC 15 (R1) - Combinação de Negócios - aprovado pela Deliberação CVM nº 665/11. A revisão da norma não impactou as Demonstrações Financeiras.

CPC 19 (R1) - Investimento em Empreendimento Controlado em Conjunto (Joint Venture)- aprovado pela Deliberação CVM nº 666/11. A revisão da norma não impactou as Demonstrações Financeiras.

CPC 20 (R1) - Custos de Empréstimos - aprovado pela Deliberação CVM nº 672/11. A revisão da norma não impactou as Demonstrações Financeiras.

Interpretação Técnica ICPC 01(R1) e Interpretação Técnica ICPC 17 - Contabilização e Evidenciação de Contratos de Concessão - aprovado pela Deliberação CVM nº 677/11. A revisão da norma não impactou as Demonstrações Financeiras uma vez que os requerimentos estabelecidos pelas interpretações já vêm sendo adotados pela Sociedade.

CPC 26 (R1) - Apresentação das Demonstrações Contábeis - aprovado pela Deliberação CVM nº 676/11. A revisão da norma esclarece que as empresas devem apresentar análise de cada item de outros resultados abrangentes nas demonstrações das mutações do patrimônio líquido ou nas notas explicativas.

Elektro Eletricidade e Serviços S.A.
Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido
Período findo em 31 de dezembro de 2011 de 2010
(Em milhares de reais)

	Capital social	Reserva de capital	Pagamentos baseados em ações	Reservas de lucro/legal	Lucros acumulados	Dividendos adicionais propostos	Outros resultados abrangentes	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2009	952.492	50.539	2.680	143.078	-	155.589	29.555	1.333.933
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	450.403	-	-	450.403
Outros resultados abrangentes:								
Ganho na marcação a mercado do ativo indenizável, líquido	-	-	-	-	-	-	16.311	16.311
Ganhos e perdas atuariais, líquidos	-	-	-	-	-	-	(20.653)	(20.653)
Reclassificação requerida parágrafo 98 b do CPC 33	-	-	-	-	(20.653)	-	20.653	-
Aprovação de dividendos propostos	-	-	-	-	-	(155.589)	-	(155.589)
Reconhecimento de pagamento baseado em ações	-	-	1.653	-	-	-	-	1.653
Destinação do lucro líquido:								
Constituição de reserva legal	-	-	-	22.521	(22.521)	-	-	-
Dividendos propostos e pagos	-	-	-	-	(190.352)	-	-	(190.352)
Dividendos adicionais propostos	-	-	-	(18.799)	(149.238)	168.037	-	-
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	(67.639)	-	-	(67.639)
Saldos em 31 de dezembro de 2010	952.492	50.539	4.333	146.800	-	168.037	45.866	1.368.067
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	492.436	-	-	492.436
Outros resultados abrangentes:								
Ganho na marcação a mercado do ativo indenizável, líquido	-	-	-	-	-	-	10.544	10.544
Ganhos e perdas atuariais, líquidos	-	-	-	-	-	-	(15.055)	(15.055)
Reclassificação requerida parágrafo 98 b do CPC 33	-	-	-	-	(15.055)	-	15.055	-
Aprovação de dividendos propostos	-	-	-	-	-	(168.037)	-	(168.037)
Reconhecimento de pagamento baseado em ações	-	-	6.204	-	-	-	-	6.204
Reversão de pagamentos baseado em ações	-	-	(7.465)	-	7.465	-	-	-
Destinação do lucro líquido:								
Constituição de reserva legal	-	-	-	24.622	(24.622)	-	-	-
Dividendos propostos e pagos	-	-	-	-	(253.883)	-	-	(253.883)
Dividendos adicionais propostos	-	-	-	-	(134.709)	134.709	-	-
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	(71.632)	-	-	(71.632)
Saldos em 31 de dezembro de 2011	952.492	50.539	3.072	171.422	-	134.709	56.410	1.368.644

B. Efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

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

As Demonstrações Financeiras foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações e normas e procedimentos contábeis emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

A Elektro adotou todas as normas, revisões de normas, pronunciamentos técnicos, interpretações técnicas e orientações técnicas emitidas pela CVM e CPC que estavam em vigor em 31 de dezembro de 2013, 31 de dezembro de 2012 e 31 de dezembro de 2011.

As políticas, práticas e critérios contábeis foram consistentemente adotados no preparo dessas Demonstrações Financeiras, em todos os períodos apresentados.

Com relação ao detalhamento das práticas contábeis e seus impactos no resultado da Companhia, vide item 10.4.A.

C. Ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

O parecer de auditoria emitido sobre as Demonstrações Financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2013, comparadas ao mesmo exercício de 2012, não inclui parágrafo de ênfase ou ressalvas quanto às práticas adotadas pela Companhia. O mesmo ocorre para os pareceres de auditoria sobre as Demonstrações Financeiras de 2012 e 2011.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

10.5. Comentários dos diretores sobre políticas contábeis críticas adotadas pelo emissor

As Demonstrações Financeiras da Elektro são preparadas com base na determinação e registro de alguns ativos, passivos, receitas e despesas apurados de acordo com estimativas contábeis baseadas em experiência da Administração quanto à realização desses valores e práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais a Companhia considera críticas. A liquidação das transações envolvendo essas estimativas pode resultar em valores diferentes dos estimados e para reduzir eventuais ajustes a estas estimativas, as premissas de avaliação das mesmas são periodicamente revisadas.

As principais práticas contábeis, consideradas críticas pela Administração da Companhia são:

Ativo indenizável (Concessão)

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

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

O parágrafo AG8 do CPC 38 – Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração, estabelece que uma entidade deva, ao revisar suas estimativas de recebimentos, ajustar o custo amortizado do instrumento de forma a refletir os fluxos de caixa estimados atualizados, reconhecendo esta variação no resultado do exercício. Foi corroborado pela MP nº 579/2012, que variações no ativo financeiro vinculado à concessão por conta das revisões tarifárias resultam em variações no fluxo de caixa estimado desse ativo ao final do período da concessão. A Companhia aplicou essa mudança de entendimento prospectivamente às suas demonstrações financeiras, por entender que a aplicação prospectiva desse conceito não traria distorções relevantes às demonstrações financeiras e informações trimestrais, quando comparado à aplicação retrospectiva de acordo com o CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro.

Ativo intangível

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

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

Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída em conformidade com o Manual de Contabilidade do Serviço Elétrico (MCSE) e com a legislação tributária em vigor, sendo considerada suficiente para cobrir eventuais perdas com recebíveis.

Receita não faturada

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

Imposto de renda e contribuição social diferidos

Imposto de renda e contribuição social

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

O imposto de renda e a contribuição social sobre o lucro são contabilizados pelo regime de competência e segundo a legislação em vigor, as alíquotas básicas são de 25% e 9%, respectivamente. Os efeitos do imposto de renda e da contribuição social diferidos relacionados a prejuízos fiscais, base negativa de contribuição social e diferenças temporárias estão registrados nas Demonstrações Financeiras com base nas disposições da Deliberação CVM nº 273/98 e da Instrução CVM nº 371/02. A projeção para realização desses valores está baseada em expectativa de resultados tributáveis e realização das diferenças temporárias. Em 2010, a aplicação do RTT (Regime Tributário de Transição) tornou-se obrigatório para controlar os ajustes tributários decorrentes dos novos métodos e critérios contábeis introduzidos pela Lei 11.638/2007.

Em 12 de novembro de 2013 foi publicada a Medida Provisória nº 627, que, dentre outras disposições, revoga o Regime Tributário Transitório – RTT. As disposições desta Medida Provisória são aplicáveis a partir do exercício de 2015 ou a partir do exercício de 2014 para os contribuintes que exerçam a faculdade de sua adoção antecipada. A Administração da Companhia está avaliando quais devem ser os impactos e qual o período mais conveniente para sua adoção.

Plano especial de aposentadoria

A provisão para pagamentos a serem feitos em decorrência do benefício previsto em acordo sindical do Plano Especial de Aposentadoria é constituída com base em expectativa de adesão dos colaboradores elegíveis e é revista periodicamente frente às efetivas adesões, de forma consistente ao Pronunciamento IBRACON, Normas e Procedimentos de Contabilidade (NPC) nº 26 que trata da contabilização de benefícios a empregados, aprovado através da Deliberação CVM nº 371, de 13 de dezembro de 2000, além do Pronunciamento Técnico CPC 33 (R1) – Benefícios a Empregados, aprovado pela Deliberação CVM nº 695/12.

O PEA foi extinto do novo Acordo Coletivo do Trabalho (ACT), o qual está vigente desde julho de 2013 e o pagamento do incentivo para estes colaboradores foi feito no primeiro trimestre de 2014.

Provisão para ações judiciais e regulatórias

As demandas de natureza judicial ou regulatória da Companhia são acompanhadas continuamente pelos assessores jurídicos que, de acordo com critérios previamente definidos pela Administração, classificam as contingências de forma individual, o que resulta no provisionamento dos objetos considerados como perda provável.

10. Comentários dos diretores / 10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs**10.6. Comentários dos diretores sobre os controles internos adotados para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis, conforme:****A. Grau de eficiência dos controles, indicando eventuais imperfeições e providências adotadas para corrigi-las**

Visando mitigar os riscos que podem impactar significativamente suas demonstrações financeiras, a Companhia, anualmente, avalia seus riscos financeiros, bem como os controles internos associados a cada um desses riscos, em conjunto com as áreas responsáveis, a fim de atualizar a matriz de risco e o mapa dos processos de negócio de acordo com o Sistema Estratégico Elektro.

Durante o exercício de 2013, a efetividade dos controles internos, classificados como “Chaves”, foi testada pela área de Auditoria Interna da Companhia. Os testes foram realizados seguindo as diretrizes da Lei Norte Americana Sarbanes-Oxley (SOX) mesmo a Companhia não estando obrigada a esta exigência, entendendo, os diretores, que os seus resultados têm contribuído para o fortalecimento da efetividade desses controles, bem como para a disseminação da importância destas ações dentro da organização.

A Companhia possui também um controle de acesso de seu sistema corporativo (SAP) utilizado na gestão das atividades financeiras, assegurando um maior controle de segregação de função para estas atividades.

Com base no resultado destas atividades, os diretores da Companhia entendem que seu ambiente de controles internos é adequado e que possui grau de eficiência satisfatório.

B. Deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório do auditor independente

Os auditores independentes da Companhia não opinaram em seu Relatório do Auditor Independente referente às Demonstrações Financeiras de 2013, divulgado em 12 de fevereiro de 2014, sobre os nossos sistemas de controles internos, uma vez que o escopo do trabalho é o de emitir opinião sobre as Demonstrações Financeiras da Companhia e não sobre o sistema de controles internos, embora considerem os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Companhia e para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias.

Entretanto, complementarmente à auditoria das Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2010, 2011 e 2012, os auditores independentes emitiram “Cartas comentário – memorandos de sugestões sobre procedimentos contábeis e controles internos”. Estes documentos não apontaram deficiências ou recomendações que pudessem impactar significativamente nossas Demonstrações Financeiras. Com relação ao exercício de 2013, nossos auditores externos ainda não concluíram seus trabalhos no que tange à “Carta Comentário” sobre procedimentos contábeis e controles internos, porém não há expectativa de que haja apontamento de deficiências ou recomendações que possam impactar as Demonstrações Financeiras da Companhia.

10. Comentários dos diretores / 10.7 - Coment. s/itens não evidenciados**10.7. Comentários dos diretores sobre oferta pública de distribuição de valores mobiliários****A. Utilização dos recursos resultantes da oferta**

Em 12 de setembro de 2012, a Companhia realizou a 6ª emissão de debêntures simples, de espécie quirografária, não conversíveis em ações, sob o regime de garantia firme, para distribuição pública com esforços restritos de colocação, no valor de R\$ 650 milhões, sendo que:

- i. Os recursos líquidos obtidos pela Elektro com a 6ª emissão foram integralmente utilizados para alongar o perfil da sua dívida e liquidar antecipadamente as debêntures da 4ª emissão.

No ano de 2011 a Companhia realizou a 5ª emissão de debêntures simples, de espécie quirografária, não conversíveis em ações, sob o regime de garantia firme, para distribuição pública com esforços restritos de colocação, no valor de R\$ 300 milhões, sendo que:

- i. Os recursos líquidos obtidos pela Elektro com a 5ª emissão foram integralmente utilizados para a liquidação das debêntures da 2ª emissão e para o reforço do capital de giro da Companhia.

B. Desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição

Os recursos das Emissões de Debêntures mencionadas no item 10.7.A. foram integralmente utilizados para o propósito a que se destinaram.

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios**10.8. Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras****A. Ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (*off-balance sheet items*)****(i) Arrendamento mercantil operacional, ativos e passivos**

Conforme orientação do CPC 06, a Sociedade efetuou uma análise dos contratos classificados como arrendamento mercantil operacional, dentre eles os contratos de aluguel de equipamentos, veículos e outros.

Abaixo estão demonstrados os valores dos contratos mais relevantes contabilizados como despesas no exercício de 2013 e de 2012, bem como os pagamentos futuros que a Sociedade fará com base nesses contratos.

	31/12/2013	31/12/2012
Despesas reconhecidas no período		
Locação de equipamentos e serviços de informática	15.030	4.132
Locação de infraestrutura de pontos de atendimento (<i>Callcenter</i>)	4.196	4.494
Locação de imóveis	2.704	3.264
Locação de computadores	3.428	1.408
Locação de veículos	333	590
Locação de impressoras	76	204
Total	<u>25.767</u>	<u>14.092</u>

Vencimento dos compromissos futuros	
2014	4.147
2015	4.683
2016	1.960
2017	1.051
Após 2017	3.317
Total	<u>15.158</u>

(ii) Carteiras de Recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos

Os valores que a Companhia mantinha referentes à cobrança da carteira de recebíveis baixados para incobráveis somavam R\$ 142,3 milhões (base 31 de dezembro de 2013), conforme abaixo:

- Cobrança efetuada por empresa terceirizada: R\$ 94,6 milhões
- Cobrança efetuada juridicamente: R\$ 47,7 milhões

Estes valores foram baixados como incobráveis conforme artigo 24 da Instrução Normativa SRF Nº 093, de 24 de Dezembro de 1997.

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

(iii) Contratos de compra futura e vendas de produtos ou serviços

Os leilões de energia são o principal mecanismo através do qual a Companhia contrata a energia a ser distribuída. Em 2013, 59,9% do suprimento de energia para a Elektro foi realizado através de contratos provenientes de Leilões de Energia no Ambiente Regulado.

Os leilões regulados são três tipos:

- Leilão para aquisição de energia proveniente de novos empreendimentos de geração com início de suprimento após três ou cinco anos do ano de realização do Leilão (são denominados respectivamente A-3 e A-5). O período de suprimento é de 15 ou 20 anos para usinas termelétricas e de 30 anos para hidrelétricas;
- Leilão para aquisição de energia proveniente de empreendimentos de geração existente, com início de suprimento no ano posterior ao de realização do leilão (denominado A-1) e seu período de suprimento é de até oito anos, sem distinção da fonte;
- Leilão de Ajuste – possibilita a aquisição, pelas distribuidoras, de energia elétrica complementar ou excedente necessária ao atendimento da totalidade de suas cargas cativas. O período de suprimento é de até dois anos da realização do leilão.

Os leilões de energia já realizados são descritos a seguir:

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

Leilão	Início do Suprimento	Final do Suprimento	Realização	Quantidade Comprada Elektro (MWmed)	Preço Médio (R\$/MWh)
1º Leilão de Energia Existente	2005	2012	07/12/2004	518,3	57,51
1º Leilão de Energia Existente	2006	2013	07/12/2004	333,0	67,33
1º Leilão de Energia Existente	2007	2014	07/12/2004	38,0	75,46
2º Leilão de Energia Existente	2008	2015	02/04/2005	52,2	83,13
1º Leilão de Ajuste	2005	2005	31/08/2005	-	-
3º Leilão de Energia Existente	2006	2008	11/10/2005	-	-
4º Leilão de Energia Existente	2009	2016	11/10/2005	5,9	94,91
1º Leilão de Energia Nova	2008	2022/2037	16/12/2005	21,0	127,50
1º Leilão de Energia Nova	2009	2023/2038	16/12/2005	26,0	127,81
1º Leilão de Energia Nova	2010	2024/2039	16/12/2005	66,0	117,25
2º Leilão de Ajuste	2006	2006	01/06/2006	-	-
2º Leilão de Energia Nova (A-3)	2009	2023/2038	27/06/2006	38,5	128,96
3º Leilão de Ajuste	2006	2006	29/09/2006	-	-
3º Leilão de Energia Nova (A-5)	2011	2025/2040	10/10/2006	58,6	128,89
5º Leilão de Energia Existente (A-1)	2007	2014	14/12/2006	4,0	104,74
4º Leilão de Ajuste	2007	2007	29/03/2007	-	-
5º Leilão de Ajuste	2007	2007	28/06/2007	-	-
4º Leilão de Energia Nova (A-3)	2010	2024	26/07/2007	29,2	137,67
5º Leilão de Energia Nova (A-5)	2012	2026/2041	16/10/2007	60,2	128,73
1º Leilão de Fontes Alternativas (A-3)	2010	2024/2039	18/06/2007	4,2	137,32
6º Leilão de Ajuste	2008	2009	27/09/2007	-	-
6º Leilão de Energia Existente (A-1)	2008	2015	11/12/2007	-	-
Leilão UHE Santo Antônio	2012	2041	10/12/2007	40,5	78,87
Leilão UHE Jirau	2013	2042	19/05/2008	52,3	71,37
6º Leilão de Energia Nova (A-3)	2011	2025	17/09/2008	34,4	128,42
7º Leilão de Energia Nova (A-5)	2013	2027/2042	30/09/2008	112,04	141,78
7º Leilão de Ajuste	2008	2008	19/06/2008	-	-
8º Leilão de Ajuste	2008	2009	23/09/2007	-	-
7º Leilão de Energia Existente (A-1)	2009	2013	28/11/2008	-	-
9º Leilão de Ajuste	2009	2009	20/02/2009	13,8	145,77
8º Leilão de Energia Nova (A-3)	2012	2026/2041	27/08/2009	1,1	144,50
8º Leilão de Energia Existente (A-1)	2010	2014	30/11/2009	-	-
9º Leilão de Energia Nova (A-5)	2014	2028/2043	Cancelado	-	-
Leilão Belo Monte	2015	2044	20/04/2010	117,5	77,97
10º Leilão de Energia Nova (A-5)	2015	2044	30/07/2010	12,0	99,48
2º Leilão de Fontes Alternativas (A-3)	2013	2032/2042	26/08/2010	-	-
9º Leilão de Energia Existente (A-1)	2011	2013	10/12/2010	-	-
11º Leilão de Energia Nova (A-5)	2015	2044	17/12/2010	34,8	67,31
10º Leilão de Ajuste	2011	2011	17/02/2011	14,4	109,35
12º Leilão de Energia Nova (A-3)	2014	2033/2043	17/08/2011	8,1	102,07
11º Leilão de Ajuste	2011	2011/2012	30/09/2011	-	-
10º Leilão de Energia Existente (A-1)	2012	2015	30/11/2011	-	-
13º Leilão de Energia Nova (A-5)	2016	2035/2045	20/12/2011	19,7	102,18
12º Leilão de Ajuste	2012	2012	29/03/2012	-	-
13º Leilão de Ajuste	2012	2012	14/06/2012	-	-
14º Leilão de Ajuste	2012	2013	27/09/2012	-	-
14º Leilão de Energia Nova (A-3)	2015		cancelado	-	-
15º Leilão de Energia Nova (A-5)	2017	2036/2046	14/12/2012	6,8	91,25
15º Leilão de Ajuste	2013	2013	27/03/2013	-	-
16º Leilão de Ajuste	2013		cancelado	-	-
11º Leilão de Energia Existente (A-0)	2013	2014	24/06/2013	-	-
17º Leilão de Ajuste	2013	2013/2014	08/08/2013	-	-
16º Leilão de Energia Nova (A-5)	2018	2042/2047	29/08/2013	36,2	124,97
17º Leilão de Energia Nova (A-3)	2016	2035/2045	18/11/2013	28,4	124,43
18º Leilão de Energia Nova (A-5)	2018	2037/2042/2047	13/12/2013	73,3	109,93
12º Leilão de Energia Existente (A-1)	2014	2014/2015/2016	17/12/2013	288,6	177,19

Fonte: Resultado dos Leilões – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

(iv) Contratos de construção não terminada

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui contratos de construção não terminada.

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios**(v) Contratos de recebimentos futuros de financiamentos**

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui contratos de recebimentos futuros de financiamentos.

B. Outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras**Ativos e passivos regulatórios**

Em conformidade com a legislação em vigor, regulamentação emitida pela Aneel através de diversos atos e de acordo com as práticas contábeis anteriormente adotadas no Brasil, a Sociedade reconhecia em seus ativos e passivos os efeitos econômicos e financeiros das variações dos valores referentes aos custos incorridos na distribuição de energia elétrica que não estavam previstos nas tarifas de faturamento vigentes e que seriam incluídas nas tarifas no reajuste ou revisão tarifária seguintes. A contabilização desses ativos e passivos regulatórios deixou de estar refletida nas Demonstrações Financeiras da Companhia a partir da adoção do IFRS no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2010.

Atualmente não há suporte técnico na literatura internacional que permita a manutenção dos saldos de ativos e passivos regulatórios nas Demonstrações Financeiras. Este assunto está em estudo pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), e a conclusão não foi divulgada até o final de 2013.

Para fins regulatórios e de repasse às tarifas, a Elektro continuará fazendo o controle desses ativos e passivos regulatórios.

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

- 10.9. Comentários dos diretores em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.8, indicando: (a) como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras do emissor; (b) natureza e o propósito da operação; e (c) natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação.**

Arrendamento mercantil operacional	
(A)	Os valores pagos futuramente a título de arrendamento mercantil operacional serão contabilizados como despesa operacional nos exercícios em que forem pagos, seguindo a legislação vigente.
(B)	Arrendamentos obtidos por meio de contratos de aluguel de equipamentos, veículos e outros.
(C)	Em 31 de dezembro de 2013, as despesas incorridas na locação de infraestrutura de pontos de atendimento (callcenter), imóveis, veículos, computadores, impressoras e equipamentos e serviços de informática somaram R\$ 25,8 milhões.

Carteira de Recebíveis Baixada	
(A)	O principal risco envolvido na Carteira de Recebíveis baixada é o do próprio não recebimento desses montantes, que já foi reconhecido no Resultado da Companhia através da constituição para PDD (Provisão para Devedores Duvidosos) e sua posterior baixa para incobráveis. Passivos de outras naturezas relacionados a processos judiciais envolvendo essa Carteira são tratados adequadamente dentro das Contingências Passivas da Companhia, comentadas no item 10.1.H deste documento como provisões para ações judiciais e detalhadas na Nota Explicativa sobre Provisões e Contingências Passivas das Demonstrações Financeiras da Companhia.
(B)	Carteira de recebíveis baixada para incobráveis, cujo critério segue a Instrução Normativa SRF nº 093/1997, art. 24.
(C)	Em 31 de dezembro de 2013, as cobranças efetuadas por empresa terceirizada somaram R\$ 94,6 milhões e as cobranças judiciais foram de R\$ 47,7 milhões.

Contratos de Compra Futura de Energia	
(A)	Os custos incorridos nos contratos de compra de energia são reconhecidos no Resultado da Companhia, na linha de custos operacionais.
(B)	Os leilões de energia são o principal mecanismo através do qual a Companhia contrata a energia a ser distribuída em sua área de concessão e o longo período de suprimento contratado é inerente às características do negócio de distribuição de energia.
(C)	Em 2013, 59,9% do suprimento de energia para a Elektro foi realizado através de contratos provenientes de Leilões de Energia no Ambiente Regulado.

Ativos e passivos regulatórios	
(A)	Os efeitos econômicos e financeiros das variações nos custos “não gerenciáveis” incorridos na distribuição de energia elétrica são contabilizados em uma conta de Compensação dos Itens da Parcela A (CVA) para serem repassados próximo reajuste ou revisão tarifária. Contudo, a contabilização desses ativos e passivos regulatórios deixou de estar refletida nas Demonstrações Financeiras da Companhia a partir da adoção do IFRS no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2010.
(B)	Em conformidade com a legislação regulatória em vigor emitida pela Aneel através de diversos atos e de acordo com as práticas contábeis anteriormente adotadas no Brasil, a Sociedade não reconhece no ativo ou no passivo os efeitos econômicos e financeiros das variações dos valores referentes aos custos incorridos na distribuição de energia elétrica que não estão previstos na tarifa do faturamento em vigor e que serão incluídos na tarifa no próximo reajuste ou revisão tarifária uma vez que estes ativos e passivos regulatórios não atendem à definição de ativos e passivos de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC - Estrutura Conceitual, não havendo suporte técnico na literatura internacional que permita a manutenção destes saldos nas Demonstrações Financeiras, pois o saldo não é individualizado, a realização depende de receita futura (consumo) e os valores não podem ser vendidos ou securitizados.

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

	Este assunto está em estudo pelo <i>International Accounting Standards Board</i> (IASB), e a conclusão não foi divulgada até o final de 2013.
(C)	Os efeitos de ativos e passivos regulatórios não impactam as Demonstrações Societárias da Companhia.