

Índice

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos	1
5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado	2
5.3 - Descrição - Controles Internos	7
5.4 - Alterações significativas	8
5.5 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos	9

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	10
10.2 - Resultado operacional e financeiro	23
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	25
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	26
10.5 - Políticas contábeis críticas	31
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	33
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	34
10.8 - Plano de Negócios	35
10.9 - Outros fatores com influência relevante	37

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

5.1. Em relação aos riscos indicados no item 4.1, informar:

- a. se o emissor possui uma política formalizada de gerenciamento de riscos, destacando, em caso afirmativo, o órgão que a aprovou e a data de sua aprovação, e, em caso negativo, as razões pelas quais o emissor não adotou uma política

A Companhia possui políticas (não formalizadas) de mitigação de riscos e adota estratégias operacionais e financeiras visando manter a liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos. Com essa finalidade, mantém sistemas gerenciais de controle e acompanhamento das suas transações financeiras e seus respectivos valores, com o objetivo de monitorar os riscos e taxas praticadas pelo mercado.

- b. os objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos, quando houver, incluindo:

- i. os riscos para os quais se busca proteção
- ii. os instrumentos utilizados para proteção
- iii. a estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

A Companhia não possui uma política formalizada para mitigação dos riscos.

- c. a adequação da estrutura operacional e de controles internos para verificação da efetividade da política adotada

Não aplicável.

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

5.2 Em relação aos riscos de mercado indicados no item 4.2, informar:

- a. se o emissor possui uma política formalizada de gerenciamento de riscos de mercado, destacando, em caso afirmativo, o órgão que a aprovou e a data de sua aprovação, e, em caso negativo, as razões pelas quais o emissor não adotou uma política.

A Companhia possui políticas (não formalizadas) de mitigação de riscos financeiros, e adota estratégias operacionais e financeiras visando manter a liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos financeiros. Com essa finalidade, mantém sistemas gerenciais de controle e acompanhamento das suas transações financeiras e seus respectivos valores, com o objetivo de monitorar os riscos e taxas praticadas pelo mercado.

- b. os objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos de mercado, quando houver, incluindo:

- i. os riscos de mercado para os quais se busca proteção
- ii. a estratégia de proteção patrimonial (hedge)
- iii. os instrumentos utilizados para proteção patrimonial (hedge)
- iv. os parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos
- v. se o emissor opera instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial (hedge) e quais são esses objetivos
- vi. a estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos de mercado

Fatores de risco

A linha de negócio da Companhia está dentro da sua estratégia, sintonizada com a gestão financeira de melhores práticas para minimização de riscos financeiros, e observando os aspectos regulatórios.

a) Risco de crédito

Esse risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Esse risco é avaliado como baixo, considerando a pulverização do número de clientes e o comportamento estatístico dos níveis de arrecadação.

Adicionalmente, a Companhia tem o direito de interromper o fornecimento de energia caso o cliente deixe de realizar o pagamento de suas faturas, dentro de parâmetros e prazos definidos pela legislação e regulamentação específica. A provisão para créditos de liquidação duvidosa é estabelecida em montante julgado suficiente, pela Administração da Companhia, para cobrir prováveis riscos de realização das contas a receber.

b) 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, poderá a Ampla 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.

c) Gestão do risco de capital

A Companhia administra seu capital, para assegurar as suas atividades normais, ao mesmo tempo em que maximizam o retorno a todas as partes interessadas ou envolvidas em suas operações, por meio da otimização do saldo das dívidas e do patrimônio.

A estrutura de capital da Companhia é formada pelo endividamento líquido e pelo patrimônio líquido da Companhia. O índice de endividamento no exercício findo em 31 de dezembro de 2015 é de 49% e em 2014 de 39%.

d) Risco de encargos de dívida

Este risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de dívida, como por exemplo, indicadores de inflação, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado. Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia possuía 90,1% da dívida total indexada a taxas variáveis, sendo que 13,7% eram atrelados a indicadores menos voláteis às oscilações do mercado, como a TJLP contraídos com o BNDES. Com finalidade de evitar riscos com variações nos índices de mercado, 6,6% das dívidas variáveis (5,96% do total) tiveram suas taxas fixadas através de contrato de swap.

Os ajustes a débito e a crédito dessas operações estão registrados nas demonstrações financeiras. Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia apurou um resultado positivo não realizado na operação de swap no montante de R\$ 7.297 (R\$ 10.640 em 2014), e possui reconhecido o saldo das perdas com os instrumentos financeiros derivativos reconhecidos diretamente no patrimônio em outros resultados abrangentes no valor de R\$ 3.683 (R\$ 2.709 em 2014).

e) Risco de liquidez

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

A Companhia gerencia o risco de liquidez mantendo adequadas reservas, linhas de crédito bancárias para captação de recursos para capital de giro e para empréstimos e financiamentos que julgue adequados, através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, e pela combinação dos perfis de vencimento dos ativos e passivos financeiros. A liquidez da Companhia é gerida através do monitoramento dos fluxos de caixa previstos e realizados com o objetivo de se prever as possíveis necessidades de caixa no curto prazo. Com o intuito de assegurar a capacidade dos pagamentos de suas obrigações de maneira conservadora, a gestão de aplicações financeiras tem foco em instrumentos de curtos prazos, prioritariamente com vencimentos diárias, de modo a promover máxima liquidez.

As tabelas abaixo apresentam informações sobre os vencimentos futuros dos empréstimos, financiamentos e debêntures da Companhia que estão sendo considerados nos fluxo de caixa projetado:

	Menos de um mês	De um a três meses	De três meses a um ano	De um a cinco anos	Mais de cinco anos	Total
31 de dezembro de 2015						
Empréstimos e financiamentos pré-fixados	2.091	4.123	18.261	86.725	25.897	137.097
Empréstimos e financiamentos pós-fixados	9.545	18.810	114.037	2.202.595	45.219	2.390.206
Debêntures	22.852	-	275.176	1.085.561	-	1.383.589
	34.488	22.933	407.474	3.374.881	71.116	3.910.892
31 de dezembro de 2014						
Empréstimos e financiamentos pré-fixados	2.609	5.661	24.321	109.437	48.529	190.557
Empréstimos e financiamentos pós-fixados	8.059	21.129	99.547	508.706	23.950	661.391
Debêntures	17.112	-	138.818	1.267.793	-	1.423.723
	27.780	26.790	262.686	1.885.936	72.479	2.275.671

Os valores previstos para os próximos vencimentos dos instrumentos financeiros derivativos que estão contemplados nos fluxos de caixa da Companhia estão dispostos abaixo:

	De três meses a um ano	De um a cinco anos	Total
31 de dezembro de 2015			
"Swaps" de juros 03/09/12	(2.850)	(1.632)	(4.482)
"Swaps" de juros 08/11/12	(1.726)	-	(1.726)
	(4.576)	(1.632)	(6.208)
31 de dezembro de 2014			
"Swaps" de juros 03/09/12	(2.765)	(1.871)	(4.636)
"Swaps" de juros 08/11/12	(2.574)	-	(2.574)
	(5.339)	(1.871)	(7.210)

Para se prever de qualquer necessidade emergencial de caixa, a Companhia tem a seu dispor a opção de utilizar, no curto prazo, limites de contas garantidas no valor de R\$ 50.000 e linhas comprometidas no valor de R\$ 170.000 contratadas em 31 de dezembro de 2015.

Valorização dos instrumentos financeiros

O método de mensuração utilizado para cômputo do valor de mercado dos instrumentos financeiros foi o fluxo de caixa descontado, considerando expectativas de liquidação desses ativos e passivos, taxas de mercado vigentes e respeitando as particularidades de cada instrumento na data do balanço:

	Categoria	Nível	31/12/2015		31/12/2014	
			Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Ativo						
Caixa e equivalente de caixa	Valor justo por meio de resultado	2	134.126	134.126	114.774	114.774
Titulos e valores mobiliários	Valor justo por meio de resultado	2	107.359	107.359	18.152	18.152
Cauções e depósitos vinculados	Empréstimos e recebíveis	2	40.923	40.923	27.854	27.854
Consumidores	Empréstimos e recebíveis	2	984.159	984.159	563.230	563.230
Instrumentos financeiros derivativos - Swap	Empréstimos e recebíveis	2	7.297	7.297	10.640	10.640
Empréstimos com Partes relacionadas em moed	Empréstimos e recebíveis	2	8.594	8.594	-	-
Valores a receber de parcela A e outros itens fina	Empréstimos e recebíveis	2	537.780	537.780	415.789	415.789
Ativo indenizável (concessão)	Disponível para venda	3	1.832.491	1.832.491	1.342.255	1.342.255
Passivo						
Empréstimos e financiamentos em moeda nacion	Outros passivos financeiros	2	1.551.289	1.442.068	685.647	683.667
Debêntures em moeda nacional	Outros passivos financeiros	2	1.133.331	1.101.586	1.122.888	1.124.638
Fornecedores	Outros passivos financeiros	2	916.038	916.038	660.965	660.965

As aplicações financeiras registradas nas demonstrações financeiras (classificadas tanto como caixa e equivalentes de caixa quanto títulos e valores mobiliários) aproximam-se dos valores de mercado, pois são efetuadas a juros pós-fixados.

Valor justo hierárquico

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

A Companhia usa a seguinte hierarquia para determinar e divulgar o valor justo de instrumentos financeiros pela técnica de avaliação:

- Nível 1 - dados provenientes de mercado ativo (preço cotado não ajustado) de forma que seja possível acessar diariamente inclusive na data da mensuração do valor justo;
- Nível 2 - dados diferentes dos provenientes de mercado ativo (preço cotado não ajustado) incluídos no Nível 1, extraído de modelo de precificação baseado em dados observáveis de mercado;
- Nível 3 - dados extraídos de modelo de precificação baseado em dados não observáveis de mercado.

Instrumento financeiro derivativo

Os valores da curva e de mercado do instrumento financeiro (swap) de 31 de dezembro de 2015 estão dispostos abaixo:

Derivativo	Valor da curva	Valor de mercado	Diferença
Swap DI x PRÉ 03.09.12 HSBC Bank Brasil S.A.	205	5.591	5.386
Swap DI x PRÉ 08.11.12 HSBC Bank Brasil S.A.	135	1.706	1.571

A estimativa de valor de mercado das operações de swap foi elaborada baseando-se no modelo de fluxos futuros a valor presente, descontados a taxas de mercado apresentadas pela BM&F na posição de 31 de dezembro de 2015.

A Companhia possui instrumentos derivativos com objetivo exclusivo de proteção econômica e financeira. Em 31 de dezembro de 2015 havia 2 (dois) contratos de swap CDI para taxa fixa, a fim de diminuir a exposição às flutuações dos índices de mercado, conforme demonstrado abaixo:

Descrição Contratos de swaps:	Contraparte	Data dos contratos	Data de vencimento	Posição	Valores de referência	
					Moeda local 31/12/2015	31/12/2014
Valor	HSBC BANK BRASIL S.A.	03/09/2012	16/06/2017	CDI + 1,02%aa 10,05% aa	(5.591)	(6.235)
Valor	HSBC BANK BRASIL S.A.	08/11/2012	15/06/2016	CDI + 1,20%aa 9,59% aa	(1.706)	(4.405)

As operações de derivativos são realizadas a fim de proteger o caixa da Companhia. A contratação dos derivativos é realizada com bancos “Investment Grade” com “expertise” necessária para as operações. A Companhia tem por política não negociar e/ou contratar derivativos especulativos.

Análise de sensibilidade suplementar sobre instrumentos financeiros

Essas análises têm por objetivo ilustrar a sensibilidade a mudanças em variáveis de mercado nos instrumentos financeiros da Companhia. A Administração da Companhia revisa regularmente essas estimativas e premissas utilizadas nos cálculos. Não obstante, a liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores diferentes dos estimados devido à subjetividade inerente ao processo utilizado na preparação dessas análises.

Vide abaixo análise de sensibilidade nas dívidas da Companhia estabelecida através da projeção das despesas financeiras para os próximos 12 meses de acordo com a curva futuro dos indicadores divulgada pela BM&F:

Indexador do contrato	31/12/2015	Cenário + 25%		Cenário + 50%	
		Cenário	Efeito líquido no resultado	Cenário	Efeito líquido no resultado
CDI	215.701	259.670	43.969	302.368	86.667
IPCA	95.502	112.794	17.292	125.983	30.481
TJLP	32.767	37.805	5.038	42.781	10.014
FIXO	6.500	6.500	-	6.500	-
Total	350.470	416.769	66.299	477.632	127.162

Em seguida, apresenta-se a análise de sensibilidade estabelecida com o uso de cenários e projeções em relação a eventos futuros relativos ao comportamento do swap da Companhia:

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

Contrato	31/12/2015	Cenário + 25%		Cenário + 50%	
		Cenário	Efeito líquido no resultado	Cenário	Efeito líquido no resultado
Debênture 1ª série - 6ª, 7ª e 8ª emissões	19.073	23.177	4.104	27.162	8.089
Swap ponta ativa	(19.073)	(23.177)	(4.104)	(27.162)	(8.089)
Swap ponta passiva	11.084	11.084	-	11.084	-
Total	11.084	11.084	-	11.084	-

Conforme demonstrado acima, a variação do CDI sobre a parcela da dívida coberta pelo swap é compensada inteiramente pelo resultado oposto de sua ponta ativa. Ao mesmo tempo em que os encargos dessa dívida são substituídos pelos juros fixos da ponta passiva, evitando que oscilações do mercado afetem as despesas financeiras da Companhia.

A Companhia possui instrumentos financeiros derivativos designados em operações de hedge de fluxo de caixa representado por contrato de swap, visando proteção parcial a exposição da taxa CDI produzida por suas debêntures. A parcela eficaz do hedge de fluxo de caixa é reconhecida diretamente no patrimônio líquido em outros resultados abrangentes e posteriormente reclassificado para o resultado quando o item de hedge afetar o resultado.

Hedge de fluxo de caixa

Fornece proteção contra a variação nos fluxos de caixa que seja atribuível a um risco particular associado a um ativo ou passivo reconhecido ou a uma transação prevista altamente provável e que possa afetar o resultado.

No reconhecimento inicial de uma relação de hedge, a Companhia classifica formalmente e documenta a relação de hedge à qual a Companhia deseja aplicar contabilidade de hedge, bem como o objetivo e a estratégia de gestão de risco da administração para levar a efeito o hedge. A documentação inclui a identificação do instrumento de hedge, o item ou transação objeto de hedge, a natureza do risco objeto de hedge, a natureza dos riscos excluídos da relação de hedge, a demonstração prospectiva da eficácia da relação de hedge e a forma como a Companhia irá avaliar a eficácia do instrumento de hedge para fins de compensar a exposição a mudanças no valor justo do item objeto de hedge ou fluxos de caixa relacionados ao risco objeto de hedge. Quanto ao hedge de fluxos de caixa, a demonstração do caráter altamente provável da transação prevista objeto do hedge, assim como os períodos previstos de transferência dos ganhos ou perdas decorrentes dos instrumentos de hedge do patrimônio líquido para o resultado, são também incluídos na documentação da relação de hedge. Espera-se que esses hedges sejam altamente eficazes para compensar mudanças no valor justo ou fluxos de caixa, sendo permanentemente avaliados para verificar se foram, de forma efetiva, altamente eficaz ao longo de todos os períodos-base para os quais foram destinados.

Se o instrumento de hedge expirar ou for vendido, encerrado ou exercido sem substituição ou rolagem (como parte da estratégia de hedging), ou se a sua classificação como hedge for revogada, ou quando a cobertura deixar de cumprir os critérios de contabilização de hedge, os ganhos ou perdas anteriormente reconhecidos no resultado abrangente permanecem separadamente no patrimônio líquido até que a transação prevista ocorra ou o compromisso firme seja cumprido.

Cobertura de seguros

Os principais ativos em serviço da Companhia estão segurados por uma apólice de risco operacional do Grupo Enel. A Companhia também mantém um seguro de responsabilidade civil que faz parte do programa de seguros corporativos do Grupo Enel.

Riscos	Data de vigência		Importância segurada	Limite máximo de indenização
	De	Até		
Risco operacional	01/11/2015	31/10/2016	R\$ 1.505.861	R\$ 192.195
Responsabilidade civil	01/11/2015	31/10/2016	N/A	R\$ 768.780

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

A área de Gestão Financeira reporta diretamente ao Diretor Financeiro e de Relação com Investidores.

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

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

5.3. Em relação aos controles adotados pelo emissor para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis, indicar:

a. as principais práticas de controles internos

Para atendimento à lei americana Sarbanes Oxley (SOx) e à lei italiana 262/05, todas as atividades de controle dos processos que geram as informações para formação dos números das demonstrações financeiras são avaliados e certificadas semestralmente pelos donos dos controles e dos processos, que posteriormente é assinado pelo Presidente da empresa.

b. as estruturas organizacionais de controles internos

A organização possui uma área própria e independente de Controles Internos com uma equipe exclusiva dedicada ao tema que é responsável por gerenciar todas as atividades e processos de controles internos juntamente com os usuários no sistema denominado GRC-PC que é próprio da Companhia. Adicionalmente, o monitoramento do sistema e da área é realizado por equipes próprias de Controles Internos situados nos países de origem dos controladores, Chile e Itália.

c. se e como os trabalhos de controles internos são supervisionados pela administração do emissor, indicando quem é responsável pelo referido acompanhamento

Os trabalhos de controles internos são revisados periodicamente pela área de auditoria interna da Companhia no Brasil, liderada pelo Sr. Leonel Javier Sanchez Vallone, que reporta diretamente ao Presidente. A empresa também possui auditoria externa que é realizada pela empresa BDO RCS AUDITORES IND S/S, representada pelo seu sócio Sr. Jairo da Rocha Soares, que realiza trabalhos de auditoria dos controles internos.

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

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

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.5 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e

Todas as informações relevantes foram divulgadas nos itens anteriores.

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

10.1. Os diretores devem comentar sobre:

a) condições financeiras e patrimoniais gerais

A diretoria entende que a Companhia apresenta condições financeiras e patrimoniais suficientes para desenvolver as atividades do seu negócio. Os indicadores financeiros e patrimoniais apresentados nos últimos três anos, conforme tabela abaixo, demonstram uma elevação do nível de endividamento [Dívida Líquida/(Dívida Líquida+Patrimônio Líquido)], chegando a 49% em dezembro/15, mas o mesmo ainda se mantém abaixo da referência de mercado e abaixo da média sugerida pela regulamentação do setor elétrico. O Índice Dívida Líquida sobre EBITDA, por sua vez, se elevou fortemente em 2015, demonstrando forte pressão financeira, a qual foi amenizada pelo uso de financiamento intercompanhia da controladora (Enel Brasil), em regime de subordinação às demais dívidas da Companhia, como parte do processo de renegociação de covenants realizado preventivamente pela empresa no último trimestre do ano.

A Companhia apresenta liquidez suficiente para cobrir seus investimentos planejados, suas despesas, suas dívidas e outras obrigações, complementando a geração de caixa com financiamentos no mercado financeiro e respaldando-se adicionamente com um colchão de liquidez (usando linhas comprometidas e garantidas com bancos, além de autorização da Aneel para elevar o volume de dívidas intercompanhias, caso seja necessário).

Em sua estratégia financeira, a Companhia busca: (i) preservar níveis de liquidez com a contratação de linhas de back-up financeiro e autorização do regulador para usar empréstimos intercompanhia provenientes de outras empresas do Grupo (principalmente seu controlador Enel Brasil); (ii) financiar investimentos com recursos de mais longo prazo disponíveis no mercado, priorizando fontes oficiais que permitam menores custos e vencimentos mais longos; (iii) diversificar os indexadores das dívidas, de forma a manter um portfólio de dívidas equilibrado face à volatilidade de mercado; (iv) monitorar oportunidades de alongamento da dívida e redução de custos financeiros, por meio de renegociação de contratos ou realização de operações de hedge financeiro.

Em 17 de março de 2016, a Standard & Poor's Rating Services ("S&P") reafirmou os ratings 'BB' na escala global e 'brAA-' na Escala Nacional Brasil atribuídos à Companhia. A perspectiva desses ratings em ambas as escalas permanece negativa. Este nível de rating, e o apoio financeiro do Grupo controlador, mantém a Companhia com capacidade de acesso ao mercado bancário e de capitais.

Também reafirmaram os ratings 'brAA-' atribuídos às 6^a, 7^a e 8^a emissões de debêntures da empresa e retiramos o rating de recuperação '3H' dessas dívidas.

A Ampla Energia encerrou 2015 com o custo da dívida médio em 10,61% a.a., ou CDI + 0,26% a.a., custo este que reflete uma composição equilibrada do portfólio de financiamentos da Companhia.

Indicadores de Endividamento	2015	2014	2013
Dívida Líquida / EBITDA	6,93	1,80	1,33
EBITDA / Encargos de Dívida	1,50	6,59	8,78
Dívida Líquida / (Dívida Líquida + PL)	0,49	0,39	0,33
Indicadores de Liquidez		2014	2013
Liquidez Geral - (Ativo Circulante+Ativo Não Circulante)/(Passivo Circulante+Passivo Não Circulante)	1,51	1,75	1,77
Liquidez Corrente (Ativo Circulante/Passivo Circulante)	1,19	1,37	1,25
Liquidez Imediata (Caixa e Equivalentes e Aplicações Financeiras/Passivo Circulante)	0,13	0,12	0,18

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

- i. hipóteses de resgate
- ii. fórmula de cálculo do valor de resgate

Estrutura de capital – calculada considerando relação: dívida bruta/(dívida bruta + patrimônio líquido), nos últimos 3 exercícios:

Situação Patrimonial	2015	2014	2013
Capital Próprio - Patrimônio Líquido	2.513.420	2.593.172	2.480.825
Capital de Terceiros - Dívida Bruta	2.435.836	1.664.968	1.289.040
Capital Total	4.949.256	4.258.140	3.769.865
% Capital Próprio	51%	61%	66%
% Capital Terceiros	49%	39%	34%

A companhia não possui ações resgatáveis, portanto os itens 10.b.1 e 10.b.2 não são aplicáveis.

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

c) capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

Nos financiamentos junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, nas operações de capital de giro e debêntures, a Companhia comprometeu-se a cumprir as seguintes obrigações durante a vigência dos contratos, as quais foram adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2015, exceto por um contrato específico de repasse de recursos do BNDES, contratado em 2011, para o qual a Companhia obteve waiver para o fechamento do 4T15 (o qual não foi possível aditar ainda em 2015, no processo de renegociação de covenants realizado preventivamente pela empresa no último trimestre do ano, e que resultou na subordinação de contratos de dívida intercompanhia no valor de cerca de R\$ 870 milhões, por um período de 4 anos)..

Obrigações Especiais Financeiras - Covenants	Fonte Exigência	Valor Compromissado	Índice em 31/12/2015
Dívida Financeira Líquida / EBITDA (máximo)	BNDES	3,5	2,95
Dívida Financeira Líquida / (PL + Dívida Financeira Líquida) (máximo)	BNDES	0,6	0,38
Dívida Financeira Líquida / EBITDA (máximo)	Capital de giro	3,5	1,23
EBITDA / Despesas Financeiras Líquidas (mínimo)	Capital de giro	1,75	2,37

Considerando a sua capacidade de geração de caixa, o acesso aos mercados para a captação de recursos e o colchão de liquidez que a companhia mantém, a Companhia deverá manter condições de honrar os seus compromissos financeiros atualmente contratados e financiar investimentos futuros.

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

As principais exigências de caixa da Companhia compreendem: (i) pagamento dos custos operacionais; (ii) realização de investimentos; (iii) pagamento de encargos e amortizações de dívidas; e (iv) dividendos aos acionistas.

Para manutenção da liquidez e atendimento das necessidades de caixa, a companhia utiliza-se principalmente de: (i) receita do fornecimento de energia elétrica aos clientes; (ii) subvenções dos recursos federais, incorporadas na tarifa de energia; (iii) linhas de financiamento para capital de giro, incluindo operações de mútuo financeiro com empresas do próprio Grupo e linhas de crédito bancário; e (iv) linhas de financiamento de longo prazo para investimentos, prioritariamente BNDES, mas também emissão de debêntures..

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

Para eventuais coberturas do caixa a empresa pode utilizar-se de linhas de crédito bancário, em regime revolving, contratadas como contagarantida (R\$50 milhões) e linhas comprometidas com bancos (plenamente disponíveis por contrato, no valor de R\$ 170 milhões). Alternativamente a estas linhas de crédito, a companhia também pode utilizar operações de factoring, captar recursos de curto e médio prazo no mercado bancário, bem como acessar o mercado de capitais através de emissões de debêntures ou de notas promissórias.

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

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

i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes

As informações a respeito dos empréstimos e financiamentos em moeda nacional são:

Exercícios 2015, 2014 e 2013

Saldo das operações contratadas (valores em R\$ mil):

	31/12/2015			31/12/2014			31/12/2013		
	Encargos	Principal		Encargos	Principal		Encargos	Principal	
		Circulante	Não circulante		Circulante	Não circulante		Circulante	Não circulante
BNDES (Finame) (a)				-	-	-	3	1.884	-
BNDES (Capex 2011) (b)	207	10.139	45.626	245	10.139	55.765	265	10.139	65.904
BNDES (Capex 2011) (b)	185	19.375	29.062	230	19.305	48.263	278	19.305	67.568
BNDES (Capex 2011) (b)	205	19.375	29.062	258	19.305	48.263	311	19.305	67.568
BNDES (Capex 2012) (c)	80	8.256	52.977	92	8.297	61.539	91	4.149	69.836
BNDES (Capex 2012) (c)	398	23.528	82.348	431	23.412	105.356	440	11.706	128.768
BNDES (Capex 2012) (c)	441	23.528	82.348	484	23.412	105.356	495	11.706	128.768
BNDES (Capex 2014-2015) (d)	41	5.165	51.648						
BNDES (Capex 2014-2015) (d)	111	5.165	51.644						
Eletrobrás (d)	-	-	-	2	2.941	10.923	3	2.940	13.865
Eletrobrás (d)	-	-	-	2	2.655	7.268	2	2.650	9.917
Bradesco S.A. 4º, 5º e 6º contratos (f)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Banco do Brasil S.A (g)	1.813	-	100.000	1.384	-	100.000	1142	-	100.000
Banco do Brasil S.A (g)	424	-	30.000	320	-	30.000	251	-	30.000
Mútuo	1.085	-	877.053						
Total	4.990	114.530	1.431.769	3.448	109.466	572.733	3.281	83.784	682.194

Características das operações contratadas:

	Início	Vencimento	Tipo de Amortização	Garantias	Encargos Financeiros
BNDES (Capex 2011) (b)	15/08/2011	15/06/2021	Mensal	Recebíveis	8,7%
BNDES (Capex 2011) (b)	15/08/2011	15/06/2018	Mensal	Recebíveis	TJLP + 2,96%
BNDES (Capex 2011) (b)	15/08/2011	15/06/2018	Mensal	Recebíveis	TJLP + 3,96%
BNDES (Capex 2012-2013) (c)	16/08/2013	15/05/2023	Mensal	Recebíveis	3%
BNDES (Capex 2012-2013) (c)	16/08/2013	15/06/2020	Mensal	Recebíveis	TJLP + 2,80%
BNDES (Capex 2012-2013) (c)	16/08/2013	15/06/2020	Mensal	Recebíveis	TJLP + 3,80%
BNDES (Capex 2014-2015) (h)	28/12/2015	15/12/2021	Mensal	Recebíveis	TJLP + 3,10%
BNDES (Capex 2014-2015) (h)	28/12/2015	15/12/2021	Mensal	Recebíveis	SELIC + 3,18%
Banco do Brasil S.A (g)	19/11/2013	14/11/2019	Variável	-	107% CDI
Banco do Brasil S.A (g)	29/11/2013	25/11/2019	Variável	-	107% CDI
MÚTUO SUBORDINADO I	29/12/2015	07/08/2019	Variável	-	CDI + 1,65%
MÚTUO SUBORDINADO II	29/12/2015	07/08/2019	Variável	-	CDI + 2,75%
MÚTUO SUBORDINADO III	29/12/2015	07/08/2019	Variável	-	CDI + 2,75%
MÚTUO SUBORDINADO IV	29/12/2015	07/08/2019	Variável	-	CDI + 1,65%

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

Nos financiamentos junto a bancos para repasse de recursos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES e nas operações de capital de giro, a Companhia comprometeu-se a cumprir as seguintes obrigações durante a vigência dos contratos, as quais foram adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2015, exceto por um contrato específico de repasse de recursos do BNDES, contratado em 2011, para o qual a Companhia obteve waiver para o fechamento do 4T15 (o qual não foi possível aditar ainda em 2015, no processo de renegociação de covenants realizado preventivamente pela empresa no último trimestre do ano):

Contratos	Obrigações especiais financeiras	Limite
BNDES	Dívida Financeira Líquida / EBITDA (máximo)	3,5
BNDES	Dívida Financeira Líquida / (PL + Dívida Financeira Líquida) (máximo)	0,6
Capital de giro	Dívida Financeira Líquida / EBITDA (máximo)	3,5
Capital de giro	EBITDA / Despesas Financeiras Líquidas (mínimo)	2

A curva de amortização dos empréstimos e financiamentos do passivo não circulante, nos três últimos exercícios sociais, se apresenta da seguinte forma:

Curva de Amortização dos Empréstimos e Financiamentos	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013
2015	-	-	109.462
2016	114.530	109.332	109.332
2017	168.192	152.278	152.278
2018	148.818	131.592	131.592
Após 2018	1.263.576	138.700	179.530
Total	1.695.116	531.902	682.194

Variação dos da dívida acumulados nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013:

Indexador	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013
IPCA	10,67%	6,41%	5,91%
IGP-M	10,54%	3,69%	5,51%
TJLP	6,25%	5,00%	5,00%
CDI	13,24%	11,37%	8,06%
SELIC	13,27%	10,90%	8,22%

g) limites de utilização dos financiamentos já contratados

Contratos	Objeto	Valor Total	Desembolsado	Garantias
BNDES Capex 2011	Financiamento do CAPEX 2010/2011	331.397	97%	Recebíveis
BNDES Capex 2012-2013	Financiamento do CAPEX 2012/2013	450.171	79%	Recebíveis
BNDES Capex 2014-2015	Financiamento do CAPEX 2014/2015	476.613	24%	Recebíveis
Banco do Brasil	Capital de Giro	130.000	100%	-
Enel Brasil	Empréstimo subordinado com partes relacionadas/Capital de Giro	877.053	100%	-

Mutação de empréstimos e financiamentos:

	Moeda nacional		
	Circulante	Não circulante	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2013	87.065	682.194	769.259
Captações	-	-	-
Encargos provisionados	59.683	-	59.683
Transferências	109.461	(109.461)	-
Amortizações	(83.780)	-	(83.780)
Encargos pagos	(59.515)	-	(59.515)
Saldos em 31 de dezembro de 2014	112.914	572.733	685.647
Captações	1.897.416	-	1.897.416
Variação monetária	1.178	-	1.178
Conta Garantida	-	-	-
Encargos provisionados	121.279	-	121.279
Transferências	(859.036)	859.036	-
Amortizações	(1.034.494)	-	(1.034.494)
Encargos pagos	(119.737)	-	(119.737)
Saldos em 31 de dezembro de 2015	119.520	1.431.769	1.551.289

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

Debêntures

	31/12/2015		31/12/2014		31/12/2013	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
1ª série - 6ª emissão	58.869	-	59.008	58.500	-	117.000
2ª série - 6ª emissão	92.884	164.613	9.638	223.375	-	209.480
1ª série - 7ª emissão	50.624	50.000	428	100.000	-	100.000
2ª série - 7ª emissão	12.593	385.551	11.476	348.788	-	327.093
1ª série - 8ª emissão	11.050	150.000	8.392	150.000	-	-
2ª série - 8ª emissão	11.050	150.000	8.392	150.000	-	-
(-) Custo a amortizar	(1.202)	(2.701)	(1.206)	(3.903)	(-1084)	(2.929)
Total sem efeito de swap	235.868	897.463	96.128	1.026.760	(1.084)	750.644
Resultado das operações de swap	(1.912)	(5.385)	(259)	(10.381)	(93)	(13.256)
Total de debêntures líquido	233.956	892.078	95.869	1.016.379	(1.177)	737.388

Em 31 de dezembro de 2015, as debêntures são simples e não conversíveis em ações. Os instrumentos financeiros derivativos (swaps) encontram-se registrados no ativo circulante e não circulante nos valores de R\$ 1.912 (R\$ 259 em 2014) e R\$ 5.385 (R\$ 10.381 em 2014), respectivamente.

Características das emissões:

Características	6ª emissão		6ª emissão	
	1ª Série	2ª Série	1ª Série	2ª Série
Conversibilidade	Debêntures simples, não conversíveis em ações		Debêntures simples, não conversíveis em ações	
Espécie	Quirografária		Quirografária	
Tipo e forma	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados		Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados	
Quantidade de títulos	11.700 debêntures simples		18.300 debêntures simples	
Valor nominal	R\$ 10.000,00		R\$ 10.000,00	
Data de emissão	15 de junho de 2011		15 de junho de 2011	
Vencimento inicial	15 de junho de 2015		15 de junho de 2016	
Vencimento final	15 de junho de 2016		15 de junho de 2018	
Atualização monetária	Sem atualização		IPCA	
Repactuação	Não haverá		Não haverá	
Remuneração	CDI+1,2% a.a.		IPCA+7,90% a.a.	
Exigibilidade de juros	Semestral		Anual	
Amortizações	Em duas parcelas anuais		Em três parcelas anuais	
Data das amortizações	2015 e 2016		2016, 2017 e 2018	
Características	7ª emissão		7ª emissão	
	1ª Série	2ª Série	1ª Série	2ª Série
Conversibilidade	Debêntures simples, não conversíveis em ações		Debêntures simples, não conversíveis em ações	
Espécie	Quirografária		Quirografária	
Tipo e forma	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados		Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados	
Quantidade de títulos	10.000 debêntures simples		30.000 debêntures simples	
Valor nominal	R\$ 10.000,00		R\$ 10.000,00	
Data de emissão	15 de junho de 2012		15 de junho de 2012	
Vencimento inicial	15 de junho de 2016		15 de junho de 2017	
Vencimento final	15 de junho de 2017		15 de junho de 2019	
Atualização monetária	Sem atualização		IPCA	
Repactuação	Não haverá		Não haverá	
Remuneração	CDI+1,02% a.a.		IPCA+6,00% a.a.	
Exigibilidade de juros	Semestral		Anual	

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

Características	Em duas parcelas anuais 2016 e 2017	Em três parcelas anuais 2017, 2018 e 2019
	8ª emissão 1ª Série	8ª emissão 2ª Série
Conversibilidade	Debêntures simples, não conversíveis em ações	Debêntures simples, não conversíveis em ações
Espécie	Quirografária	Quirografária
Tipo e forma	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados
Quantidade de títulos	15.000 debêntures simples	15.000 debêntures simples
Valor nominal	R\$ 10.000,00	R\$ 10.000,00
Data de emissão	16 de julho de 2014	16 de julho de 2014
Vencimento inicial	15 de julho de 2017	15 de julho de 2017
Vencimento final	15 de julho de 2019	15 de julho de 2019
Atualização monetária	Sem atualização	Sem atualização
Repactuação	Não haverá	Não haverá
Remuneração	CDI+1,45% a.a.	CDI+1,45% a.a.
Exigibilidade de juros	Semestral	Semestral
Amortizações	Em três parcelas anuais	Em três parcelas anuais
Data das amortizações	2017, 2018 e 2019	2017, 2018 e 2019

6ª Emissão

Em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 12 de maio de 2011, foi aprovada a 6ª emissão das debêntures, que tem como objetivo o pagamento e/ou amortização de dívidas vincendas da Companhia.

7ª Emissão

Em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 27 de abril de 2012, foi aprovada a 7ª emissão das debêntures, que tem como objetivo o pagamento e/ou amortização de dívidas vincendas, assim como reforçar o capital de giro da Companhia.

8ª Emissão

Em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 25 de junho de 2014, foi aprovada a 8ª emissão das debêntures, que tem como objetivo o pagamento e/ou amortização de dívidas vincendas, assim como reforçar o capital de giro da Companhia.

O quadro abaixo demonstra a curva de amortizações das debêntures:

	2015	2016	2017	2018	Após 2018	Total
1ª série - 6ª emissão	-	58.500	-	-	-	58.500
2ª série - 6ª emissão	-	74.459	74.458	74.458	-	223.375
1ª série - 7ª emissão	-	50.000	50.000	-	-	100.000
2ª série - 7ª emissão	-	-	116.263	116.263	116.262	348.788
1ª série - 8ª emissão	-	-	50.000	50.000	50.000	150.000
2ª série - 8ª emissão	-	-	50.000	50.000	50.000	150.000
(-) Custo de transação	-	(1.138)	(972)	(798)	(995)	(3.903)
Total a amortizar	-	181.821	339.749	289.923	215.267	1.026.760

ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras

A Companhia mantém relacionamento de longo prazo com vários bancos, que se traduz sobretudo em contratos de financiamento de investimentos com recursos do BNDES. Além disso, a Companhia ainda dispõe de limites previamente aprovados com vários bancos para a realização de novas operações de financiamento de longo prazo.

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

iii. grau de subordinação entre as dívidas

Não há condição de subordinação entre as dívidas com o mercado financeiro e de capitais contraídas pela Companhia, que integram as demonstrações financeiras correspondentes aos três últimos exercícios. A Companhia contratou dívidas intercompanhia com seu controlador (Enel Brasil), no valor de R\$ 877 milhões, as quais foram subordinadas às demais dívidas da empresa, conforme acordo com os credores no processo de renegociação de covenants financeiros, realizado preventivamente no ultimo trimestre de 2015.

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

Nos financiamentos com bancos repassadores de recursos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, a Companhia comprometeu-se a cumprir anualmente as seguintes obrigações durante a vigência dos contratos:

Contratos	Obrigações especiais financeiras	Limite
BNDES 2011	Dívida Financeira Líquida / EBITDA (máximo)	3,50
BNDES 2011	Dívida Financeira Líquida / (PL + Dívida Financeira Líquida) (mínimo)	0,60
BNDES 2012 e 2014	Dívida Bancária Líquida / EBITDA (máximo)	3,50
BNDES 2012 e 2014	Dívida Bancária Líquida/ (PL + Dívida Bancária Líquida) (máximo)	0,60

Em 31 de dezembro de 2015, as obrigações acima foram atendidas, exceto o indicador “Dívida Financeira Líquida / EBITDA”, para o qual a Companhia obteve o waiver com os bancos financiadores para uma operação específica, contrtada em 2011, e está em processo de formalização para modificar o critério de cálculo do covenant.

No caso das debêntures, a Companhia obteve aprovação em dez/15, através de Assembleias de Debenturistas, para modificar a fórmula de cálculo dos covenants. A Companhia está sujeita à manutenção dos seguintes índices financeiros, calculados trimestralmente, com base em suas informações trimestrais, os quais foram atingidos em 31 de dezembro de 2015.

Obrigações especiais financeiras	Limites		
	6ª Emissão	7ª Emissão	8ª Emissão
Dívida Financeira Líquida / EBITDA (máximo)	3,75	3,75	3,75
EBITDA / Despesas Financeiras Líquidas (mínimo)	1,75	1,75	-
Dívida Financeira Líquida / (Dívida Financeira Líquida + Patrimônio Líquido) (máximo)	-	-	0,60

Além disso, os contratos relativos à maior parte das dívidas de longo prazo da Companhia contêm cláusulas de vencimento antecipado cruzado (*cross acceleration default*), de modo que o vencimento antecipado de um dos contratos poderá acarretar a aceleração do vencimento de outros contratos.

g) limites de utilização dos financiamentos já contratados

Contratos	Objeto	Valor Total	Desembolsado	Garantias
BNDES Capex 2011	Financiamento do CAPEX 2010/2011	331.397	97%	Recebíveis
BNDES Capex 2012-2013	Financiamento do CAPEX 2012/2013	450.171	79%	Recebíveis
BNDES Capex 2014-2015	Financiamento do CAPEX 2014/2015	476.613	24%	Recebíveis
Banco do Brasil	Capital de Giro	130.000	100%	-
Enel Brasil	Empréstimo subordinado com partes relacionadas/Capital de Giro	877.053	100%	-

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

h) alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

	2015	%	2014	%	2013	%	Var. % 2015 x 2014	Var. % 2014 x 2013
Receita Operacional	8.542.303	100,00%	6.139.919	100,00%	5.234.954	100,00%	39,1%	17,3%
Fornecimento de Energia	6.325.972	74,05%	4.731.920	77,07%	4.342.378	82,95%	33,7%	9,0%
Valores a Receber de Parcela A e outros itens financeiros	885.415	10,37%	415.789	6,77%	-	0,00%	> 100,0%	> 100,0%
Baixa Renda	49.851	0,58%	60.769	0,99%	61.198	1,17%	-18,0%	-0,7%
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	134.715	1,58%	126.801	2,07%	94.458	1,80%	6,2%	34,2%
Suprimento de Energia Elétrica	66.560	0,78%	54.197	0,88%	39.902	0,76%	22,8%	35,8%
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	246.762	2,89%	164.663	2,68%	182.657	3,49%	49,9%	-9,9%
Receita de Construção	761.538	8,91%	508.161	8,28%	444.206	8,49%	49,9%	14,4%
Outras Receitas	71.490	0,84%	77.619	1,26%	70.155	1,34%	-7,9%	10,6%
Deduções da Receita	(3.364.923)	100,00%	(1.558.527)	100,00%	(1.385.522)	100,00%	> 100,0%	11,9%
ICMS	(1.698.658)	50,48%	(1.211.660)	77,74%	(1.109.834)	80,10%	40,2%	9,2%
PIS	(135.752)	4,03%	(44.675)	2,87%	(48.210)	3,48%	> 100,0%	-7,3%
COFINS	(625.281)	18,58%	(205.776)	13,20%	(167.513)	12,09%	> 100,0%	22,8%
ISS	(3.103)	0,09%	(2.686)	0,17%	(2.832)	0,20%	15,5%	-5,2%
Encargo Setorial CDE	(854.498)	25,39%	(50.554)	3,24%	(34.468)	2,49%	> 100,0%	46,7%
Programa de Eficiência Energética e P&D	(37.728)	1,12%	(35.514)	2,28%	(33.675)	2,43%	6,2%	5,5%
Taxa de Fiscalização da ANEEL	(9.903)	0,29%	(7.662)	0,49%	11.198	-0,81%	29,2%	-100,0%
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargo de Capacidade/Aquisição Emergencial/Outros	-	-	-	-	(188)	0,01%	-	-100,0%
Receita Operacional Líquida	5.177.380		4.581.392		3.849.432		13,0%	19,2%
Custo do Serviço / Despesa Operacional	(5.048.019)	100,00%	(3.867.808)	100,00%	(3.101.171)	100,00%	30,5%	23,7%
Custos e despesas não gerenciáveis	(3.162.056)	100,00%	(2.438.029)	100,00%	(1.770.875)	100,00%	29,7%	
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(2.792.124)	88,30%	(2.205.952)	89,48%	(1.509.634)	85,25%	26,6%	46,1%
Encargos de Uso/de Serviço do Sistema	(369.932)	11,70%	(232.077)	10,52%	(253.513)	14,32%	59,4%	38,1%
Taxa de Fiscalização da ANEEL	-	-	-	-	(7.728)	0,44%	-	-
Custos e despesas gerenciáveis	(1.885.963)	100,00%	(1.429.779)	100,00%	(1.330.296)	100,00%	31,9%	4,5%
Pessoal	(187.871)	9,96%	(162.167)	11,34%	(153.203)	11,52%	15,9%	5,9%
Material e Serviços de Terceiros	(448.293)	23,77%	(313.473)	21,92%	(283.482)	21,31%	43,0%	10,6%
Custo de Desativação de Bens	(18.008)	0,95%	(41.008)	2,87%	(93.242)	7,01%	-56,1%	-56,0%
Depreciação e Amortização	(222.095)	11,78%	(213.700)	14,95%	(219.347)	16,49%	3,0%	-2,6%
Provisões para Créditos de Liquidação Dúvida	(128.153)	6,80%	(51.777)	3,62%	(62.300)	4,68%	> 100,0%	-16,6%
Provisão para Contingências	(49.051)	2,60%	(58.449)	4,09%	(43.860)	3,30%	-16,1%	33,3%
Custo de Construção	(761.538)	40,38%	(508.161)	35,54%	(444.206)	33,39%	49,9%	14,4%
Indenizações DIC / FIC	(44.522)	2,36%	(40.195)	2,81%	-	0,00%	10,8%	-
Outras Despesas Operacionais	(26.432)	1,40%	(40.849)	2,86%	(30.656)	2,30%	-35,3%	33,2%
EBITDA (3)	351.456		927.284		967.608		-62,1%	-0,0%
Margem EBITDA	6,79%		20,24%		25,14%		-13,45 p.p.	-4,06 p.p.
Margem EBITDA ex-Receita da Construção	7,96%		22,77%		28,42%		-14,81 p.p.	-4,71 p.p.
Resultado do Serviço	129.361		713.584		748.261		-81,9%	0,7%
Resultado Financeiro	(164.028)	100,00%	(415.802)	100,00%	29.892	100,00%	-60,6%	< -100,0%
Receita Financeira	370.055	100,00%	127.035	100,00%	361.070	100,00%	> 100,0%	< -100,0%
Renda de Aplicação Financeira	14.228	3,84%	29.556	23,27%	14.252	3,95%	-51,9%	> 100,0%
Receita Ativo Indenizável	171.541	46,36%	-	0,00%	183.165	50,73%	-	< -100,0%
Multas e Acréscimos Moratórios	77.205	20,86%	55.166	43,43%	51.939	14,38%	40,0%	6,2%
Valores a Receber de Parcela A e outros itens financeiros	63.087	17,05%	-	-	-	0,00%	-	-
Outras Receitas Financeiras	43.994	11,89%	42.313	33,31%	111.714	30,94%	4,0%	-62,1%
Despesas financeiras	(534.083)	100,00%	(542.837)	100,00%	(331.178)	100,00%	-16%	15,3%
Encargos de Dívidas	(233.973)	43,81%	(140.694)	25,92%	(110.191)	33,27%	66,3%	27,7%
Atualização Financeira de provisão para contingências	(115.169)	21,56%	(81.065)	14,93%	(59.603)	18,00%	42,1%	36,0%
Encargo de Fundo de Pensão	(42.920)	8,04%	(46.522)	8,57%	(45.200)	13,65%	-7,7%	2,9%
Multas	-	0,00%	-	0,00%	(7.257)	2,19%	-	-20,8%
Variações Monetárias	(60.305)	11,29%	(35.594)	6,56%	(36.101)	10,90%	69,4%	-1,0%
Despesa do Ativo Indenizável	-	0,00%	(201.083)	37,04%	-	-	-100,0%	-
IOF	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Despesas Financeiras	(81.716)	15,30%	(37.879)	6,98%	(29.589)	8,93%	> 100,0%	35,8%
Lucro Antes dos Tributos e Participações	(34.667)		297.782		778.153		< -100,0%	-61,7%
Tributos (IR e CSLL)	(567)		(102.952)		(263.094)		-99,4%	-60,9%
Lucro Líquido do Período	(35.234)		194.830		515.059		< -100,0%	-62,2%

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

Resultados 2015 x 2014

A Ampla Energia encerrou o ano de 2015 com um total de 2.976.003 consumidores, o que representa um crescimento de 3,0% em relação ao mesmo período do ano anterior. Esse crescimento representa um acréscimo de 86.260 novos consumidores à base comercial da Companhia. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial, com mais 44.690 novos consumidores.

Essa evolução representa, em essência, o crescimento vegetativo do mercado cativo da Ampla Energia, reflexo dos investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia. Esses investimentos totalizaram o montante de R\$ 194 milhões nos últimos 12 meses.

Em termos de consumidores efetivos, a Companhia encerrou o ano de 2015 com 2.606.513 consumidores, um incremento de 1,8% em relação ao ano de 2014. Os consumidores efetivos representam o total dos consumidores excluindo-se as unidades de consumo próprio e os consumidores ativos sem fornecimento.

A Companhia fechou 2015 com 54 clientes livres, um acréscimo de 1 novo cliente, que representa um incremento de 1,9% em relação ao número registrado no fechamento de 2014.

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Ampla Energia em 2015, foi de 11.723 GWh, o que representa uma redução de 0,7% (-80 GWh) em relação a 2014, cujo volume foi de 11.803 GWh.

Esta variação é o efeito combinado de uma retração de 0,6% no mercado cativo da Companhia (-56 GWh) em 2015, em relação ao ano de 2014, impulsionada, ainda, por (i) a redução da venda de energia per capita no mercado cativo, de 2,3%, (ii) uma redução no volume de energia transportada para os clientes livres, cujo montante no em 2015 foi de 1.584 GWh, 0,3% inferior ao registrado em 2014, de 1.589 GWh (-5 GWh). A energia (transportada) para os clientes livre gera uma receita para a Ampla Energia através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

- Fornecimento de Energia Elétrica para o mercado cativo (incremento de R\$ 1,6 bilhões): Este incremento está associado aos seguintes efeitos (i) Efeito do Reajuste Tarifário de 2015, aplicado a partir de 15 de março de 2015, que incrementou as tarifas dos consumidores da Ampla em 37,34% em média, parcialmente compensado pela (ii) Redução de 0,6% no volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia (9.711 GWh no 2015 versus 9.767 GWh no 2014).
- Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros (evolução de R\$ 470 milhões): Esta variação é decorrente, principalmente, (i) do término da vigência do Decreto 8.221/14, que previa a cobertura dos custos com compra de energia (exposição involuntária, risco hidrológico e despacho de térmicas) pela ou Conta-ACR, em conjunto, com a (ii) entrada em vigor do Sistema de Bandeiras Tarifárias, que durante todo o ano de 2015.

Excluindo-se o efeito da receita operacional - IFRIC 12, a receita operacional bruta da Companhia, em 2015, alcançou o montante de R\$ 7,8 bilhões, o que representa um incremento de 38,2% em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 5,6 bilhões (R\$ 2,1 bilhões).

As deduções da receita em 2015 apresentaram incremento de R\$ 1,8 bilhões em relação ao ano anterior. Este aumento é o efeito das seguintes variações:

- Os Tributos (incremento de R\$ 998 milhões): Esta variação deve-se, principalmente, ao incremento da base de cálculo para apuração destes tributos, em função do aumento na receita bruta da Companhia os períodos analisados; no caso do PIS/COFINS, além do incremento da receita bruta da Companhia, ocorreram dois outros efeitos que impulsionam a variação acima mencionada: (i) houve o reconhecimento no resultado societário (IFRS) dos valores a receber da parcela A e outros itens financeiros, a partir de dezembro de 2015, por força de aditivo ao contrato de concessão, os quais passaram entrar na base de cálculo destes tributos, e (ii) a publicação da Lei 12.973/14, que a partir de 2015 alterou o regime de tributação, de caixa para competência.
- Encargos Setoriais, especialmente o CDE (aumento de R\$ 809 milhões): O incremento se deve à elevação substancial da cota para a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, em função do término dos aportes do Tesouro Nacional para o fundo e a necessidade de cobertura deste déficit.

Os custos e despesas operacionais em 2015 alcançaram -R\$ 5,0 bilhões, um incremento de R\$ 1,1 bilhões em relação ao ano de 2014. Este incremento é o efeito das seguintes variações:

- Energia Elétrica comprada para Revenda (aumento de R\$ 586 milhões):
 - (i) Reajuste de preço dos contratos de compra de energia vigentes ocorridos entre os períodos (principalmente pelo índice de inflação IPCA, indicador que reajusta os CCEARs);
 - (ii) Maior tarifa média (mix) de compra de energia, devido à entrada de novos contratos (especialmente de térmicas), que possuem uma tarifa mais elevada, já incluindo aqueles que oriundos do leilão A-1 de 2014, vigentes a partir de janeiro de 2015, e leilão de ajuste, vigentes a partir de fevereiro de 2015;

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

(iii) Contabilização/reconhecimento das medidas do Governo Federal de auxílio às distribuidoras de energia em 2014, mediante os Decretos 8.203/14 e 8.221/14,

- Encargos de Uso/de Serviço do Sistema (incremento de R\$ 138 milhões): Este incremento se deve, principalmente, à redução do preço teto do PLD, o que ocasionou uma maior quantidade de térmicas sendo despachadas fora da ordem de mérito, refletindo em uma maior incidência do ESS, e em razão, de no ano de 2014 terem sido efetuados repasses pela CDE (ou Conta-ACR) para cobrir os custos com ESS.
- Material e Serviços de Terceiros (incremento de R\$ 135 milhões): O incremento se deve a maiores operações em campo (principalmente serviços de cobrança para combate à inadimplência e serviço de manutenção da rede de distribuição) e aos reajustes contratuais entre os períodos comparados.
- Provisões para créditos de liquidação duvidosa (incremento de R\$ 76 milhões): Este incremento se deve ao aumento da inadimplência entre os trimestres comparados em função dos seguintes efeitos:
 - (i) Efeito do Reajuste Tarifário de 2015, aplicado a partir de 15 de março de 2015, que incrementou as tarifas dos consumidores da Ampla em 37,34% em média;
 - (ii) Entrada em vigor do Sistema de Bandeiras Tarifárias, que durante todo o 2015 manteve a bandeira vermelha, devido ao custo marginal de operação (CMO), incluindo aquelas em função de segurança energética, ter sido superior a R\$ 388,48 MWh;
 - (iii) Descadastramento de aproximadamente 51,9% (em média) dos consumidores Baixa Renda de janeiro de 2015 até dezembro de 2015, reflexo do não atendimento à certas exigências por parte destes consumidores e seu consequente desenquadramento (em termos contábeis, isso significa que houve uma “reclassificação” da rubrica Subsídio Baixa Renda para Fornecimento de Energia Elétrica);
 - (v) Impacto da desaceleração da economia, inflação elevada, desemprego e salários reais em queda sobre a capacidade de pagamento dos clientes.

Excluindo-se o efeito do custo operacional - IFRIC 12, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia, em 2015, alcançaram o montante de -R\$ 1,1 bilhões, o que representa um incremento de 22,0% em relação ao ano anterior, cujo montante foi de -R\$ 921 milhões (-R\$ 203 milhões).

Com base nas variações acima expostas, o EBITDA da Ampla Energia atingiu o montante de R\$ 351 milhões no ano de 2015, o que representa redução em relação ao ano de 2014, cujo montante foi de R\$ 927 milhões. A margem EBITDA da Companhia em 2015 foi de 7,96%, o que representa uma redução de 14,81 p.p. em relação a 2014, de 22,77%.

De acordo com a instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012, a divulgação do cálculo do EBITDA e do EBIT deve ser acompanhada da conciliação dos valores que os compõem, constantes das demonstrações contábeis da companhia. De acordo com o artigo 10 da referida instrução, a mesma produz efeito nas divulgações a partir de 1º de janeiro de 2013.

Resultados 2014 x 2013

A Ampla Energia encerrou o ano de 2014 com um total de 2.889.740 consumidores, o que representa um crescimento de 2,7% em relação ao mesmo período do ano anterior. Esse crescimento representa um acréscimo de 77.246 novos consumidores à base comercial da Companhia. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial, com mais 71.747 novos consumidores.

Essa evolução representa, em essência, o crescimento vegetativo do mercado cativo da Ampla Energia, reflexo dos investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia. Esses investimentos totalizaram o montante de R\$ 154 milhões nos últimos 12 meses.

Em termos de consumidores efetivos, a Companhia encerrou o ano de 2014 com 2.561.514 consumidores, um incremento de 3,0% em relação ao ano de 2013. Os consumidores efetivos representam o total dos consumidores excluindo-se as unidades de consumo próprio e os consumidores ativos sem fornecimento.

A Companhia fechou 2014 com 50 clientes livres, um acréscimo de 2 novos clientes, que representa um incremento de 4,2% em relação ao número registrado no fechamento de 2013.

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Ampla Energia em 2014, foi de 3.025 GWh, o que representa um incremento de 5,7% (+162 GWh) em relação a 2013, cujo volume foi de 2.863 GWh.

Esta variação é o efeito combinado de (i) uma evolução de 6,3% no mercado cativo da Companhia (+148 GWh) em 2014, em relação ao ano de 2013 (2.494 GWh* versus 2.346 GWh*), impulsionada, ainda, por (ii) um maior volume de energia transportada para os clientes livres, cujo montante no em 2014 foi de 418 GWh, 2,7% superior ao registrado em 2013, de 407 GWh (+11 GWh). A energia (transportada) para os clientes livre gera uma receita para a Ampla Energia através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

O mercado cativo da Companhia apresentou crescimento de 6,3% quando comparado ao ano anterior. O principal fator que ocasionou o aumento do consumo no mercado cativo foi (i) o crescimento vegetativo do mercado cativo, de 3,0%, impulsionado, pelo (ii) incremento na venda de energia

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

per capita no mercado cativo, de 3,3%. A receita operacional bruta da Ampla Energia alcançou, R\$ 6.139 milhões, um acréscimo de 17,3 % em relação a 2013 de R\$ 5.234 milhões. Esse acréscimo é, basicamente, o efeito combinado dos seguintes fatores:

- Fornecimento de Energia Elétrica (incremento de R\$ 390 milhões): Esta incremento está associado à (i) revisão tarifária de 2014, que incrementou as tarifas em 2,64% em média, a partir de 15 de abril de 2014, em conjunto com (ii) o aumento de 6,3% no volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia (9.767 GWh no 2014 versus 9.192 GWh no 2013).
- Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros (evolução de R\$ 416 milhões): Este incremento está associado a assinatura do aditivo ao contrato de concessão, essa alteração permitiu a Coelce contabilizar nos seus resultados e balanços societários (IFRS), e no regime de competência, os ativos e passivos setoriais constituídos. A alteração do Contrato se deu conforme o Despacho ANEEL 4.621, de 25 de novembro de 2014.

Excluindo-se o efeito da receita operacional - IFRIC 12, a receita operacional bruta da Companhia, em 2014, alcançou o montante de R\$ 5.632 milhões, o que representa um incremento de 17,5% em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 4.791 milhões (R\$ 841 milhões).

As deduções da receita apresentaram incremento de 11,9 % em relação ao mesmo período no ano anterior, alcançando -R\$ 165 milhões. Este aumento é o efeito das seguintes variações:

- Os Tributos (incremento de R\$ 136 milhões): ICMS - Esta variação , se deve, principalmente ao incremento da base de cálculo para apuração deste tributo (atrelada à receita da Companhia), em função dos efeitos anteriormente expostos, na seção Receita Operacional Bruta. PIS/COFINS – Neste caso, houve redução da base de cálculo, pois a mesma é líquida dos custos de compra de energia. Ademais, houve aproveitamento de crédito de PIS/COFINS, em função da decisão judicial definitiva na ação ordinária que defendeu a inconstitucionalidade do art. 3º, § 1º da Lei nº 9.718/98 ao majorar a base de cálculo do PIS e COFINS.
- Encargos Setoriais, especialmente RGR, CCC e CDE (aumento de R\$ 29 milhões): O incremento acima mencionado se deve basicamente, ao novo valor homologado pela Resolução Nº 1.703/2014 da Aneel (em conjunto com o resultado da revisão tarifária da Ampla), para o encargo setorial CDE. Destaca-se, ainda, o lançamento de R\$ 11,2 milhões na conta da RGR em 2013. Este valor refere-se à reversão do saldo provisionado (passivo) até dezembro de 2012, em função da extinção do referido encargo pela Lei 12.783/13.

O EBITDA da Ampla Energia no ano de 2014, atingiu o montante de R\$ 967 milhões, o que representa estabilidade em relação ao ano de 2013, cujo montante foi de R\$ 968 milhões. A margem EBITDA da Companhia em 2014 foi de 21,08%, o que representa uma redução de 4,06 p.p. em relação a 2013, de 25,14%. Excluindo o efeito da receita de construção, a margem EBITDA da Companhia em 2014 foi de 23,71%, o que representa uma redução de 4,71 p.p. em relação a 2013, de 28,42%.

De acordo com a instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012, a divulgação do cálculo do EBITDA e do EBIT deve ser acompanhada da conciliação dos valores que os compõem, constantes das demonstrações contábeis da companhia. De acordo com o artigo 10 da referida instrução, a mesma produz efeito nas divulgações a partir de 1º de janeiro de 2013.

Resultados 2013 x 2012

A Ampla Energia encerrou o ano de 2013 com 2.812.446 unidades consumidoras (“consumidores”), 3,7% superior ao número de consumidores registrado ao final de 2012. Esse crescimento representa um acréscimo de 100.087 novos consumidores à base comercial da Companhia. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial (convencional e baixa renda, conjuntamente), com mais 83.966 novos consumidores.

Essa evolução representa, em essência, o crescimento vegetativo do mercado cativo da Ampla Energia, reflexo dos investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia. Esses investimentos totalizaram o montante de R\$ 141 milhões nos últimos 12 meses.

Em termos de consumidores efetivos, a Companhia encerrou o ano de 2013 com 2.487.271 consumidores, um incremento de 3,7% em relação ao ano de 2012. Os consumidores efetivos representam o total dos consumidores excluindo-se as unidades de consumo próprio e os consumidores ativos sem fornecimento.

A Companhia fechou 2013 com 48 clientes livres, um acréscimo de 7 novos clientes, que representa um incremento de 17,1% em relação ao número registrado no fechamento de 2012.

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Ampla Energia no ano de 2013 foi de 10.790 GWh, o que representa um incremento de 3,0% (+318 GWh) em relação ao ano de 2012, cujo volume foi de 10.472 GWh. Esta variação é o efeito combinado de (i) um incremento observado no mercado cativo da Companhia de 2,5% (+224 GWh) em 2013 em relação a 2012 (9.192 GWh versus 8.968 GWh), impulsionado, ainda, por (ii) um maior volume de energia transportado para os clientes livres, cujo montante, em 2013, foi de 1.598 GWh, 6,3% superior ao registrado em 2012 (+94 GWh). Essa energia (transportada) gera uma receita para a Ampla Energia através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

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

Esta variação é o efeito combinado de (i) um incremento observado no mercado cativo da Companhia de 4,4% (+377 GWh) em 2012 em relação a 2011 (8.968 GWh versus 8.591 GWh), impulsionado, ainda, por (ii) um maior volume de energia transportado para os clientes livres, cujo montante, em 2012, foi de 1.504 GWh, 9,5% superior ao registrado em 2011 (+131 GWh). Essa energia (transportada) gera uma receita para a Ampla Energia através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.¹

O mercado cativo da Companhia apresentou uma evolução de 2,5% no ano de 2013 quando comparado ao ano de 2012. Somente a classe industrial apresenta retração de consumo, em função da migração de clientes do mercado cativo para o mercado livre.

A receita operacional bruta da Ampla Energia alcançou, em 2013, R\$ 5.235 milhões, uma redução de 4,2% em relação ao ano de 2012, de R\$ 5.465 milhões (-R\$ 230 milhões). Esse incremento é o efeito líquido dos seguintes fatores:

- *Fornecimento de Energia Elétrica (redução de 5,9%; R\$ 275 milhões):* Esta redução está associada à (i) Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), aplicada a partir de 24 de janeiro de 2013, em função da Lei 12.783/13, que reduziu as tarifas da Ampla Energia e demais distribuidoras brasileiras em 20% em média. Este efeito foi parcialmente compensado pelo (ii) Reajuste Tarifário Anual de 2013, que incrementou as tarifas em 12,13% em média, a partir de 15 de abril de 2013 e pelo (iii) aumento de 2,5% no volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia (9.192 GWh no 2013 versus 8.968 GWh no 2012). Destaca-se, ainda, o recebimento de subvenção da CDE em função da extinção da compensação de subsídio existentes nas tarifas de determinadas classes de consumidores, ocasionada pela Lei 12.783/13. O valor contabilizado, referente ao recebimento desta subvenção, foi de R\$ 26 milhões no 4T13. No ano de 2013, as compensações contabilizadas nesta rubrica alcançaram o montante de R\$ 94 milhões.
- *Receita pela disponibilidade da rede elétrica ((redução de 27,6%; -R\$ 69 milhões):* A redução verificada deve-se, principalmente, à (i) Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), aplicada a partir de 24 de janeiro de 2013, em função da Lei 12.783/13, que reduziu a TUSD dos consumidores livres da Ampla.
- Excluindo-se o efeito da receita operacional - IFRIC 12, a receita operacional bruta da Companhia, em 2013, alcançou o montante de R\$ 4.791 milhões, o que representa uma redução de 5,3% em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 5.062 milhões (-R\$ 271 milhões).

*A ICPC 01 estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 – Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 – Receitas (serviços de operação – fornecimento de energia elétrica), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão. A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero (*contabilizando-se o mesmo valor na receita e na despesa*), considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais.

As deduções da receita apresentaram redução de 21,9% em relação ao ano anterior, alcançando -R\$ 1.386 milhões em 2013, contra -R\$ 1.774 milhões no ano de 2012 (-R\$ 389 milhões). Esse incremento é o efeito das seguintes variações:

- *ICMS, PIS e COFINS (redução de 9,7%; R\$ 143 milhões):* Esta variação deve-se, principalmente ao crédito de PIS/COFINS sobre receita financeira em ação judicial com trânsito em julgado que reconheceu a inconstitucionalidade do art. 3º, § 1º, da Lei nº 9.718/98, ao majorar a respectiva base de cálculo. Além disso, reflete a redução da base de cálculo para apuração destes tributos (atrelada à receita da Companhia), em função, basicamente, da redução das tarifas pela RTE oriunda da Lei 12.783/13, a partir de 24 de janeiro de 2013. O percentual destes tributos sobre a base de cálculo continua em linha com o ano de 2012.
- *Encargos Setoriais, especialmente RGR, CCC e CDE (redução 81,2%; de R\$ 246 milhões):* A redução acima mencionada se deve, principalmente, a extinção dos encargos Reserva Global de Reversão – RGR, Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC e a redução de 75% no encargo Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, em função da Lei 12.783/13. Destaca-se, ainda, o lançamento de R\$ 11,2 milhões na conta da RGR em 2013. Este valor refere-se à reversão do saldo provisório (passivo) até dezembro de 2012, em função da extinção do referido encargo pela mesma referida Lei.

Com base nas variações acima expostas, o EBITDA da Ampla Energia no ano de 2013, atingiu o montante de R\$ 968 milhões, o que representa um incremento de 9,6% em relação ao ano de 2012, cujo montante foi de R\$ 883 milhões (+R\$ 85 milhões). A margem EBITDA da Companhia em 2013 foi de 25,14%, o que representa uma evolução de 1,22 p.p. em relação a 2012, de 23,92%.

O resultado financeiro da Ampla Energia, no ano de 2013, ficou em R\$ 30 milhões, uma redução de 48,9% em relação ao ano anterior, de R\$ 58 milhões (-R\$ 28 milhões). Esta redução é o efeito líquido das seguintes variações:

- *Receita do Ativo Indenizável (redução de 40,4%; R\$ 124 milhões):* A redução observada se deve, basicamente, ao registro contábil de um maior ativo e receita financeira, tendo em vista a mudança de metodologia de avaliação do ativo indenizável, pela Medida Provisória nº 579, citada anteriormente. A nova metodologia passou a ter como base o Valor Novo de Reposição – VNR. Além desse efeito, teve-se um incremento significativo das ativações no período, por conta da revisão tarifária de 2014 e atualização da base pelo IGPM, o que também gera um incremento da base de ativo indenizável.

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

- *Outras Receitas Financeiras (incremento de R\$ 101 milhões):* O incremento deve-se, principalmente, a atualização financeira no valor de R\$ 77 milhões sobre o crédito de PIS/ COFINS reconhecido em decisão judicial definitiva na ação ordinária que defendeu a constitucionalidade do art. 3º, § 1º da Lei nº 9.718/98 ao majorar a base de cálculo do PIS e COFINS.

Com base nos efeitos expostos anteriormente, a Ampla Energia registrou em 2013 um lucro líquido de R\$ 515 milhões, valor 4,4% superior ao registrado no ano de 2012, que foi de R\$ 493 milhões (+R\$ 22 milhões). Desta forma, a Margem Líquida em 2013 alcançou 13,38%.

A dívida financeira bruta da Ampla Energia encerrou o ano de 2013 em R\$ 1.526 milhões, um incremento de 12,5% em relação ao ano de 2012, que foi de R\$ 1.356 milhões (+R\$ 170 milhões). Este incremento deve-se, basicamente, à: (i) captação de R\$ 130 milhões com o Banco do Brasil para reforçar o Capital de Giro, (ii) captações de dívidas com o BNDES no valor de R\$ 355 milhões, (iii) resgate antecipado total referente à 2ª série da 5ª emissão de debêntures no valor de R\$ 167 milhões, e (iv) amortização e liquidações de dívidas bancárias no montante de R\$ 186 milhões. A Ampla Energia encerrou o 2013 com o custo médio da dívida em 10,77% a.a., ou CDI + 2,62% a.a.

Em setembro de 2013, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Standard & Poor's procedeu com o upgrade do rating corporativo da Companhia de brAA- para brAA (escala nacional) e de BB para BB+ (escala internacional) ambas com perspectiva estável, refletindo a melhora do perfil de risco financeiro da Companhia, bem como uma política financeira prudente e uma flexibilidade financeira adequada.

Os investimentos realizados pela Ampla Energia em 2013 alcançaram R\$ 462 milhões, um acréscimo de 0,5% (+R\$ 2 milhões) em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 460 milhões. O maior volume, em 2013, foi direcionado aos investimentos em novas conexões, que representou R\$ 141 milhões de todo o valor investido no período mencionado. Excluindo os aportes e subsídios realizados, os investimentos líquidos realizados pela Ampla Energia atingiram R\$ 458 milhões em 2013, montante 3,9% superior ao realizado em 2012 (de R\$ 440 milhões).

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

10.2 Comentário dos Diretores

a) resultados das operações do emissor, em especial:

- i. descrição de quaisquer componentes importantes da receita
- ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

A receita da Companhia é composta essencialmente pelo faturamento do consumo de energia dos consumidores da área de concessão, somando R\$ 8.542 milhões em 2015. A tarifa cobrada dos consumidores é definida anualmente pela ANEEL, sendo que quaisquer modificações nas regras vigentes para o setor ou na metodologia de cálculo das tarifas podem afetar a receita da Ampla. Além disto, o volume de energia faturado da base de clientes da Companhia reflete as mudanças na economia do Estado do Rio de Janeiro (área de concessão da Ampla Energia). O consumo e a demanda de energia elétrica na área de concessão e as tarifas de energia elétrica são fatores fundamentais que influenciam os resultados, e eles são diretamente dependentes do desempenho da economia da região. O consumo de energia apresenta forte correlação com a atividade econômica, produção industrial, nível de renda e disponibilidade de crédito e condições climáticas (principalmente no caso de temperaturas elevadas). Os mecanismos de reajustes e revisões das tarifas consideram variáveis macroeconômicas, principalmente a inflação, medida pelos índices IGP-M e IPCA. Estes indicadores, entre outros, também reajustam boa parte dos contratos de prestação de serviços da Companhia. Além destes indicadores, a evolução das taxas de juros impacta o resultado financeiro. Os resultados das operações da Companhia são significativamente afetados por inúmeros fatores, inclusive: alteração nos custos da Companhia, incluindo o preço de energia; alterações nas tarifas de energia que a Companhia poderá cobrar de seus clientes decorrente de revisão e reajustes tarifários homologados pela ANEEL; disponibilidade de energia para atendimento sem restrições ao mercado; condições econômicas no Brasil em geral e na área de concessão da Companhia, além de mudanças na regulação e legislação do setor elétrico; resultados das disputas judiciais e contingências.

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

As receitas da Companhia podem ser impactadas por oscilações no consumo e demanda de energia elétrica, e pelas tarifas de energia, reajustadas segundo os mecanismos previstos no Contrato de Concessão da Ampla Energia e regulados pela Aneel. Tais mecanismos prevêem revisões tarifárias a cada cinco anos, em que as tarifas são calculadas visando o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, cobertura de seus custos e retorno sobre investimentos. Entre as revisões tarifárias, ocorrem reajustes tarifários anuais, que visam a repassar para as tarifas as variações nos custos não gerenciáveis da concessionária, e garantir o repasse da inflação.

Ainda, as receitas da Companhia podem ser impactadas por variações no mix de vendas em função do crescimento diferenciado entre as classes de consumo (residencial, comercial, industrial, rural e outras), que apresentam tarifas diferenciadas.

Em 09 de dezembro de 1996 foi firmado o Contrato de Concessão nº 005/1996 entre a União, por intermédio do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, e a Ampla Energia e Serviços S/A. Esse contrato tem por objeto a regulação da exploração, pela concessionária, de serviços públicos de distribuição de energia elétrica da concessão de que esta é titular. O mencionado contrato estabelece, na Segunda Subcláusula da Cláusula Sétima, a periodicidade anual do reajuste de tarifas de energia elétrica da concessionária, mediante aplicação de fórmula específica, conforme a Quarta Subcláusula da Cláusula Sétima.

Decreto 8.203/14 e Decreto 8.221/14

Em 07 de março de 2014, foi publicado o Decreto nº 8.203/14 que alterou o Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2014, de forma a incluir a neutralização da exposição involuntária das concessionárias de distribuição no mercado de curto prazo decorrentes da compra frustrada no leilão de dezembro de 2013, estendendo a cobertura do repasse dos recursos da CDE – Conta de Desenvolvimento Energético para a competência de janeiro de 2014.

Em 2 de abril de 2014 foi publicado o Decreto 8.221/2014, instituindo a criação da, denominada, "CONTA-ACR", e normatizando o que se previa em normas anteriores que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) procedesse à contratação de empréstimos junto a bancos, para obter os fundos necessários para viabilizar os pagamento às empresas distribuidoras, do incremento de custos de energia aos quais as mesmas estiveram expostas devido aos fatores anteriormente mencionados. Subsequentemente, em 16/4/2014 a ANEEL emitiu a Resolução 612 e em 22/4/2014 a mesma emitiu o Despacho 1.256, detalhando o funcionamento da CONTA-ACR, e homologando os valores a serem repassados pela CCEE às empresas distribuidoras, relativamente à competência de fevereiro/2014.

Bandeiras Tarifárias

A partir janeiro de 2015, as contas de energia incorporaram os efeitos do Sistema de Bandeiras Tarifárias. O sistema possui três bandeiras: verde, amarela e vermelha, que indicam se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade.

Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;

Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis.

Até 28/02/2015 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos,

A partir de 01/03/2015 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 2,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.

Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração.

Até 28/02/2015 - A tarifa sobre acréscimo de R\$ 3,00 para cada 100 kWh consumidos,

De 01/03 até 31/08/2015 - A tarifa sobre acréscimo de R\$ 5,50 para cada 100 kWh consumidos e

A partir de 01/09/2015 - A tarifa sobre acréscimo de R\$ 4,50 para cada 100 kWh consumidos.

Reajuste Tarifário

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

De acordo com seu contrato de concessão, a Companhia teve o reajuste tarifário em 15 de março de 2015. O reajuste tarifário médio foi de 42,19%, conforme homologado na Resolução Homologatória nº 1.861, de 10 de março de 2015, a qual foi revisado em 07 de abril de 2015, devido a prorrogação do prazo para amortização do financiamento da conta ACR. Com essa nova homologação, de acordo com a Resolução Homologatória nº 1.869/2015, as novas tarifas têm um efeito médio para os consumidores cátivos de 37,34%, e têm a seguinte composição: (i) reposicionamento tarifário de 37,46%; (ii) adição de componentes financeiros para o período 2015-2016 de 5,68%; e (iii) subtração de componentes financeiros do período 2014-2015, correspondentes a 5,8%.

Quanto ao reposicionamento tarifário econômico, o efeito foi de 37,46%, nos quais 37,00% se referem a incrementos na Parcela A, decorrentes do aumento dos encargos setoriais em 25,29% e dos custos de compra e transporte de energia em 11,70%. Os demais 0,47% se referem à correção da Parcela B.

Redução do Preço-Teto do PLD

Em 25 de novembro, a ANEEL aprovou novos limites do PLD de 2015 (redução do limite máximo de R\$/MWh 823 para 388 R\$/MWh como limite máximo e incremento do limite mínimo de 16 R\$/MWh para 30 R\$/MWh). A decisão foi o resultado de um amplo debate, que teve início com a Consulta Pública n. 09/2014 e, posteriormente, a Audiência Pública n. 54/2014. Os novos preços passaram a vigorar a partir da 1ª semana de janeiro de 2015.

Assinatura do Aditivo ao Contrato de Concessão

Os ativos e passivos regulatórios foram reconhecidos conforme o Comunicado Técnico CTG 08 de 05 de dezembro de 2014 que dispõe sobre o reconhecimento dos ativos e passivos regulatórios. O referido evento demanda o reconhecimento do saldo de quaisquer diferenças de Parcela A e outros componentes financeiros ainda não recuperados ou liquidados. O reconhecimento desses ativo e passivos devem ser para as empresas que realizaram o aditivo no contrato de concessão onde prevê que esta remuneração será garantida no fim concessão. O termo aditivo ao contrato de concessão, processo nº 48500.005603/2014-05, foi publicado no Diário Oficial da União no dia 22 de dezembro de 2014.

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 Ampla Energia é influenciado pelo impacto da inflação e variação de preços de commodities sobre os custos e despesas operacionais da Companhia, notadamente com os custos de pessoal e com contratos de prestação de serviços e aquisição de materiais. A inflação afeta os negócios, essencialmente, pelo aumento dos custos operacionais e despesas financeiras devido aos encargos de dívidas a serem corrigidos pela inflação.

A situação financeira e o resultado das operações da Companhia são afetados pela inflação, pelas tarifas praticadas nos leilões de venda de energia que refletem oferta e demanda, além das características da fonte da energia comercializada, as oscilações nas tarifas cobradas dos consumidores e os encargos setoriais ambos homologados anualmente pela ANEEL, sendo que as variações são reconhecidas nas tarifas cobradas dos consumidores. Desta forma, a maioria de seus custos e despesas é denominada em Reais e está atrelada aos índices de medição da inflação. Além disso, a Companhia está exposta às taxas de juros cobradas nos financiamentos e não possui dívida significativa denominada em moeda estrangeira.

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

10.3. Os diretores devem comentar os efeitos relevantes que os eventos abaixo tenham causado ou se espera que venham a causar nas demonstrações financeiras do emissor e em seus resultados:

- a) introdução ou alienação de segmento operacional
- b) constituição, aquisição ou alienação de participação societária
- c) eventos ou operações não usuais

Não aplicável.

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 novos ou revisados aplicados pela primeira vez em 2015

Alguns pronunciamentos técnicos e interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC") foram revisados e tiveram a sua adoção obrigatória a partir de 1º de janeiro de 2015. Dada à natureza das modificações que foram realizadas e as operações da Companhia, a adoção desses pronunciamentos e interpretações mencionados abaixo não produziram efeitos relevantes nas demonstrações financeiras da Companhia.

- Alterações na IAS 19 - Plano de Benefícios Definidos: Contribuições por Parte do Empregado
O propósito destas alterações é simplificar o tratamento contábil para as contribuições por empregados ou terceiros que não são determinados com base no ano de serviço, tais como contribuições de funcionários calculados de acordo com uma percentagem fixa do salário.

- Melhorias Anuais – (Ciclo 2010-2012 e 2011-2013)
Conjunto de melhorias necessárias, porém não urgentes, e que alteraram as seguintes normas: IFRS 2, IFRS 3, IFRS 8, IFRS 13, IAS 16, IAS 24, IAS 38 and IAS 40.

Pronunciamentos novos, mas que não estavam em vigor em 31 de dezembro de 2015

As normas e interpretações emitidas, mas ainda não adotadas até a data de emissão das demonstrações financeiras da Companhia são abaixo apresentadas. A Companhia pretende adotar essas normas, se aplicável, quando entrarem em vigência.

- IFRS 9: Instrumentos Financeiros - Períodos anuais iniciados em 1º de Janeiro de 2018.
Em julho de 2014, o IASB emitiu a versão final da IFRS 9 – Instrumentos Financeiros e que completa o projeto do IASB para substituir o IAS 39 – “Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração”. Esse projeto foi dividido em 3 fases:

Fase 1 – Classificação e mensuração dos ativos e passivos financeiros.

Este introduz um enfoque lógico para a classificação dos ativos financeiros de acordo com as características de fluxo de caixa e do modelo de negócios. Esse novo modelo também resulta em um único modelo de impairment sendo aplicado para toda a demonstração financeira.

Fase 2 – Perdas por redução ao valor recuperável (“impairment”).

O objetivo deste é o reconhecimento das esperadas perdas de valor de forma tempestiva. A norma requer que as entidades registrem contabilmente as perdas esperadas a partir do momento em que os instrumentos financeiros são inicialmente reconhecidos nas demonstrações financeiras.

Fase 3 – Contabilidade de Hedge.

Este estabelece um novo modelo visando refletir um melhor alinhamento entre a contabilidade de hedge e as atividades de gerenciamento de riscos. Inclui também aprimoramentos nas divulgações requeridas.
Essa versão final do IFRS 9 substitui a versão anterior da norma.

- Alterações no IFRS 11: Acordos Conjuntos: Contabilização de Aquisições de Partes Societárias - Períodos anuais iniciados em 1º de Janeiro de 2016.

As alterações à IFRS 11 define que as normas contábeis contidas no IFRS 3 e outras normas pertinentes a contabilização de combinações de negócios devem ser aplicadas para a aquisição de participação societária em uma operação conjunta na qual a atividade da operação conjunta constitua um negócio.

- IFRS 15: Receita de contratos com clientes - Períodos anuais iniciados em 1º de Janeiro de 2018.

Esta nova norma é aplicável a todos os contratos com clientes exceto leases, instrumentos financeiros e contratos de seguro. O objetivo é tornar a informação financeira mais comparável e prover um novo modelo para o reconhecimento de receitas e requerimentos mais detalhados para contratos com múltiplas obrigações. Também requer uma informação mais detalhada. Essa norma substitui as normas IAS 11 e IAS 18 assim como suas interpretações (IFRIC 13, IFRIC 15, IFRIC 18 e SIC 31).

- Alterações à IAS 16 e à IAS 38 – Esclarecimento de Métodos Aceitáveis de Depreciação e Amortização - Períodos anuais iniciados em 1º de Janeiro de 2016.

As alterações ao IAS 16 proíbe o uso do método baseado na receita de depreciação para imobilizado. A alteração ao IAS 38 introduz a presunção refutável de que, para os ativos intangíveis, o método de amortização baseado nas receitas é inadequado e estabelece duas exceções limitadas.

- Melhorias Anuais - Ciclo 2012-2014 - Períodos anuais iniciados em 1º de Janeiro de 2016.

Conjunto de melhorias necessárias, porém não urgentes, e que alteraram as seguintes normas: IFRS 5, IFRS 7, IAS 19 e IAS 34.

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

- Alterações na IFRS 10 e na IAS 28: Venda ou Contribuição de Ativos entre um Investidor e uma Associada ou Empreendimento Controlado em Conjunto - Períodos anuais iniciados em 1º de Janeiro de 2016.

A alteração corrige a inconsistência entre o IFRS 10 e o IAS 28, referente ao tratamento contábil da venda ou contribuições de ativos entre um investidor e sua associada ou empreendimento conjunto.

- Alterações na IAS 1 - Iniciativa de Divulgação - Períodos anuais iniciados em 1º de Janeiro de 2016.

O IASB emitiu alterações ao IAS 1, como parte da iniciativa principal de esclarecer a apresentação e divulgação das informações nas demonstrações financeiras. Essas alterações destinam-se as companhias que aplicam julgamento profissional para determinar que tipo de informação devem ser divulgadas nas demonstrações financeiras.

2014

Para o exercício social findo em 31 de dezembro de 2014 não houve mudanças significativas nas práticas contábeis, visto que a Companhia já adotou as normas internacionais de contabilidade (IFRS). As demonstrações financeiras foram elaboradas com apoio em diversas bases de avaliação utilizadas nas estimativas contábeis. As estimativas contábeis envolvidas na preparação das demonstrações financeiras foram baseadas em fatores objetivos e subjetivos, com base no julgamento da Administração para determinação do valor adequado a ser registrado nas demonstrações financeiras. Itens significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem a seleção de vidas úteis do ativo imobilizado e de sua recuperabilidade nas operações, avaliação dos ativos financeiros pelo valor justo e pelo método de ajuste a valor presente, análise do risco de crédito para determinação da provisão para devedores duvidosos, assim como da análise dos demais riscos para determinação de outras provisões, inclusive para contingências. A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas demonstrações financeiras devido ao tratamento probabilístico inerente ao processo de estimativa. A Companhia revisa suas estimativas e premissas pelo menos anualmente.

As demonstrações financeiras foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem as normas da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") e os pronunciamentos do Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC"), que estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade emitidas pelo

IASB - International Accounting Standards Board.

As demonstrações financeiras foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos quando requerido nas normas.

As demonstrações financeiras são preparadas em reais (R\$), que é a moeda funcional e de apresentação da Companhia.

Na elaboração das demonstrações financeiras da Companhia, as transações em moeda estrangeira, ou seja, qualquer moeda diferente da moeda funcional, são registradas de acordo com as taxas de câmbio vigentes na data de cada transação. No final de cada período de relatório, os itens monetários em moeda estrangeira são reconvertidos pelas taxas vigentes no fim do exercício. Os ganhos e perdas resultantes da atualização desses ativos e passivos verificados entre a taxa de câmbio vigente na data de transação a data das demonstrações financeiras são reconhecidos como receitas ou despesas financeiras no resultado.

O Pronunciamento Técnico CPC 22 - Informações por segmento ("CPC 22"), requer que os segmentos operacionais sejam identificados com base nos relatórios internos sobre os componentes da Companhia que sejam regularmente revisados pelo mais alto tomador de decisões ("chief operating decision maker"), com o objetivo de alocar recursos aos segmentos, bem como avaliar suas performances.

A Administração efetuou a análise e concluiu que a Companhia opera com um único segmento - distribuição de energia - não sendo aplicável à divulgação específica de uma nota explicativa de "informações por segmento".

As demonstrações dos fluxos de caixa foram preparadas e estão apresentadas de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 03 (R2) - Demonstração dos fluxos de caixa ("CPC 03"), bem como as demonstrações do valor adicionado foram preparadas e estão apresentadas de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do valor adicionado ("CPC 09").

Pronunciamentos novos ou revisados aplicados pela primeira vez em 2014

Alguns pronunciamentos técnicos e interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC") foram revisados e tiveram a sua adoção obrigatória a partir de 1º de janeiro de 2014. Dada a natureza das modificações que foram realizadas e as operações da Companhia, a adoção desses pronunciamentos e interpretações mencionados abaixo não produziram efeitos relevantes nas demonstrações financeiras da Companhia.

Entidades de investimentos (alterações ao CPC 36 (R3), CPC 45 e CPC 35 (R2)) - Essas alterações contemplam uma exceção à exigência de consolidação para que entidades atendam à definição de uma entidade de investimento de acordo com o CPC 36 (R3) – Demonstrações Consolidadas e devem ser aplicadas retrospectivamente, podendo usufruir de certa desobrigação no período de transição. A exceção à consolidação exige que entidades de investimento contabilizem as operações das controladas a valor justo por meio do resultado. Essas alterações não têm impacto sobre a Companhia, visto que esta não se qualifica para ser uma entidade de investimento, de acordo com o CPC 36 (R3).

Compensação de ativos financeiros e passivos financeiros – alterações ao CPC 39 - Essas alterações esclarecem o significado de "atualmente goza de direito legalmente exequível de compensação" e dos critérios para mecanismos de liquidação não simultânea de câmaras de compensação, sendo aplicadas retrospectivamente. Essas alterações não têm impacto material sobre a Companhia.

Renovação de derivativos e continuação da contabilização de hedge – alterações ao CPC 38 - Essas alterações contemplam a desobrigação de contabilizar hedges descontinuados quando a novação de um derivativo designado como instrumento de hedge atender a determinados critérios e a aplicação retrospectiva for exigida. Essas alterações não causam impacto sobre a Companhia.

ICPC 19 / IFRIC 21 – Tributos - A ICPC 19 esclarece que uma entidade reconhece os tributos de um passivo quando ocorre a atividade que dá origem ao pagamento, conforme previsto na legislação pertinente. No caso de um tributo originado ao se atingir um limite mínimo, a interpretação esclarece que nenhum passivo deve ser previsto antes de se atingir o limite mínimo

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

especificado. A aplicação retrospectiva é exigida pela IFRIC 21 e não tem impacto sobre a Companhia, visto que esta aplicou os princípios de reconhecimento de acordo com o CPC 25 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes, alinhados com as exigências da IFRIC 21 em exercícios anteriores.

Pronunciamentos emitidos mas que não estão em vigor em 31 de dezembro de 2014

O International Accounting Standards Board - IASB emitiu e revisou as seguintes normas que ainda não haviam entrado em vigor até a data da emissão das demonstrações financeiras da Companhia:

- IFRS 9 – Instrumentos Financeiros

Em julho de 2014, o IASB emitiu a versão final da IFRS 9 – Instrumentos Financeiros, que reflete todas as fases do projeto de instrumentos financeiros e substitui a IAS 39 – Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração e todas as versões anteriores da IFRS 9. A norma introduz novas exigências sobre classificação e mensuração, perda por redução ao valor recuperável e contabilização de hedge. A IFRS 9 está em vigência para períodos anuais iniciados em 1º de janeiro de 2018 ou após essa data, não sendo permitida a aplicação antecipada. É exigida aplicação retrospectiva, não sendo obrigatória, no entanto, a apresentação de informações comparativas. A aplicação antecipada de versões anteriores da IFRS 9 (2009, 2010 e 2013) é permitida se a data de aplicação inicial for anterior a 1º de fevereiro de 2015. A adoção da IFRS 9 terá efeito sobre a classificação e mensuração dos ativos financeiros da Companhia, não causando, no entanto, nenhum impacto sobre a classificação e mensuração dos passivos financeiros da Companhia.

- IFRS 14 – Contas Regulatórias Diferidas

A IFRS 14 é uma norma opcional que permite a uma entidade cujas atividades estão sujeitas a regulação de tarifas continuar aplicando a maior parte de suas políticas contábeis para saldos de contas regulatórias diferidas no momento da primeira adoção das IFRS. As entidades que adotam a IFRS 14 devem apresentar contas regulatórias diferidas como rubricas em separado no balanço patrimonial e apresentar movimentações nesses saldos contábeis como rubricas em separado no balanço patrimonial e outros resultados abrangentes. A norma exige divulgações sobre a natureza e os riscos associados com a regulação de tarifas da entidade e os efeitos dessa regulação sobre as demonstrações financeiras. A IFRS 14 está em vigor para os períodos anuais iniciados em 1º de janeiro de 2016 ou após essa data.

- Alterações na IAS 19 – Planos de Benefícios Definidos

Contribuições por parte do Empregado: A IAS 19 exige que uma entidade considere contribuições por empregados ou terceiros ao contabilizar planos de benefícios definidos. Sempre que as contribuições estiverem ligadas a serviços, devem ser atribuídas a períodos de serviços como um benefício negativo. Essas alterações esclarecem que, se o valor das contribuições for independente da quantidade de anos de serviço, permite-se que uma entidade reconheça essas contribuições como redução no custo de serviço no período em que o serviço é prestado, em vez de alocar as contribuições aos períodos de serviço. Essa alteração está em vigor para períodos anuais que se iniciam em 1º de julho de 2014 ou após essa data.

2013

Para o exercício social findo em 31 de dezembro de 2013 não houve mudanças significativas nas práticas contábeis, visto que a Companhia já adotou as normas internacionais de contabilidade (IFRS). As demonstrações financeiras foram elaboradas com apoio em diversas bases de avaliação utilizadas nas estimativas contábeis. As estimativas contábeis envolvidas na preparação das demonstrações financeiras foram baseadas em fatores objetivos e subjetivos, com base no julgamento da Administração para determinação do valor adequado a ser registrado nas demonstrações financeiras. Itens significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem a seleção de vidas úteis do ativo imobilizado e de sua recuperabilidade nas operações, avaliação dos ativos financeiros pelo valor justo e pelo método de ajuste a valor presente, análise do risco de crédito para determinação da provisão para devedores duvidosos, assim como da análise dos demais riscos para determinação de outras provisões, inclusive para contingências. A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas demonstrações financeiras devido ao tratamento probabilístico inerente ao processo de estimativa. A Companhia revisa suas estimativas e premissas pelo menos anualmente.

As demonstrações financeiras foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem as normas da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") e os pronunciamentos do Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC"), que estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade emitidas pelo IASB - International Accounting Standards Board.

As demonstrações financeiras foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos quando requerido nas normas.

As demonstrações financeiras são preparadas em reais (R\$), que é a moeda funcional e de apresentação da Companhia.

Na elaboração das demonstrações financeiras da Companhia, as transações em moeda estrangeira, ou seja, qualquer moeda diferente da moeda funcional, são registradas de acordo com as taxas de câmbio vigentes na data de cada transação. No final de cada período de relatório, os itens monetários em moeda estrangeira são reconvertidos pelas taxas vigentes no fim do exercício. Os ganhos e perdas resultantes da atualização desses ativos e passivos verificados entre a taxa de câmbio vigente na data de transação a data das demonstrações financeiras são reconhecidos como receitas ou despesas financeiras no resultado.

O Pronunciamento Técnico CPC 22 - Informações por segmento ("CPC 22"), requer que os segmentos operacionais sejam identificados com base nos relatórios internos sobre os componentes da Companhia que sejam regularmente revisados pelo mais

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

alto tomador de decisões ("chief operating decision maker"), com o objetivo de alocar recursos aos segmentos, bem como avaliar suas performances.

A Administração efetuou a análise e concluiu que a Companhia opera com um único segmento - distribuição de energia - não sendo aplicável à divulgação específica de uma nota explicativa de "informações por segmento".

As demonstrações dos fluxos de caixa foram preparadas e estão apresentadas de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 03 (R2) - Demonstração dos fluxos de caixa ("CPC 03"), bem como as demonstrações do valor adicionado foram preparadas e estão apresentadas de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do valor adicionado ("CPC 09").

Pronunciamentos novos ou revisados aplicados pela primeira vez em 2013

Alguns pronunciamentos técnicos e interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC") foram revisados e tiveram a sua adoção obrigatória a partir de 1º de janeiro de 2013. Dada a natureza das modificações que foram realizadas e as operações da Companhia, a adoção desses pronunciamentos e interpretações mencionados abaixo não produziram efeitos relevantes nas demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 18 (R2) - Investimento em Coligada, em Controlada e em Empreendimento Controlado em Conjunto ("CPC 18") - A revisão do CPC 18 contempla substancialmente as alterações introduzidas no texto do IAS

28 - Investments in Associates, emitido pelo IASB - *International Accounting Standards Board*. O objetivo desse pronunciamento é prescrever a contabilização de investimentos em coligadas e em controladas e define os requisitos para a aplicação do método da equivalência patrimonial quando da contabilização de investimentos em coligadas, em controladas e em empreendimentos controlados em conjunto (*joint ventures*).

CPC 45 - Divulgações de Participações em Outras Entidades ("CPC 45") - O CPC 45 contempla substancialmente a convergência com o texto do IFRS 12 - *Disclosure of Interests in Other Entities*, emitido pelo IASB - *International Accounting Standards Board*. O objetivo desse pronunciamento é orientar a entidade quanto à forma de divulgação de informações sobre sua participação em outras entidades. Dessa forma, permite-se aos usuários das demonstrações financeiras avaliarem os riscos inerentes a essas participações e seus efeitos sobre sua posição patrimonial e financeira, o seu desempenho financeiro e seus respectivos fluxos de caixa.

CPC 36 (R3) - Demonstrações Consolidadas ("CPC 36") - A revisão do CPC 36 contempla substancialmente as alterações introduzidas no texto do IAS 27 - *Consolidated and Separate Financial Statements*, que resultou na edição pelo IASB - *International Accounting Standards Board* do IFRS 10 - *Consolidated Financial Statements*. O objetivo desse pronunciamento é estabelecer princípios para apresentação e elaboração de demonstrações financeiras consolidadas quando uma entidade controla uma ou mais outras entidades.

CPC 46 - Mensuração do Valor Justo ("CPC 46") - O CPC 46 contempla substancialmente a convergência com o texto do IFRS 13 - *Fair Value Measurement*, emitido pelo IASB - *International Accounting Standards Board*. O objetivo desse pronunciamento é: (i) definir valor justo; (ii) estabelecer em um único pronunciamento uma estrutura para a mensuração do valor justo; e (iii) estabelecer divulgações sobre mensurações do valor justo.

CPC 33 (R1) - Benefícios a Empregados ("CPC 33") - A revisão do CPC 33 contempla substancialmente as alterações introduzidas no texto do IAS 19 - *Employee Benefits*, emitido pelo IASB - *International Accounting Standards Board*. O objetivo desse pronunciamento é estabelecer a contabilização e a divulgação dos benefícios concedidos aos empregados. Para tanto, o pronunciamento requer que a entidade reconheça: (a) um passivo quando o empregado prestou o serviço em troca de benefícios a serem pagos no futuro; e (b) uma despesa quando a entidade se utiliza do benefício econômico proveniente do serviço recebido do empregado em troca de benefícios a esse empregado. Para maiores detalhes vide Nota 2.18.

Pronunciamentos emitidos mas que não estão em vigor em 31 de dezembro de 2013

O International Accounting Standards Board - IASB emitiu e revisou as seguintes normas que ainda não haviam entrado em vigor até a data da emissão das demonstrações financeiras da Companhia:

- IFRS 9 – Instrumentos Financeiros

O IFRS 9 introduz novas exigências para a classificação, mensuração e baixa de ativos e passivos financeiros (em vigor para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2015). A Companhia não espera que o IFRS 9 tenha impactos materiais em suas demonstrações financeiras.

- IFRIC 21 – Tributos

O IFRIC 21 fornece orientações de quando a Companhia deve reconhecer um passivo para um tributo quando o evento que gera o pagamento ocorre (em vigor para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2015). A Companhia não espera que o IFRIC 21 tenha impactos materiais em suas demonstrações financeiras.

- Modificação à IAS 32 – CPC 32 – Compensação de Ativos e Passivos Financeiros

As revisões clarificam o significado de "atualmente tiver um direito legalmente exequível de compensar os valores reconhecido" e o critério que fariam com que os mecanismos de liquidação não simultâneos das câmaras de compensação se qualificassem para a compensação (em vigor para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2015). A Companhia não espera que as modificações sejam relevantes em suas demonstrações financeiras.

- Modificações às IFRS 10, IFRS 12 e IAS 12 – CPC 36, CPC 45, CPC 32 – Entidades de Investimentos

Fornece uma exceção aos requisitos de consolidação para as Companhias que cumprem com a definição de Companhia de investimento de acordo com IFRS10. Essa exceção requer que as Companhias de investimentos registrem seus investimentos em controladas pelos seus valores justos no resultado (em vigor para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2015). A Companhia não espera que as modificações sejam relevantes em suas demonstrações financeiras.

- Modificação à IAS 39 – CPC 38 – Renovação de Derivativos e Continuação de Contabilidade de Hedge

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

As modificações amenizam a descontinuação da contabilidade de hedge quando a renovação de um derivativo designado com hedge atinge certos critérios (em vigor para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2015). A Companhia não espera que as modificações sejam relevantes em suas demonstrações financeiras. Enquanto aguarda a aprovação das normas internacionais pelo CPC, a Companhia está procedendo sua análise sobre os impactos desses novos pronunciamentos em suas demonstrações financeiras. Não existem outras normas e interpretações emitidas e ainda não adotadas que possam, na opinião da Administração, ter impacto significativo no resultado ou no patrimônio divulgado pela Companhia.

b) efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

No exercício de 2015, não houve mudanças significativas nas práticas contábeis adotadas pela Companhia. 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). As políticas, práticas e critérios contábeis foram consistentemente adotados no preparo dessas Demonstrações Financeiras, em todos os períodos apresentados.

c) ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

2015

Os diretores da Companhia declararam que concordam com o parecer de auditoria emitido sobre as Demonstrações Financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2015, o qual não inclui parágrafo de ênfase ou ressalvas. Desta forma, a Administração entende que as demonstrações acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

2014

Os diretores da Companhia declararam que concordam com o parecer de auditoria emitido sobre as Demonstrações Financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2014, o qual não inclui parágrafo de ênfase ou ressalvas. Desta forma, a Administração entende que as demonstrações acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

2013

Os diretores da Companhia declararam que concordam com o parecer de auditoria emitido sobre as Demonstrações Financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2013, o qual não inclui parágrafo de ênfase ou ressalvas. Desta forma, a Administração entende que as demonstrações acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Não houve ressalvas e ênfases nos pareceres dos auditores no período.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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

Julgamentos

A preparação das demonstrações financeiras requer que a Administração faça julgamentos e estimativas e adote premissas que afetam os valores apresentados de receitas, despesas, ativos e passivos, bem como as divulgações de passivos contingentes, na data base das demonstrações financeiras.

Estimativas e premissas

As principais premissas relativas a fontes de incerteza nas estimativas futuras e outras importantes fontes de incerteza em estimativas na data do balanço, envolvendo risco significativo de causar um ajuste significativo no valor contábil dos ativos e passivos no próximo período financeiro, são discutidas a seguir.

Perda por redução ao valor recuperável de ativos financeiros

Uma perda por redução ao valor recuperável existe quando o valor contábil de um ativo ou unidade geradora de caixa excede o seu valor recuperável, o qual é o maior entre o valor justo menos custos de venda e o valor em uso. O cálculo do valor justo menos custos de vendas é baseado em informações disponíveis de transações de venda de ativos similares ou preços de mercado menos custos adicionais para descartar o ativo. O cálculo do valor em uso é baseado no modelo de fluxo de caixa descontado. Os fluxos de caixa derivam do orçamento para os próximos cinco anos e não incluem atividades de reorganização com as quais a Companhia ainda não tenha se comprometido ou investimentos futuros significativos que melhorarão a base de ativos da unidade geradora de caixa objeto de teste. O valor recuperável é sensível à taxa de desconto utilizada no método de fluxo de caixa descontado, bem como aos recebimentos de caixa futuros esperados e à taxa de crescimento utilizada para fins de extração.

Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas

A Companhia reconhece provisão para causas tributárias, cíveis e trabalhistas. A avaliação da probabilidade de perda inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída em montante considerado suficiente pela Administração para fazer face às eventuais perdas na realização das contas a receber, levando em consideração as perdas históricas e uma avaliação individual das contas a receber com riscos de realização. A provisão é constituída com base nos valores a receber de consumidores residenciais vencidos há mais de 90 dias, consumidores comerciais vencidos há mais de 180 dias, consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação e serviços públicos vencidos há mais de 360 dias, bem como através de análise criteriosa para os clientes com débitos relevantes.

Impostos

Existem incertezas com relação à interpretação de regulamentos tributários complexos e ao valor e época dos resultados tributáveis futuros. Dado a natureza de longo prazo e a complexidade dos instrumentos contratuais existentes, diferenças entre os resultados reais e as premissas adotadas, ou futuras mudanças nessas premissas, poderiam exigir ajustes futuros na receita e despesa de impostos já registrada. A Companhia constitui provisões, com base em estimativas cabíveis, para possíveis consequências de auditorias por parte das autoridades fiscais das respectivas jurisdições em que opera. O valor dessas provisões baseia-se em vários fatores, como experiência de auditorias fiscais anteriores e interpretações divergentes dos regulamentos tributários pela entidade tributável e pela autoridade fiscal responsável. Essas diferenças de interpretação podem surgir numa ampla variedade de assuntos, dependendo das condições vigentes no respectivo domicílio da Companhia.

Imposto de renda diferido ativo é reconhecido na extensão em que seja provável que haja lucro tributável disponível para permitir a utilização dos referidos prejuízos.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

Julgamento significativo da Administração é requerido para determinar o valor do imposto de renda diferido ativo que pode ser reconhecido, com base no prazo provável e nível de lucros tributáveis futuros, juntamente com estratégias de planejamento fiscal futuras.

Benefícios pós-emprego

O custo do plano de aposentadoria com benefícios definidos e outros benefícios de assistência médica pós-emprego, e o valor presente da obrigação de aposentadoria são determinados utilizando métodos de avaliação atuarial. A avaliação atuarial envolve o uso de premissas sobre as taxas de desconto, taxas de retorno de ativos esperadas, aumentos salariais futuros, taxas de mortalidade e aumentos futuros de benefícios de aposentadorias e pensões. A obrigação de benefício definido é altamente sensível a mudanças nessas premissas. Todas as premissas são revisadas a cada data-base.

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

Todas as informações estão descritas nos itens anteriores.

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

10.7 Em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.6, os diretores devem comentar:

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

Não aplicável.

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

Os diretores devem indicar e comentar os principais elementos do plano de negócios do emissor, explorando especificamente os seguintes tópicos:

a) investimentos:

Os investimentos em andamento não foram aqui apresentados, pois a Companhia somente os divulga trimestralmente através do item Comentário de Desempenho, integrante das Informações Trimestrais – ITR. Ademais, os investimentos previstos para o exercício de 2016 não estão aqui divulgados por que a Companhia não realiza divulgação de projeções para o mercado.

Investimentos	2013	2014	2015
Demandas	220.231	213.106	265.676
Novas Conexões	141.466	154.104	194.186
Crescimento Vegetativo / Outros	78.765	59.002	71.490
Qualidade do Sistema Elétrico	108.155	124.327	157.712
Combate às Perdas	99.809	183.421	223.061
Outros	34.232	44.489	157.418
Investimentos Totais	462.427	565.343	803.867

Demandas

Atendimento a clientes de demanda em pontos distintos das instalações de extensão de novas conexões.

Qualidade

Referem-se aos projetos voltados à melhoria da qualidade do fornecimento a clientes, para cumprimento aos padrões estabelecidos pelo órgão regulador mediante regulamentações de qualidade de serviço. Neste caso, fundamentalmente incluem-se os projetos de investimento para melhorar ou aumentar a capacidade das instalações existentes.

Perdas

Projetos orientados a redução das perdas técnicas e das perdas comerciais (fraudes, anomalias em medições, etc.). Tratam-se de projetos para aplicação de novas tecnologias nas construções de redes em substituição das redes existentes, cujo efetivo seja melhorar a efetividade do controle de perdas.

Outros

Este conceito se aplica a todos os projetos de investimentos comerciais e projetos gerais como as melhorias nas propriedades, aquisição de móveis, equipamentos de escritório, informática e comunicação, outros equipamentos de uso geral e qualquer outro projeto que não se inclua nos itens acima.

ii. fontes de financiamento dos investimentos

A Companhia entende que os fluxos de caixa provenientes de suas atividades operacionais são suficientes para suas necessidades de recursos. Todavia, a Companhia financia parcialmente seus investimentos em demanda, extensão da rede, qualidade do sistema elétrico e combate às perdas, por meio da utilização de empréstimos bancários (principalmente, BNDES), operações no mercado de capitais e outras formas de financiamento.

iii. desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

Não aplicável.

b) desde que já divulgada, indicar a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva do emissor

Não aplicável.

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negóciosc) novos produtos e serviços:*i. descrição das pesquisas em andamento já divulgadas**ii. montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços**iii. projetos em desenvolvimento já divulgados**iv. montantes totais gastos pelo emissor no desenvolvimento de novos produtos ou serviços*

Não aplicável.

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

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

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

Não aplicável