

Índice

1. Responsáveis pelo formulário

1.0 - Identificação	1
---------------------	---

2. Auditores independentes

2.1 / 2 - Identificação e remuneração	2
---------------------------------------	---

2.3 - Outras inf. relev. - Auditores	3
--------------------------------------	---

3. Informações financ. selecionadas

3.1 - Informações financeiras	4
-------------------------------	---

3.2 - Medições não contábeis	5
------------------------------	---

3.3 - Eventos subsequentes às DFs	6
-----------------------------------	---

3.4 - Política destinação de resultados	7
---	---

3.5 - Distribuição de dividendos	9
----------------------------------	---

3.6 - Dividendos-Lucros Retidos/Reservas	10
--	----

3.7 - Nível de endividamento	11
------------------------------	----

3.8 - Obrigações	12
------------------	----

3.9 - Outras inf. relev. - Inf. Financeiras	13
---	----

4. Fatores de risco

4.1 - Descrição - Fatores de Risco	14
------------------------------------	----

4.2 - Descrição - Riscos de Mercado	21
-------------------------------------	----

4.3 - Processos não sigilosos relevantes	22
--	----

4.4 - Processos não sigilosos – Adm/Contr/Invest	43
--	----

4.5 - Processos sigilosos relevantes	44
--------------------------------------	----

4.6 - Processos repetitivos ou conexos	45
--	----

4.7 - Outras contingências relevantes	46
---------------------------------------	----

4.8 - Regras-país origem/país custodiante	47
---	----

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos	48
---	----

5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado	54
--	----

5.3 - Descrição - Controles Internos	59
--------------------------------------	----

5.4 - Alterações significativas	60
---------------------------------	----

6. Histórico do emissor

6.1 / 2 / 4 - Constituição / Prazo / Registro CVM	61
---	----

Índice

6.3 - Breve histórico	62
6.5 - Pedido de falência ou de recuperação	63
6.6 - Outras inf. relev. - Histórico	64
7. Atividades do emissor	
7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas	65
7.2 - Inf. sobre segmentos operacionais	66
7.3 - Produção/comercialização/mercados	67
7.4 - Principais clientes	70
7.5 - Efeitos da regulação estatal	71
7.6 - Receitas relevantes no exterior	91
7.7 - Efeitos da regulação estrangeira	92
7.8 - Políticas socioambientais	93
7.9 - Outras inf. relev. - Atividades	94
8. Negócios extraordinários	
8.1 - Aquisição/alienação ativo relevante	96
8.2 - Alterações na condução de negócios	97
8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.	98
9. Ativos relevantes	
9.1 - Outros bens relev. ativo não circulante	99
9.1.a - Ativos imobilizados	101
9.1.b - Ativos Intangíveis	102
9.1.c - Participação em sociedades	103
9.2 - Outras inf. relev. - Ativos Relev.	104
10. Comentários dos diretores	
10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	105
10.2 - Resultado operacional e financeiro	118
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	119
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	120
10.5 - Políticas contábeis críticas	124
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	126
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	127
10.8 - Plano de Negócios	128

Índice

10.9 - Outros fatores com influência relevante	129
11. Projeções	
11.1 - Projeções divulgadas e premissas	130
11.2 - Acompanhamento das projeções	131
12. Assembléia e administração	
12.1 - Estrutura administrativa	132
12.2 - Regras, políticas e práticas em assembléias	134
12.4 - Cláusula compromissória - resolução de conflitos	136
12.5/6 - Composição e experiência prof. da adm. e do CF	137
12.7/8 - Composição dos comitês	143
12.9 - Relações familiares	144
12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle	145
12.11 - Acordos /Seguros de administradores	151
12.12 - Práticas de Governança Corporativa	152
13. Remuneração dos administradores	
13.1 - Política/prática de remuneração	153
13.2 - Remuneração total por órgão	156
13.3 - Remuneração variável	159
13.4 - Plano de remuneração baseado em ações	160
13.5 - Remuneração baseada em ações	161
13.6 - Opções em aberto	162
13.7 - Opções exercidas e ações entregues	163
13.8 - Precificação das ações/opções	164
13.9 - Participações detidas por órgão	165
13.10 - Planos de previdência	166
13.11 - Remuneração máx, mín e média	167
13.12 - Mecanismos remuneração/indenização	168
13.13 - Percentual partes relacionadas na rem.	169
13.14 - Remuneração - outras funções	170
13.15 - Rem. reconhecida - controlador/controlada	171
13.16 - Outras inf. relev. - Remuneração	172

Índice

14. Recursos humanos

14.1 - Descrição dos recursos humanos	173
14.2 - Alterações relevantes-Rec. humanos	176
14.3 - Política remuneração dos empregados	177
14.4 - Relações emissor / sindicatos	178

15. Controle e grupo econômico

15.1 / 2 - Posição acionária	179
15.3 - Distribuição de capital	208
15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico	209
15.5 - Acordo de Acionistas	210
15.6 - Alterações rel. particip. - controle e Adm	211
15.7 - Principais operações societárias	212

16. Transações partes relacionadas

16.1 - Regras, políticas e práticas - Part. Rel.	213
16.2 - Transações com partes relacionadas	214
16.3 - Tratamento de conflitos/Comutatividade	218

17. Capital social

17.1 - Informações - Capital social	219
17.2 - Aumentos do capital social	220
17.3 - Desdobramento, grupamento e bonificação	221
17.4 - Redução do capital social	222
17.5 - Outras inf. relevantes-Capital social	223

18. Valores mobiliários

18.1 - Direitos das ações	224
18.2 - Regras estatutárias que limitem direito de voto	225
18.3 - Suspensão de direitos patrim./políticos	226
18.4 - Volume/cotação de valores mobiliários	227
18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil	228
18.6 - Mercados de negociação no Brasil	234
18.9 - Ofertas públicas de distribuição	235
18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas	236

19. Planos de recompra/tesouraria

Índice

19.1 - Descrição - planos de recompra	237
19.2 - Movimentação v.m. em tesouraria	238
20. Política de negociação	
20.1 - Descrição - Pol. Negociação	239
20.2 - Outras inf.relev - Pol. Negociação	240
21. Política de divulgação	
21.1 - Normas, regimentos ou procedimentos	241
21.2 - Descrição - Pol. Divulgação	242
21.3 - Responsáveis pela política	244
21.4 - Outras inf.relev - Pol. Divulgação	245

1. Responsáveis pelo formulário / 1.0 - Identificação

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Marcelo Andres Llévanes Rebolledo

Cargo do responsável

Diretor Presidente

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Teobaldo José Cavalcante Leal

Cargo do responsável

Diretor de Relações com Investidores

Os diretores acima qualificados, declaram que:

a. reviram o formulário de referência

b. todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos arts. 14 a 19

c. o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira do emissor e dos riscos inerentes às suas atividades e dos valores mobiliários por ele emitidos

2. Auditores independentes / 2.1 / 2 - Identificação e remuneração

Possui auditor?	SIM
Código CVM	471-5
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	Ernst & Young Auditores Independentes S.S.
CPF/CNPJ	61.366.936/0001-25
Período de prestação de serviço	13/04/2011
Descrição do serviço contratado	Revisões trimestrais e auditoria anual de acordo com as normas brasileiras de contabilidade para atendimento à CVM, auditoria do Interoffice Reporting para os controladores no exterior, auditoria anual das demonstrações financeiras regulatórias para a ANEEL e auditoria dos projetos de Pesquisa & Desenvolvimento e Eficiência Energética para a ANEEL.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	Em 2013, a remuneração total dos auditores independentes foi de R\$551.498,82 , relativos aos serviços de Revisões trimestrais e auditoria anual de acordo com as normas brasileiras de contabilidade para atendimento à CVM, auditoria do Interoffice Reporting para os controladores no exterior, auditoria anual das demonstrações financeiras regulatórias para a ANEEL e auditoria dos projetos de Pesquisa & Desenvolvimento e Eficiência Energética para a ANEEL.
Justificativa da substituição	Não há.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	-

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Márcio Fampa Ostwald	13/04/2011	029.083.357-43	Praia de Botafogo, 300 -, 5º ao 8º andares, Botafogo, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, CEP 22250-040, Telefone (021) 32637144, Fax (021) 21091600, e-mail: marcio.f.ostwald@br.ey.com

2. Auditores independentes / 2.3 - Outras inf. relev. - Auditores

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

3. Informações financ. selecionadas / 3.1 - Informações financeiras - Individual

(Reais Unidade)	Exercício social (31/12/2013)	Exercício social (31/12/2012)	Exercício social (31/12/2011)
Patrimônio Líquido	2.480.825.000,00	2.052.826.000,00	1.635.736.000,00
Ativo Total	5.712.410.000,00	5.229.122.000,00	4.658.509.000,00
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	3.849.432.000,00	3.690.989.000,00	3.312.371.000,00
Resultado Bruto	1.016.561.000,00	981.322.000,00	767.662.000,00
Resultado Líquido	515.059.000,00	493.376.000,00	210.352.000,00
Número de Ações, Ex-Tesouraria	3.922.515.918.446	3.922.515.918.446	3.922.515.918.446
Valor Patrimonial de Ação (Reais Unidade)	0,000412	0,000523	0,000417
Resultado Líquido por Ação	0,000131	0,000126	0,000054

3. Informações financ. selecionadas / 3.2 - Medições não contábeis

O EBITDA (LAJIDA) é calculado utilizando-se o lucro antes do resultado financeiro, do imposto de renda e contribuição social, e da depreciação e amortização. O EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro, e não deve ser considerado como substituto para o lucro líquido como indicador do desempenho operacional da Companhia ou como substituto para o fluxo de caixa como indicador de liquidez. O EBITDA fornece uma medida gerencial útil do desempenho da Ampla Energia S.A e a definição de EBITDA utilizada pela Companhia pode não ser comparável àquelas utilizadas por outras empresas.

A Administração da Companhia entende que o EBITDA é um indicador interessante para analisar o desempenho econômico operacional da Companhia em função de não ser afetado por (i) flutuações nas taxas de juros, (ii) alterações da carga tributária do imposto de renda e da contribuição social, bem como (iii) pelos níveis de depreciação e amortização, sendo normalmente utilizado por investidores e analistas de mercado.

De acordo com a instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012, a divulgação do cálculo do EBITDA (LAJIDA) e do EBIT (LAJIR) 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. Sendo assim, segue abaixo a conciliação dos cálculos acima citados referentes aos três últimos exercícios sociais da Companhia:

CONCILIAÇÃO DO EBITDA E DO EBIT (R\$ MIL)

	2013	2012	2011
Lucro Líquido do Período	515.059	493.376	210.352
(+) Tributo sobre o Lucro (Nota Explicativa 32) (1)	263.094	271.520	148.957
(+) Resultado Financeiro (Nota Explicativa 31) (1)	-29.892	-58.488	220.936
(=) EBIT	748.261	706.408	580.245
(+) Depreciações e Amortizações (Nota Explicativa 30) (1)	219.347	176.630	182.232
(=) EBITDA	967.608	883.038	762.477

(1) Nota explicativa referente às Demonstrações Financeiras dos exercícios de 2012 e 2011

3. Informações financ. selecionadas / 3.3 - Eventos subsequentes às DFs

3.3. Identificar e comentar qualquer evento subsequente às últimas demonstrações financeiras de encerramento de exercício social que as altere substancialmente¹.

Não ocorreu nenhum evento subsequente às últimas demonstrações financeiras que as altere substancialmente.

¹ Quando da apresentação do formulário de referência por conta do pedido de registro de distribuição pública de valores mobiliários, as informações devem se referir a eventos subsequentes às últimas informações contábeis divulgadas pelo emissor.

3. Informações financ. selecionadas / 3.4 - Política destinação de resultados

3.4. Descrever a política de destinação dos resultados dos 3 últimos exercícios sociais:

O disposto abaixo se aplica aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2011, 2012 e 2013.

a) regras sobre retenção de lucros:

O Estatuto Social da companhia estabelece que do resultado do exercício serão deduzidos, antes de qualquer participação, os prejuízos acumulados e a provisão para o imposto de renda. O Estatuto estabelece, ainda, que 5% do lucro do exercício serão aplicados na constituição da Reserva Legal, que não excederá de 20% do capital social. Após, será realizada a distribuição do dividendo não inferior a 25% do lucro líquido ajustado nos termos da Lei nº 6.404/76. O lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da assembleia geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder 80% do valor do capital subscrito.

Complementando as informações acima, conforme deliberado em AGE no dia 26 de novembro de 2013 o limite especificado para à formação de reserva de reforço de capital de giro foi modificado para 100% do valor do capital subscrito.

Compete ao Conselho de Administração, em cada exercício, submeter à decisão da Assembléia Geral, a proposta de destinação do lucro.

b) regras sobre distribuição de dividendos:

A Companhia não possui uma política de distribuição de dividendos formalizada. A distribuição de dividendos da Companhia é feita exclusivamente de acordo com o seu estatuto social, no qual estão definidas as seguintes regras.

O Conselho de Administração submeterá à decisão da Assembléia Geral, a proposta de distribuição de dividendos em cada exercício, sendo que, do resultado apurado no exercício, após a dedução dos prejuízos acumulados e da provisão para o imposto de renda, 25% do lucro líquido serão destinados ao pagamento do dividendo mínimo obrigatório.

Além disso, o Estatuto prevê que a Companhia, por deliberação do Conselho de Administração, poderá declarar dividendos intermediários à conta do lucro apurado em balanços semestrais ou períodos menores, por conta do total a ser distribuído ao término do respectivo exercício, observadas as limitações previstas em lei. Os dividendos assim declarados constituem antecipação do dividendo obrigatório. Nesse caso, a assembleia determinará o pagamento do saldo remanescente.

Ainda por deliberação do Conselho de Administração, a Companhia pode pagar aos seus acionistas dividendos à conta de lucros acumulados ou de reserva de lucros existentes de exercícios sociais anteriores.

Compete à Assembléia o pagamento de juros sobre o capital próprio aos acionistas. O montante pago a título de juros sobre o capital próprio poderá integrar o montante dos dividendos distribuídos pela Companhia.

O dividendo mínimo não será obrigatório no exercício em que os órgãos da administração informarem à assembleia geral ordinária ser ele incompatível com a situação financeira da Companhia. Os lucros que deixarem de ser distribuídos serão registrados como reserva especial e, se não absorvidos por prejuízos em exercícios subsequentes, deverão ser distribuídos tão logo o permita a situação financeira da Companhia.

c) Periodicidade das distribuições de dividendos:

O dividendo mínimo obrigatório é distribuído anualmente.

Poderá ocorrer, durante o ano, a distribuição de dividendos, por deliberação do Conselho de Administração, à conta do lucro apurado em balanços semestrais ou períodos menores do exercício social corrente ou à conta de lucros acumulados ou de reserva de lucros existentes de exercícios sociais anteriores.

d) Eventuais restrições à distribuição de dividendos impostas por legislação ou regulamentação especial aplicáveis ao emissor, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais.

A Companhia celebrou contratos de financiamento em que há restrições à distribuição de dividendos:

Empréstimos ELETROBRÁS, art. 12, alínea i) das Condições Gerais:

"(i) não declarar ou pagar qualquer dividendo, autorizar ou efetuar qualquer outra distribuição, por conta de qualquer espécie de ações sejam novas ou de aumento de capital, exceto na hipótese de reavaliação do ativo, ou efetuar qualquer operação com referência a ditas ações, no caso de estar em atraso no cumprimento das obrigações previstas no contrato de financiamento."

Escritura de emissão de Debêntures 4ª emissão (agosto/2006), cláusula de vencimento antecipado – 4.11, alínea (i):

"(i) pagamento aos acionistas da Emissora de dividendos, incluindo dividendos a título de antecipação e/ou rendimentos sob forma de juros sobre capital próprio, quando a Emissora estiver em mora com relação às Debêntures, ressalvado, entretanto, o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 27, § 1.º, inciso III do Estatuto Social da Emissora"

Escritura de emissão de Debêntures 5ª emissão (dezembro/2009), obrigações adicionais da emissora – item 8.1.18:

"8.1.18. A Emissora não poderá realizar o pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio e/ou outros pagamentos de qualquer natureza a seus acionistas, ressalvado pagamentos feitos conforme previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações: (a) caso a Emissora esteja em mora com relação ao pagamento de

3. Informações financ. selecionadas / 3.4 - Política destinação de resultados

quaisquer valores devidos aos Debenturistas em virtude das Debêntures e essa mora não tiver acarretado o vencimento antecipado das Debêntures objeto da Oferta, cessando esta proibição tão logo seja purgada a mora; ou (b) caso seja declarado o vencimento antecipado das Debêntures objeto da Oferta, nos termos desta Escritura, cessando esta proibição tão logo a Emissora tenha realizado o pagamento integral de todos e quaisquer valores devidos e não pagos aos Debenturistas em virtude das Debêntures objeto da Oferta, inclusive encargos, se devidos.”

Escritura de emissão de Debêntures 6ª emissão (junho/2011), obrigações adicionais da emissora –clausula quinta:

“5.1.17. A Emissora não poderá realizar o pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio e/ou outros pagamentos de qualquer natureza a seus acionistas, ressalvado pagamentos feitos conforme previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações: (a) caso a Emissora esteja em mora com relação ao pagamento de quaisquer valores devidos aos Debenturistas em virtude das Debêntures e essa mora não tiver acarretado o vencimento antecipado das Debêntures objeto da Oferta Restrita, cessando esta proibição tão logo seja purgada a mora; ou (b) caso seja declarado o vencimento antecipado das Debêntures objeto da Oferta Restrita, nos termos desta Escritura de Emissão, cessando esta proibição tão logo a Emissora tenha realizado o pagamento integral de todos e quaisquer valores devidos e não pagos aos Debenturistas em virtude das Debêntures objeto da Oferta Restrita, inclusive encargos, se devidos.”

Escritura de emissão de Debêntures 7ª emissão (junho/2012), obrigações adicionais da emissora –clausula quinta:

“5.1.17. A Emissora não poderá realizar o pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio e/ou outros pagamentos de qualquer natureza a seus acionistas, ressalvado pagamentos feitos conforme previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações: (a) caso a Emissora esteja em mora com relação ao pagamento de quaisquer valores devidos aos Debenturistas em virtude das Debêntures e essa mora não tiver acarretado o vencimento antecipado das Debêntures objeto da Oferta Restrita, cessando esta proibição tão logo seja purgada a mora; ou (b) caso seja declarado o vencimento antecipado das Debêntures objeto da Oferta Restrita, nos termos desta Escritura de Emissão, cessando esta proibição tão logo a Emissora tenha realizado o pagamento integral de todos e quaisquer valores devidos e não pagos aos Debenturistas em virtude das Debêntures objeto da Oferta Restrita, inclusive encargos, se devidos.”

Há também a restrição prevista no parágrafo 4º do artigo 202 da Lei nº 6.404/76, de que o dividendo mínimo não será obrigatório no exercício social em que os órgãos da administração informarem à assembléia geral ser ele incompatível com a situação financeira da companhia.

3. Informações financ. selecionadas / 3.5 - Distribuição de dividendos

(Reais Unidade)	Últ. Inf. Contábil 31/12/2014	Exercício social 31/12/2013	Exercício social 31/12/2012	Exercício social 31/12/2011
Lucro líquido ajustado		645.784.113,89	468.706.640,08	93.736.039,14
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado (%)		25,000000	25,000000	25,000000
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido do emissor (%)		26,030000	24,030000	12,860000
Dividendo distribuído total		161.446.028,47	117.176.660,02	23.434.009,79
Lucro líquido retido		25.752.953,36	351.529.980,06	70.302.029,35
Data da aprovação da retenção		22/04/2014	30/04/2013	27/04/2012

Lucro líquido retido	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo
Dividendo Obrigatório								
Ordinária			161.446.028,47	31/12/2014	117.176.660,02	10/12/2013	23.434.009,79	30/12/2012

3. Informações financ. selecionadas / 3.6 - Dividendos-Lucros Retidos/Reservas

3.6 – Dividendos – Lucros Retidos/Reservas referentes aos 3 últimos exercícios sociais

Nos 3 últimos exercícios sociais, não foram declarados dividendos a conta de lucros retidos ou reservas constituídas em exercícios sociais anteriores.

3. Informações financ. selecionadas / 3.7 - Nível de endividamento

Exercício Social	Soma do Passivo Circulante e Não Circulante	Tipo de índice	Índice de endividamento	Descrição e motivo da utilização de outro índice
31/12/2013	3.231.585.000,00	Índice de Endividamento	34,00000000	

3. Informações financ. selecionadas / 3.8 - Obrigações

Exercício social (31/12/2013)							
Tipo de Obrigação	Tipo de Garantia	Descrever outras garantias ou privilégios	Inferior a um ano	Um a três anos	Três a cinco anos	Superior a cinco anos	Total
	Garantia Flutuante		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Quirografárias		954.637.000,00	649.977.080,00	765.851.040,00	861.119.880,00	3.231.585.000,00
Total			954.637.000,00	649.977.080,00	765.851.040,00	861.119.880,00	3.231.585.000,00
Observação							

3. Informações financ. selecionadas / 3.9 - Outras inf. relev. - Inf. Financeiras

Todas as informações relevantes foram divulgadas nos itens anteriores.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

a) Riscos Relacionados à Companhia

A insuficiência de indenização por parte do Governo Federal na hipótese de extinção da concessão e bens reversíveis da Emissora, pode causar um efeito relevante adverso sobre os negócios, resultados e situação financeira da Emissora, bem como sobre seu valor de mercado e sua capacidade de pagamento com relação às suas dívidas.

O Governo Federal tem autoridade para extinguir as concessões da Emissora antes do seu término em caso de falência ou dissolução da Emissora. A legislação brasileira também estabelece que as concessões poderão ser extintas antes de seu término por meio de uma ação de encampação, justificada pelo interesse público. De acordo com a legislação brasileira, uma encampação exigiria o pagamento antecipado de indenização por parte do Governo Federal, a título de reparação pelos prejuízos da Emissora. Adicionalmente, em caso de descumprimento do Contrato de Concessão ou da legislação aplicável, a Emissora estará sujeita à caducidade das concessões, ou seja, tais concessões poderão ser extintas por decretos dos poderes concedentes e após instauração de processo administrativo e comprovação da inadimplência. A declaração da caducidade ocorre sem indenização prévia, havendo indenização apenas de parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido. Declarada a caducidade, o Poder Concedente não é responsável por quaisquer encargos, ônus, obrigações ou compromissos com terceiros ou com empregados das concessionárias.

Em todos os casos aqui descritos, a extinção antecipada da concessão terá um efeito adverso relevante sobre os negócios, resultados e situação financeira da Emissora, bem como sobre seu valor de mercado e sua capacidade de pagamento com relação às suas dívidas.

A Emissora está sujeita a riscos relacionados a disputas judiciais e administrativas, as quais podem afetar de forma adversa os seus resultados e/ou sua condição financeira.

A Emissora é parte em diversos processos judiciais e administrativos movidos no curso regular de seus negócios. Esses processos referem-se, entre outros assuntos, a ações fiscais, trabalhistas e cíveis. Em 31 de dezembro de 2013, as contingências decorrentes de processos judiciais e administrativos nos quais a Emissora figurava como parte correspondiam aproximadamente a R\$5.254 bilhões, dos quais R\$418 milhões encontravam-se provisionados.

Uma decisão adversa referente a qualquer procedimento administrativo ou processo judicial existente, ou mesmo futuro, poderá ter um efeito adverso relevante sobre os negócios da Emissora, seus resultados e/ou sobre sua condição financeira.

As principais contingências possíveis são:

	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
Trabalhistas (a)	388.312	346.459
Cíveis (b)	506.983	496.137
Fiscais (c)	1.428.812	1.475.135
Juizados especiais	<u>122.255</u>	<u>131.887</u>
	<u>2.446.362</u>	<u>2.449.618</u>

A Companhia tem responsabilidade objetiva por quaisquer prejuízos resultantes da inadequada prestação de serviços de distribuição de energia elétrica. As apólices de seguros da Companhia poderão não cobrir inteiramente prejuízos resultantes da inadequada prestação de serviços de distribuição de energia elétrica.

De acordo com a legislação brasileira, a Companhia, na qualidade de prestadora de serviços públicos, tem responsabilidade objetiva por quaisquer prejuízos diretos e indiretos resultantes da inadequada prestação de serviços de distribuição de energia elétrica, tais como interrupções abruptas no suprimento ou interferências de voltagem.

A Companhia contrata seguro de risco operacional para cobertura de perdas resultantes de incêndio, raio, explosões, enchentes, quebra de maquinário, dano elétrico e queda de energia elétrica em todas as subestações, prédios e instalações, bem como para perdas materiais e pessoais resultantes de acidentes de trânsito. A Companhia contrata também seguro de responsabilidade civil para a cobertura de danos pessoais e materiais causados a terceiros e contrata, ainda, apólices de seguro de transporte nacional e internacional, cobrindo os riscos nos transportes dos equipamentos nacionais e importados. As apólices de seguros da Companhia poderão não ser suficientes para a cobertura integral de todos os passivos que poderão surgir no decorrer dos negócios da Companhia.

Caso as diretrizes de administração de riscos futuros do Grupo Endesa exijam a diminuição da cobertura dos seguros abaixo dos níveis atuais, ou caso a Companhia não seja capaz de contratar seguros em termos comparáveis aos atuais, o resultado das operações da Companhia poderá ser adversamente afetado caso esta incorra em passivos que não estejam totalmente cobertos por suas apólices de seguro.

As disposições restritivas dos contratos de financiamento da Emissora podem afetar adversamente a capacidade de operar seus negócios e de efetuar os pagamentos relativos às suas dívidas.

Os contratos de financiamento que regem as dívidas da Emissora contêm restrições e limitações que poderiam restringir significativamente a forma pela qual a Emissora opera seus negócios. Por exemplo, a Emissora é obrigada a observar disposições de *cross default*, restrições à sua capacidade de contratar novas dívidas, bem como determinados índices financeiros. Qualquer inadimplemento dos contratos financeiros pode levar os credores a exigir o pagamento do valor devido imediatamente e, ainda, pode causar o vencimento antecipado de outros contratos financeiros celebrados pela Emissora, o que poderia influenciar negativamente a capacidade de a Emissora honrar com seus compromissos financeiros, inclusive com os pagamentos relativos às suas dívidas.

Se a Emissora não conseguir controlar com sucesso as suas perdas de energia, os resultados de suas operações e sua situação financeira poderão ser adversamente afetados.

A Emissora sofre 2 tipos de perdas de energia: técnicas e comerciais. As perdas técnicas são aquelas que ocorrem no curso normal da atividade de distribuição de energia elétrica. As perdas comerciais são resultantes de ligações ilegais e fraude por parte dos Consumidores, ou seja, configuram o furto de energia elétrica. As

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

perdas totais (média móvel de 12 meses) de energia da Emissora no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2013 e 2012 foram de 19,76% e 19,63%, respectivamente. A Emissora não pode assegurar que as estratégias a serem implementadas para combater perdas de energia elétrica serão eficazes. Uma parcela de suas perdas de energia elétrica não poderá ser repassada por meio de aumento das tarifas, e não é possível assegurar que as medidas do Governo em resposta a uma possível escassez de energia no futuro, bem como um aumento nas perdas de energia, não venham a afetar adversamente a situação financeira e os resultados operacionais da Emissora.

Adicionalmente, devido às perdas técnicas e comerciais, o montante de eletricidade comprado pela Companhia é superior ao montante entregue e cobrado dos consumidores. Tal fato aumenta os custos de aquisição de eletricidade da Companhia, o que gera um efeito adverso nas margens operacionais da Companhia em razão de a Companhia poder não conseguir repassar integralmente aos consumidores tais custos adicionais.

O não cumprimento da legislação ambiental aplicável ou de determinações judiciais ou administrativas relacionadas à Emissora referentes à aspectos ambientais, bem como a criação de regulamentação ambiental mais rigorosa, poderá causar impacto adverso relevante na imagem, no resultado operacional e/ou na condição financeira da Companhia.

Os equipamentos, instalações e operações da Companhia estão sujeitos à legislação ambiental nas esferas federal, estadual e municipal, bem como à fiscalização por agências governamentais responsáveis pela verificação de cumprimento dessa legislação e pela implementação de políticas ambientais e de segurança do trabalho. Essa legislação inclui, por exemplo, a necessidade de obtenção de licenças para a instalação e operação de determinados equipamentos e atividades, a obrigatoriedade de obtenção de autorizações para a supressão de vegetação e intervenções em áreas protegidas, bem como para o armazenamento, tratamento e destinação final adequada de resíduos. Tais agências podem impor sanções administrativas contra a Companhia em virtude de não-atendimento da legislação aplicável. Essas sanções poderão incluir, entre outras, a imposição de multas, o embargo de obras ou de atividades, a suspensão parcial ou total da atividade, bem como a suspensão ou cancelamento de licenças concedidas, a perda ou restrições de incentivos fiscais, linhas de financiamento de estabelecimentos oficiais de crédito e a proibição de contratar com o poder público. Caso a legislação ambiental e de segurança do trabalho se torne mais rigorosa, a Companhia poderá ser forçada a aumentar os gastos com investimentos para atender a esta legislação. A demora ou a recusa dos órgãos ambientais em emitir ou renovar licenças ou autorizações, ou a incapacidade da Companhia de obter as licenças ambientais pertinentes e/ou renovar as licenças ambientais atualmente existentes, bem como de atender às exigências formuladas pelos órgãos ambientais para tal finalidade, pode impedir o início ou a continuidade de serviços prestados pela Companhia. Tais fatos podem afetar de maneira adversa a situação financeira e/ou resultado operacional da Companhia.

Além disso, a inobservância, pela Companhia, da legislação ambiental pode acarretar, além da obrigação de reparar danos diretos e indiretos que eventualmente sejam causados ao meio ambiente e a terceiros afetados, a aplicação de sanções de natureza penal contra a Companhia e seus administradores, que podem incluir, no caso das sanções impostas contra a Companhia, a imposição de multas, a suspensão parcial ou total da atividade e a proibição de contratar com o poder público ou de obter subsídios, subvenções e doações, podendo ter impacto negativo nas receitas da Companhia ou, ainda, inviabilizar a captação de recursos junto ao mercado financeiro. A personalidade jurídica da Companhia poderá também ser desconsiderada para garantir a reparação dos danos ambientais que porventura a Companhia venha a causar.

Sem prejuízo do disposto acima, a inobservância pela Companhia da legislação ambiental, assim como o descumprimento de termos de ajustamento de conduta, termos de compromisso e/ou acordos judiciais por ela celebrados poderá causar impacto adverso relevante na imagem, no resultado operacional e/ou na condição financeira da Companhia.

b) Riscos Relacionados ao seu controlador

O acionista controlador exerce influência significativa sobre a Companhia. A Enel SpA, por meio da Endesa Brasil S.A. e da Enersis S.A., detém poderes de voto suficientes para nomear a maioria dos membros do Conselho de Administração da Companhia, bem como detém poderes de voto para tomar decisões estratégicas, financeiras, societárias e outras decisões pertinentes às demais áreas de negócio que venham a divergir das expectativas ou preferências dos acionistas não controladores. O acionista controlador exerce influência significativa sobre a Companhia. Muitas destas decisões, no entrando, estão sujeitas às devidas aprovações pela entidade reguladora setorial, neste caso, a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, o que reduz o risco de uma mudança substancial no *core business* da Companhia.

c) Riscos Relacionados aos Acionistas da Companhia

Não aplicável.

d) Riscos Relacionados a suas controladoras e Coligadas

Não aplicável

e) Riscos Relacionados aos seus Fornecedores

A terceirização de parte substancial das atividades da Emissora pode ter um efeito adverso relevante nos seus resultados e/ou na sua condição financeira caso tal terceirização venha a ser considerada como vínculo empregatício para fins da legislação aplicável ou caso venha a ser considerada ilegal pelo Poder Judiciário.

As concessionárias de serviços de energia elétrica, tal como a Emissora, bem como as de telefonia, tem terceirizado parte de suas atividades com base no art.25 da Lei de Concessões (8.987), a qual expressamente permite a terceirização de serviços acessórios, inerentes e correlatos.

Todavia, existe grande celeuma jurídica acerca da possibilidade de se terceirizar ou não atividades fins, na qual se discute se as atividades acessórias, inerentes e correlatas possuem ou não aquela natureza. Esse tema está sendo discutido na Justiça do Trabalho, sem possuir, contudo, decisão pacificada a favor das concessionárias.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

No caso específico da Emissora, o Tribunal Superior do Trabalho, em recurso julgado pela sua Quinta Turma, decidiu pela impossibilidade de terceirização de atividades consideradas "atividades-fim" da companhia, contra qual decisão foi interposto recurso à Seção de Dissídios Individuais – SDI 1, o qual aguarda julgamento. Destarte, recentemente, a Coelce obteve decisão do Supremo Tribunal Federal – STF suspendendo os efeitos dessa decisão por entender que houve afronta à cláusula de reserva de plenário pela decisão do TST. Assim, no momento, a Emissora está autorizada a manter a terceirização dos serviços contratados.

Se a Companhia ganhar o processo, poderá manter a terceirização. Caso o entendimento da justiça em julgamentos futuros seja contrário, inclusive naqueles relativos às atividades desenvolvidas pela Companhia, a Emissora poderá ser obrigada a substituir os terceirizados por ela contratados, primarizando tais contratações, o que poderá acarretar custos significativos para a Companhia, afetando, conseqüentemente, de forma relevante e adversa, os seus resultados operacionais e/ou a sua condição financeira.

Ressalte-se que o modelo da terceirização ainda traz à emissora outros custos, pois na hipótese de uma ou mais empresas terceirizadas não cumprirem com quaisquer de suas obrigações trabalhistas, previdenciárias e/ou fiscais, a Emissora pode vir a ser condenada judicialmente a arcar com tais obrigações.

Os recursos alocados pela Companhia para atender às suas obrigações previdenciárias podem ser inferiores ao valor estimado de tais obrigações e, dessa forma, a Companhia talvez precise fazer contribuições adicionais aos planos de previdência complementar de seus empregados.

Os passivos relativos aos planos de previdência complementar dos empregados da Companhia alcançaram R\$394 milhões em 31 de dezembro de 2013, estando 100% deste valor provisionado. Contudo, as estimativas atuariais da Companhia podem não estar corretas e pode haver reduções a longo prazo nas taxas de juros, nos valores de mercado dos valores mobiliários mantidos pelos planos ou outras mudanças adversas. Caso isso ocorra, a posição de planos de previdência complementar dos empregados da Companhia pode ser significativamente prejudicada, afetando, portanto, a periodicidade e o nível crescente das contribuições a serem feitas pela Companhia aos planos de previdência de seus empregados, o que por sua vez pode afetar os resultados e a capacidade de pagamento da Companhia.

f) Riscos Relacionados aos seus Clientes

Se a Emissora não conseguir controlar com sucesso a inadimplência de seus clientes, os resultados de suas operações e sua situação financeira poderão ser adversamente afetados.

Em 31 de dezembro 2013, o saldo total das contas vencidas era de aproximadamente R\$463,5 milhões enquanto o índice de cobrabilidade da Companhia, medida como valores arrecadados sobre valores faturados, com relação aos últimos doze meses da data de apuração.

A Emissora não pode assegurar que conseguirá implementar todas as ações necessárias para reduzir o inadimplemento de seus clientes, e tampouco que, uma vez implementadas, tais medidas garantirão a eliminação da inadimplência.

Adicionalmente, o corte de fornecimento de energia pela Companhia em caso de inadimplemento dos seus clientes pode ser questionado na justiça e, ainda, discute-se no legislativo a possibilidade de alteração nos procedimentos de corte de energia permitido às distribuidoras de energia, sendo que não há como assegurar que decisões judiciais contrárias à Emissora com relação ao corte de fornecimento de energia e/ou que alterações nos procedimentos de corte de energia não ocasionarão efeitos adversos aos negócios e à situação financeira da Emissora.

O aumento dos índices de inadimplência da Emissora podem afetar a arrecadação da Emissora, o que, conseqüentemente, poderá afetar a sua situação financeira e os seus resultados operacionais.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

	Vencidos	Vencidos até	Vencidos há	Total	
		90 dias	mais de 90 dias	31/12/2013	31/12/2012
Circulante					
Classe de consumidores:					
Residencial	116.936	76.729	21.354	215.019	241.852
Industrial	35.952	4.947	14.147	55.046	56.328
Comercial	47.235	18.274	20.779	86.288	86.480
Rural	10.150	1.585	1.800	13.535	13.597
Poder público iluminação pública	45.012	18.489	18.838	82.339	93.654
Serviço público	5.396	407	56	5.859	5.799
Revenda	5.461	-	-	5.461	4.966
Subtotal	266.142	120.431	76.974	463.547	502.676
Receita não faturada (d)	153.075	-	-	153.075	174.670
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	-	-	4.136	4.136	10.354
Contas a receber com partes relacionadas (e)	54	-	-	54	-
Outros créditos	119	-	-	119	250
Subtotal	419.390	120.431	81.110	620.931	687.950
Provisão para créditos de liquidação duvidosa (b)	-	-	-	(102.979)	(107.213)
Total circulante	419.390	120.431	81.110	517.952	580.737
Não circulante					
Parcelamento de débitos (c)	73.610	-	-	73.610	77.701
Contas a receber com partes relacionadas (e)	-	-	-	-	235
Provisão para créditos de liquidação duvidosa (b)	-	-	-	(52.141)	(49.538)
Total não circulante	73.610	-	-	21.469	28.398

g) Riscos Relacionados aos setores da economia nos quais o emissor atue:

Para riscos relacionados a fatores macroeconômicos que possam afetar a Companhia, vide item 5.1 deste Formulário.

h) Riscos Relacionados à Regulação dos Setores em que a Companhia atua

A Companhia está sujeita a uma abrangente legislação e regulamentação impostas pelo Governo Federal, e não tem como prever o efeito de eventuais alterações na regulamentação/legislação em vigor sobre seus negócios e resultados operacionais.

A principal atividade da Companhia, qual seja a distribuição de energia elétrica, e a de seus concorrentes são reguladas e supervisionadas pela ANEEL e pelo MME. A ANEEL, o MME e outros órgãos reguladores exerceram historicamente um importante grau de autoridade sobre os negócios da Companhia. Nos últimos anos, o Governo Federal implementou novas políticas relacionadas ao setor elétrico brasileiro. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, promulgada em 15 de março de 2004, por exemplo, regula as operações de companhias do setor elétrico, através da implementação de portarias, resoluções e outras diretrizes governamentais, devendo-se notar que tais regras poderão ser alteradas se os leilões de energia nova não garantirem a ampliação da capacidade de distribuição.

Além disso, de acordo com a legislação brasileira, a ANEEL está autorizada a regular diversos aspectos dos negócios da Companhia, inclusive com relação à necessidade de investimentos, à realização de despesas adicionais e à determinação das tarifas cobradas, bem como limitar o repasse do preço da energia comprada às tarifas cobradas pela Companhia. Na hipótese da ANEEL desconsiderar a constituição da CVA e a Companhia seja obrigada a efetuar gastos adicionais não provisionados e encontre-se impossibilitada de ajustar, tempestivamente, suas tarifas junto aos consumidores, os seus resultados podem ser adversamente afetados.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece, dentre outras restrições, que caso a energia contratada esteja aquém da real demanda de energia, além de pagamento de penalidade a ser estabelecida pela ANEEL, a Companhia compra esse déficit de energia ao preço da liquidação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE sem poder assegurar que esse custo será repassado para as tarifas dos consumidores. Além disso, a Companhia fica também com a obrigação de compensar a defasagem com contratos de compra de energia com prazos menores (que normalmente são negociados com preços maiores), o que impossibilitaria a Companhia de repassar integralmente aos consumidores os custos adicionais resultantes dessas compras. Adicionalmente, caso a energia contratada exceda a real demanda de energia em mais de 3,0%, a Companhia também estará impossibilitada de repassar esses custos excedentes aos consumidores, sendo que esse excedente de energia é negociado na liquidação financeira da CCEE ao preço da liquidação, podendo resultar em perda para a Companhia caso o preço da liquidação seja inferior ao custo de compra.

A condição financeira e os resultados operacionais da Companhia podem ser negativamente afetados caso a ANEEL não aprove os reajustes de suas tarifas de distribuição em termos favoráveis.

As tarifas de distribuição da Companhia são estabelecidas de acordo com seu Contrato de Concessão e estão sujeitas à aprovação da ANEEL. O Contrato de Concessão estabelece um mecanismo de controle de preços que permite 3 tipos de reajustes nas tarifas de distribuição:

- o reajuste periódico anual, que tem como objetivo compensar os efeitos da inflação e repassar aos consumidores certas alterações da estrutura de custos da Companhia que estejam fora de seu controle, tais como o custo da energia elétrica que é adquirida de certas fontes e determinados impostos;
- a revisão periódica, realizada a cada 5 anos pela ANEEL, para realinhar as tarifas da Companhia com os seus custos e para fixar um índice baseado na eficiência operacional da Companhia, o qual será aplicado contra o índice de inflação dos futuros reajustes periódicos anuais, cujo objetivo é remunerar a administração eficiente dos custos da Companhia e, ao mesmo tempo, compartilhar ganhos de produtividade com os consumidores; e
- a revisão extraordinária, que pode ser pleiteada pela Companhia sempre que houver um desequilíbrio econômico e financeiro na concessão devido a uma mudança inesperada e significativa nos custos.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

A Companhia não pode afirmar que os reajustes e revisões de tarifas de distribuição serão aprovados pela ANEEL em termos favoráveis. Além disso, caso esses reajustes e/ou revisões não sejam concedidos pela ANEEL em tempo hábil ou de forma integral, a situação financeira e os resultados operacionais da Companhia poderão ser afetados adversamente.

Dessa forma, na hipótese de alterações imprevistas nas condições originais de contratação, caso os reajustes tarifários ou, ainda, a aplicação da cláusula de restabelecimento do equilíbrio econômico-financeiro não gerem, tempestivamente, um aumento do fluxo de caixa, a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia podem ser afetados adversamente.

Os reajustes sobre as tarifas aprovadas pela ANEEL estão sujeitos a contestações, o que pode afetar adversamente a receita operacional e/ou a condição financeira da Emissora.

Quaisquer revisões e reajustes tarifários por parte da Companhia estão sujeitos à aprovação pela ANEEL, bem como aos limites estabelecidos no Contrato de Concessão e na legislação brasileira aplicável, tal como a Lei de Concessões e as resoluções da ANEEL. Os índices apurados por meio dessas revisões e reajustes tarifários, ainda que homologados pela ANEEL, podem ser objeto de contestações judiciais por parte dos consumidores, da Ordem dos Advogados do Brasil, de órgãos governamentais, por meio, por exemplo, de comissões parlamentares de inquérito e por parte do Ministério Público na defesa dos interesses difusos dos consumidores da área de concessão da Companhia, dada a natureza de serviço público essencial da atividade da Companhia. Nesse sentido, mudanças metodológicas, impostas pelo poder concedente no Contrato de Concessão, relativas ao cálculo dos reajustes tarifários anuais e revisões tarifárias, além de eventuais decisões favoráveis aos questionamentos relacionados a revisões e reajustes tarifários concedidos pela ANEEL, podem afetar negativamente a imagem da Emissora, bem como sua receita operacional e condição financeira.

A Companhia pode ser penalizada pela ANEEL pelo não atendimento das obrigações contidas no Contrato de Concessão, o que pode acarretar multas e outras penalidades e, dependendo da gravidade do inadimplemento, a caducidade da Concessão.

As atividades de distribuição da Companhia são conduzidas em conformidade com o Contrato de Concessão. A ANEEL poderá impor penalidades à Companhia caso ela deixe de cumprir com qualquer disposição contida no referido contrato. As penalidades aplicáveis dependem da extensão da gravidade da não conformidade e incluem:

- advertências;
- multas por infração, limitadas a 2% do faturamento da concessionária nos doze meses anteriores à data da lavratura do auto de infração;
- impedimentos à construção de novas instalações ou à compra de novos equipamentos;
- restrições sobre a operação das instalações e equipamentos existentes;
- suspensão temporária de participação em processos licitatórios de novas concessões;
- suspensão do repasse de recursos do poder concedente em caso de inadimplência intrasetorial;
- suspensão da aplicação de reajuste/revisão em caso de inadimplência intrasetorial;
- intervenção na administração da empresa inadimplente por parte da ANEEL; ou
- caducidade da concessão.

A ANEEL, além das penalidades descritas acima, também poderá intervir na concessão para assegurar a observância às leis e regulamentações aplicáveis.

Ainda, o Governo Federal tem autoridade para extinguir o Contrato de Concessão antes de seu término: (i) no caso de falência ou dissolução da Companhia; (ii) no caso de inexecução, total ou parcial, do Contrato de Concessão; ou (iii) caso a Companhia não atenda aos termos e às condições estabelecidas no Contrato de Concessão, bem como às obrigações legais e regulatórias aplicáveis.

O término antecipado ou a não-renovação do Contrato de Concessão, a imposição de multas ou penalidades severas por parte da ANEEL, ou a intervenção da ANEEL na Concessão, poderão ter um efeito adverso sobre os negócios, os resultados operacionais e a situação financeira da Companhia, sem mencionar os efeitos sobre o valor de mercado dos valores mobiliários e sua emissão, bem como sobre a sua capacidade de pagamento com relação às suas dívidas.

A Concessão, por meio da qual a Companhia está autorizada a realizar atividades de distribuição, está sujeita à extinção sob certas circunstâncias, e a Companhia pode não ser capaz de recuperar o valor integral investido caso a Concessão seja extinta.

A Companhia executa suas atividades de distribuição de acordo com o Contrato de Concessão. O prazo da concessão é de 30 anos, o qual expirará em 9 de dezembro de 2026, e este poderá ser renovado caso certas condições sejam atendidas. Contudo, nos termos da Lei de Concessões, o Governo Federal tem autoridade para extinguir a concessão antes do seu término, em caso de falência ou dissolução da Companhia. A legislação brasileira também estabelece que as concessões poderão ser extintas antes de seu término por meio de uma ação de encampação, justificada pelo interesse público. De acordo com a legislação brasileira, uma encampação exigiria o pagamento antecipado de indenização por parte do Governo Federal, a título de reparação pelos prejuízos sofridos pela Companhia. A caducidade da Concessão poderá ser declarada caso a Companhia não atenda aos termos e às condições estabelecidas no Contrato de Concessão, bem como às obrigações legais e regulatórias aplicáveis.

Caso o Governo Federal declare a extinção da Concessão da Companhia antes do seu término, por qualquer motivo, a indenização a que esta tem direito pela parte não-amortizada de seu investimento poderá não ser suficiente para a recuperação do valor integral do investimento feito. Em todos os casos descritos, a extinção antecipada da Concessão da Companhia terá um efeito adverso relevante sobre os seus negócios, resultados e situação financeira, sem mencionar os efeitos sobre os valores mobiliários de sua emissão, bem como sobre a sua capacidade de pagamento com relação às suas dívidas.

Estimativas incorretas da demanda de energia para as áreas de concessão de distribuição da Companhia poderão afetar adversamente os seus resultados operacionais. A Companhia pode não conseguir repassar integralmente, através de suas tarifas, os custos de compras de energia devido à necessidade de aquisição de energia elétrica por meio de contratos de curto prazo.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que as distribuidoras de energia elétrica devem contratar antecipadamente, por meio de leilões públicos, toda a demanda de energia prevista para suas áreas de concessão de distribuição para os 5 anos subsequentes. Caso a demanda prevista esteja incorreta e a Companhia adquira energia elétrica em quantidade maior ou menor do que a necessária, a Companhia pode ser impedida de repassar integralmente os custos da compra de energia aos consumidores e ficar sujeita a multas impostas pela ANEEL.

Por exemplo, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece, dentre outras restrições, que caso a energia contratada esteja aquém da real demanda de energia, além de pagamento de penalidade a ser estabelecida pela ANEEL, a Companhia compra esse déficit de energia ao preço da liquidação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE sem poder assegurar que esse custo será repassado para as tarifas dos consumidores. Além disso, a Companhia fica também com a obrigação de compensar a defasagem com contratos de compra de energia com prazos menores (que normalmente são negociados com preços maiores), o que impossibilitaria a Companhia de repassar integralmente aos consumidores os custos adicionais resultantes dessas compras. Adicionalmente, caso a energia contratada exceda a real demanda de energia em mais de 3,0%, a Companhia também estará impossibilitada de repassar esses custos excedentes aos consumidores, sendo que esse excedente de energia é negociado na liquidação financeira da CCEE ao preço da liquidação, podendo resultar em perda para a Companhia caso o preço da liquidação seja inferior ao custo de compra.

A Companhia não pode garantir que sua previsão para a demanda de energia será correta. Caso haja variações significativas entre as previsões de demanda de energia e o volume de energia adquirida, os resultados de suas operações poderão ser afetados adversamente.

Além disso, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico limita a capacidade de repassar o custo da energia adquirida pela Companhia aos consumidores, caso esses custos excedam o Valor de Referência Anual estabelecido pela ANEEL, o que, conseqüentemente, poderia afetar os resultados operacionais e/ou a condição financeira da Companhia.

Um novo racionamento de energia, em função da falta de investimentos em expansão da capacidade de geração de energia e/ou condições hidrológicas adversas podem afetar negativamente o faturamento e a geração de caixa da Companhia.

A energia hidrelétrica é uma das principais fontes de eletricidade do Brasil. A baixa média pluviométrica nos anos anteriores a 2001 acarretou redução dos níveis dos reservatórios e baixa capacidade hidrelétrica nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste. O programa de racionamento determinou uma redução no consumo de energia elétrica de consumidores industriais, comerciais e residenciais da ordem de 15% a 25% entre junho de 2001 e fevereiro de 2002.

O faturamento da Companhia entre junho de 2001 e fevereiro de 2002 (período do racionamento) foi 10% inferior a igual período iniciado em junho de 2000 e 33% inferior a igual período iniciado em junho de 2002. A geração de caixa da Companhia também foi afetada negativamente durante o racionamento.

A falta de investimentos em expansão da capacidade de geração de energia, somada à diminuição do nível de água dos reservatórios brasileiros, podem levar o Governo Federal a tomar novas medidas para redução do consumo de energia que poderão ter um impacto negativo na economia brasileira, no faturamento e na geração de caixa da Companhia.

Tendo em vista que uma parte substancial dos ativos da Companhia é dedicada ao fornecimento de um serviço público essencial, esses ativos não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência, e não estarão sujeitos a penhora para garantia de juízo.

Parte substancial dos ativos da Companhia é considerada como dedicada ao fornecimento de serviço público essencial pelos tribunais brasileiros. Deste modo, esses ativos não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência ou penhora para garantia de juízo e, nesses casos, de acordo com os termos da Concessão e da legislação brasileira, serão revertidos para o Governo Federal.

A indenização recebida pela Companhia poderá ser menor do que o valor de mercado dos ativos. Essas restrições à liquidação e penhora poderão diminuir significativamente os valores a que os investidores da Companhia teriam direito em caso de liquidação, além de poder ter efeito adverso sobre a capacidade da Companhia de obter financiamentos, o que, conseqüentemente, afetaria de forma adversa os resultados operacionais e/ou a condição financeira da Companhia.

O projeto de Reforma das Agências Reguladoras pode afetar a competência da ANEEL.

Há projeto de lei em tramitação no Congresso Nacional que dispõe sobre a gestão, a organização e o controle social das agências reguladoras. Esse projeto de lei visa alterar a estrutura de tais agências, mediante, dentre outros pontos, a criação (i) de contratos de gestão, que deverão ser firmados entre as agências reguladoras e os Ministérios a que estiverem vinculadas, e (ii) de ouvidoria nas agências reguladoras, com o objetivo de zelar pela qualidade dos serviços prestados e acompanhar o processo interno de apuração das denúncias e reclamações dos usuários, seja contra a atuação da agência reguladora, seja contra entes regulados, sendo que o ouvidor, responsável pela respectiva ouvidoria, será indicado pelo Presidente da República.

Não há como garantir que as alterações a serem aprovadas não afetarão negativamente as empresas distribuidoras de energia elétrica, incluindo a Companhia.

Projetos de lei em tramitação no Congresso Nacional poderão alterar a Lei de Concessões e Lei Federal nº 9.427/96.

Tramita no Congresso Nacional o projeto de lei nº 3.245/2008, que visa acrescentar o artigo 13-A à Lei de Concessões, o qual preverá que a prestação de serviços públicos essenciais aos consumidores de baixa renda será subsidiada por meio da instituição de tarifa social. O parágrafo único do artigo 13-A ainda definirá o fornecimento de energia elétrica como serviço público essencial.

Também tramita no Congresso Nacional o projeto de lei nº 4.942/2009 que, se aprovado, poderá dificultar o procedimento de suspensão do fornecimento de energia elétrica por falta de pagamento. Assim, a suspensão do fornecimento de energia somente será admitida mediante sentença judicial, quando frustrados os meios ordinários de cobrança, devendo ser comunicada com antecedência mínima de 15 dias ao poder público local ou ao Poder Executivo Estadual, quando puder prejudicar a prestação de serviço público ou essencial à população.

As alterações em discussão, se aprovadas, poderão afetar negativamente as empresas distribuidoras de energia elétrica, incluindo a Companhia.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

A fiscalização do Tribunal de Contas da União Federal nos procedimentos adotados pela ANEEL poderá afetar adversamente a metodologia de revisão e reajuste de tarifas de energia elétrica.

O Tribunal de Contas da União acompanhou e fiscalizou o procedimento de revisão tarifária de algumas empresas do setor elétrico, conduzido pela ANEEL no ano de 2003, e proferiu acórdãos nos processos referentes às empresas Eletropaulo Metropolitana – Eletricidade de São Paulo S.A., Light e Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, nos quais elaborou diversas considerações, críticas e determinações à ANEEL, referentes à metodologia da revisão. Caso o Tribunal de Contas da União venha a fiscalizar o procedimento de revisão tarifária da Companhia, o seu respectivo posicionamento poderá afetar adversamente a metodologia de revisão e reajuste da Companhia, afetando, conseqüentemente, o resultado operacional e a condição financeira da Companhia.

i) Aos países estrangeiros onde o emissor atue

O Brasil é o único país em que o emissor atua, não estando, portanto, sujeito a fatores de risco associados aos países estrangeiros.

4. Fatores de risco / 4.2 - Descrição - Riscos de Mercado

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

A Companhia tem como prática a análise constante dos riscos aos quais está exposta e que possam afetar seus negócios, situação financeira e os resultados das suas operações de forma adversa. Os riscos de mercado ao qual a Companhia está exposta estão descritos no item 4.1. Atualmente, a Companhia não tem expectativas de redução ou aumento em sua exposição relativa a esses riscos.

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

4.3. Descrever os processos judiciais, administrativos ou arbitrais em que o emissor ou suas controladas sejam parte, discriminando entre trabalhistas, tributários, cíveis e outros: (i) que não estejam sob sigilo, e (ii) que sejam relevantes para os negócios do emissor ou de suas controladas, indicando:

- a. juízo*
- b. instância*
- c. data de instauração*
- d. partes no processo*
- e. valores, bens ou direitos envolvidos*
- f. principais fatos*
- g. se a chance de perda é:*
 - i. provável*
 - ii. possível*
 - iii. remota*
- h. análise do impacto em caso de perda do processo*

Encontram-se relacionados neste Formulário de Referência todos os processos administrativos e judiciais em andamento, nos quais a Companhia figura como parte devedora, classificados como relevantes. Na avaliação da relevância, a Companhia, além de se ater à capacidade do processo de impactar de forma significativa seu patrimônio, sua capacidade financeira ou seus negócios, considerou também outros fatores que poderiam influenciar a decisão do público investidor, como, por exemplo, os riscos de imagem inerentes a determinada prática da Companhia ou riscos jurídicos relacionados à discussão da validade de cláusulas estatutárias.

Os valores envolvidos são avaliados pelos advogados externos e internos, responsáveis pela condução dos processos, sendo as contingências de perda classificadas em provável, possível ou remota, considerando os critérios determinados nas normas contábeis emitidas pelo Comitê de Pronunciamento Contábeis – CPC. A Companhia mantém provisionados apenas os valores relativos aos processos que estão classificados dentre os de risco de perda "provável".

A seguir, são apresentados os detalhes dos processos administrativos e judiciais, nos quais a Companhia figura como parte, que não estão sob sigilo e que são relevantes para os negócios da Companhia:

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

	Natureza do Processo	Juízo	Instância	Data de instauração	Autor	Réu	Valor envolvido	Valor provisionado	Explicação Sumária	Probabilidade de perda	Análise do impacto em caso de perda
1	Fiscal	11ª Vara de Fazenda Pública	1ª Instância	01/12/2006	AMPLA	Estado do Rio de Janeiro	17.497.986,92	-	Ação anulatória de débito fiscal - De acordo com o Auto de Infração, a Ampla não comprovou os valores dos créditos de ICMS registrados por ocasião das entradas de mercadorias destinadas ao ativo fixo.	Possível	Impacto em caixa e em resultado
2	Fiscal	Conselho de Contribuintes	2ª Instância	28/06/1999	Secretaria de Estado da Fazenda	AMPLA	24.695.463,07	-	Auto de Infração lavrado sob o argumento que a Ampla não comprovou os valores dos créditos de ICMS registrados por ocasião das entradas de mercadorias destinadas ao ativo fixo.	Possível	Impacto em caixa e em resultado
3	Fiscal	Conselho de Contribuintes	2ª Instância	28/06/1999	Estado do Rio de Janeiro	AMPLA	14.361.203,32	5.744.481,33	Lavratura do Auto de Infração nº 01.082243-5 contra a AMPLA, sob a alegação de que a empresa teria creditado indevidamente os valores referentes às entradas de mercadorias ao seu ativo permanente – Fornecimento de energia elétrica.	Possível / Provável	Impacto em caixa e em resultado
4	Fiscal	Conselho de Contribuintes	2ª Instância	21/06/1905	Estado do Rio de Janeiro	AMPLA	1.856.581,24	371.316,25	Lavratura do Auto de Infração contra a AMPLA, sob a alegação de que a empresa teria creditado indevidamente os valores referentes às entradas de mercadorias ao seu ativo permanente – Fornecimento de energia elétrica.	Possível / Provável	Impacto em caixa e em resultado
5	Fiscal	11ª Vara de Fazenda Pública	1ª Instância	18/12/2006	AMPLA	Estado do Rio de Janeiro	12.938.949,41	-	Ação anulatória de crédito fiscal - De acordo com o auto de infração a Ampla efetuou saída de mercadorias sem a devida tributação pelo ICMS.	Possível	Impacto em caixa e em resultado
6	Fiscal	11ª Vara de Fazenda Pública	1ª Instância	25/01/2007	AMPLA	Estado do Rio de Janeiro	14.024.107,60	-	Ação anulatória de créditos fiscais referentes à três autos de infração (E-04/114.362/00, E-04/114.365/00 e E-04/114366/00) - De acordo com os autos de infração, a Ampla efetuou saídas de mercadorias para conserto sem o retorno ao estabelecimento de origem no prazo legal de 180 dias. Após o prazo, não houve recolhimento do ICMS supostamente devido.	Possível	Impacto em caixa e em resultado
7	Fiscal	Conselho de Contribuintes	2ª Instância	09/11/2000	Secretaria do Estado de Fazenda	AMPLA	17.387.215,81	-	Auto de Infração lavrado sob o argumento de que a Ampla se creditou indevidamente de valores de ICMS consignados no Livro de registro de ICMS (ano 98) sem comprovação documental. Trata-se de aumento da alíquota do imposto determinado pela legislação, em que a empresa aplicou a maior alíquota para todos os clientes, sem considerar as alíquotas diferenciadas por faixa de consumo. No mês seguinte, a Ampla compensou parcela do	Possível	Impacto em caixa e em resultado

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

									imposto pago a maior e restituiu os valores pagos pelos usuários mediante crédito financeiro na conta de energia.		
8	Fiscal	11ª Vara de Fazenda Pública	1ª Instância	26/09/2005	Secretaria do Estado de Fazenda	AMPLA	29.456.910,18	-	Auto de Infração lavrado sob o argumento de a Ampla ter recolhido o ICMS relativo ao Fundo Estadual de Combate à Pobreza - FECP, espontaneamente, fora do prazo legal e sem os acréscimos legais.	Possível	Impacto em caixa e em resultado
9	Fiscal	11ª Vara de Fazenda Pública	1ª Instância	26/09/2005	Secretaria do Estado de Fazenda	AMPLA	202.891.439,62	-	Auto de Infração lavrado sob o argumento de a Ampla ter recolhido o ICMS, espontaneamente, fora do prazo legal e sem os acréscimos legais.	Possível	Impacto em caixa e em resultado
10	Fiscal	CSRF - Câmara Superior de Recursos Fiscais	Instância Superior	07/07/2003	Receita Federal do Brasil	AMPLA	113.591.428,97		Lavratura de Auto de Infração contra a AMPLA, a título de COFINS, sob a alegação de que a empresa teria recolhido a menor a referida contribuição no período de 12/01 a 06/02.	Possível	Impacto em caixa e em resultado
11	Fiscal	CSRF - Câmara Superior de Recursos Fiscais	Instância Superior	01/07/2005	Receita Federal do Brasil	AMPLA	846.943.943,87	-	Suposta falta de recolhimento do Imposto de Renda na Fonte sobre juros remetidos a pessoa jurídica sediada no exterior, titular de "fixed rate notes" devidamente registradas no BACEN. A Receita Federal interpretou que a suposta remessa de juros não estavam amparados pelo inciso IX do artigo 691 do RIR/99.	Possível	Impacto em caixa e em resultado
12	Fiscal	Secretaria Municipal de Serviços Públicos do Município de Magé	1ª Instância	20/09/2005	Município de Magé	AMPLA	17.186.087,63	-	Cobrança de taxa de licença para ocupação do solo nas vias e logradouros públicos, dos postes e demais instalações e equipamentos destinados a distribuição de energia, localizados no Município de Magé, consubstanciado no Auto de Infração nº 1056 lavrado contra a AMPLA.	Remoto	Impacto em caixa e em resultado
13	Fiscal	Cartório da Dívida Ativa	1ª Instância	18/12/2003	Município de Itaboraí	AMPLA	7.911.375,76	-	Cobrança de Taxa de Uso de Solo pela permanência de instalações fixas em vias e espaços públicos pelo Município de Itaboraí.	Possível	Impacto em caixa e em resultado
14	Fiscal	Secretaria Municipal de Fazenda de Rio Bonito	2ª Instância	2006	Município de Rio Bonito	AMPLA	2.219.656,37	-	Cobrança de Taxa de Uso de Solo pela permanência de instalações fixas em vias e espaços públicos pelo Município de Rio Bonito.	Possível	Impacto em caixa e em resultado
15	Fiscal	7ª Vara Cível de Niterói	1ª Instância	17/08/2009	Município de Niterói	AMPLA	5.229.951,96	-	Cobrança de Taxa de Uso de Solo pela permanência de instalações fixas em vias e espaços públicos pelo Município de Niterói	Possível	Impacto em caixa e em resultado
16	Fiscal	2ª Vara Cível de Rio das Ostras	1ª Instância	28/04/2006	Município de Rio das Ostras	AMPLA	2.799.360,00	-	Cobrança de Taxa de Uso de Solo pela permanência de instalações fixas em vias e espaços públicos pelo Município de Rio das Ostras.	Possível	Impacto em caixa e em resultado

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

17	Fiscal	2ª Vara Cível de Rio das Ostras	1ª Instância	28/04/2006	Município de Rio das Ostras	AMPLA	3.110.400,00	-	Cobrança de Taxa de Uso de Solo pela permanência de instalações fixas em vias e espaços públicos pelo Município de Rio das Ostras.	Possível	Impacto em caixa e em resultado
18	Fiscal	2ª Vara Cível de Rio das Ostras	1ª Instância	28/04/2006	Município de Rio das Ostras	AMPLA	3.265.920,00	-	Cobrança de Taxa de Uso de Solo pela permanência de instalações fixas em vias e espaços públicos pelo Município de Rio das Ostras.	Possível	Impacto em caixa e em resultado
19	Fiscal	2ª Vara Cível de Rio das Ostras	1ª Instância	28/04/2006	Município de Rio das Ostras	AMPLA	3.421.440,00	-	Cobrança de Taxa de Uso de Solo pela permanência de instalações fixas em vias e espaços públicos pelo Município de Rio das Ostras.	Possível	Impacto em caixa e em resultado
20	Fiscal	Secretaria Municipal de Fazenda de Cabo Frio	1ª Instância	2003	Município de Cabo frio	AMPLA	9.853.854,58	-	Auto de Infração lançado para cobrar Imposto Sobre Serviços referente a janeiro de 1997 a maio de 2002	Possível	Impacto em caixa e em resultado
21	Fiscal	7ª Vara Cível de Niterói	1ª Instância	40058	Município de Niterói	AMPLA	1.616.400,00	-	Execução Fiscal apresentada pelo município de Niterói para cobrar ISS sobre os serviços acessórios a atividade de distribuição de energia elétrica.	Possível	Impacto em caixa e em resultado
22	Fiscal	Conselho de Contribuintes	2ª Instância	02/07/2009	Delegado da Receita Federal	AMPLA	37.501.110,88	-	Compensação de débito de PIS/COFINS/IRPJ/CSLL devidos nos períodos de apuração de abril/2006, maio/2006, julho/2005, agosto/2005, janeiro e fevereiro/2006, pela utilização do direito de compensar o crédito decorrente de pagamento a maior de IR em outubro de 2002 em razão do litígio judicial no qual se alegava a não incidência do IR sobre as operações de Hedge/Swap.	Remoto	Impacto em caixa e em resultado
23	Fiscal	Conselho de Contribuintes	2ª Instância	25/11/2010	Delegado da Receita Federal	AMPLA	10.309.780,02	-	Compensação de débito de IRPJ/CSLL devidos nos períodos de apuração de abril/2006 pela utilização do direito de compensar o crédito decorrente de pagamento a maior de IR em outubro de 2002 em razão do litígio judicial no qual se alegava a não incidência do IR sobre as operações de Hedge/Swap.	Remoto	Impacto em caixa e em resultado
24	Fiscal	Conselho de Contribuintes	2ª Instância	25/11/2010	Delegado da Receita Federal	AMPLA	9.794.848,47	-	Compensação de débito de IRPJ/CSLL devidos nos períodos de apuração de abril/2006 pela utilização do direito de compensar o crédito decorrente de pagamento a maior de IR em outubro de 2002 em razão do litígio judicial no qual se alegava a não incidência do IR sobre as operações de Hedge/Swap.	Remoto	Impacto em caixa e em resultado
25	Fiscal	Conselho de Contribuintes	2ª Instância	20/10/2009	Delegado da Receita Federal	AMPLA	14.738.718,39	-	Compensação de débito de IRPJ devida por estimativa no período de apuração de junho de 2006, pela utilização do direito de compensar o crédito decorrente de pagamento a maior	Remoto	Impacto em caixa e em resultado

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

									deste imposto no período de apuração fechado em 30/06/2006.		
26	Fiscal	STJ	Instância Superior	02/09/2002	AMPLA	Estado do Rio de Janeiro	Indeterminado	-	Reconhecimento do direito líquido e certo de não ser compelida ao recolhimento do ICMS a luz do decreto 31.632/2002, tendo em vista as ilegalidades e inconstitucionalidades por ele trazidas.	Possível	Não há impacto
27	Fiscal	7ª Vara Cível de Niterói	1ª Instância	11/06/2007	Estado do Rio de Janeiro	AMPLA	10.153.816,83	10.153.816,83	Trata-se de execução fiscal na qual pretende o Estado de Rio de Janeiro cobrar da Ampla suposta dívida relativa a ICMS pago a menor no período de janeiro a agosto de 1999, janeiro a abril de 2000 e junho a agosto de 2000.	Provável	Impacto em caixa
28	Fiscal	12ª Câmara Cível	2ª Instância	01/06/2009	AMPLA	Município de Niterói	6.250.000,00	-	O município de Niterói notificou a Ampla para o pagamento de "Taxa de Empachamento" em razão da obstrução do caminho público. De acordo com o município, a Ampla teria que pedir autorização prévia para realizar os serviços na rede de distribuição e pagar uma taxa por todos os serviços feitos nas ruas do Município de Niterói.	Possível	Impacto em caixa e em resultado
29	Fiscal	TRF 2	2ª Instância	01/10/1996	AMPLA	União Federal	Recuperação	-	Trata-se de Ação Ordinária de Repetição de Indébito proposta pela Ampla visando à condenação da União Federal a restituir a integralidade das quantias recolhidas pela autora a título de COFINS nos anos de 1992 a 1995, devidamente corrigidos e acrescidos dos encargos legais a partir dos recolhimentos indevidos, com base na decisão transitada em julgado, proferida nos autos do Mandado de Segurança nº 92.0113489-4.	Possível	Não há impacto
30	Fiscal	2ª Vara Federal de Niterói	1ª Instância	14/10/1996	AMPLA	União Federal	Recuperação	-	Trata-se de Ação Ordinária pela qual a Ampla pretende que a União Federal seja condenada a restituir a diferença entre o valor pago de acordo com os Decretos-Leis nº 2.445 e 2.449, de 1988 e o devido de acordo com a Lei Complementar nº 7/70, acrescido de encargos legais.	Não aplicável	Decisão transitada em julgado.
31	Fiscal	STJ	Instância Superior	02/10/1996	AMPLA	União Federal	Recuperação	-	Trata-se de Ação Ordinária na qual a Ampla pretende obter a declaração da inexistência de relação jurídico-tributária que a obrigue ao pagamento do FINSOCIAL incidente sobre a sua receita bruta mensal ou, ao menos, para declarar incidentalmente a inconstitucionalidade das majorações do FINSOCIAL para além de 0,5%, das empresas	Provável	Não há impacto

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

									sociais e mistas. Pretende, ainda, que a União seja condenada a restituir a integralidade das quantias recolhidas nos últimos cinco anos, com fundamento do § 3º do artigo 155 da Constituição Federal.		
32	Fiscal	STJ	Instância Superior	17/12/1998	AMPLA	União Federal	Recuperação	-	Trata-se de Mandado de Segurança contra o Delegado da Receita Federal em Niterói que procurar assegurar à Ampla o direito a compensar integralmente os prejuízos fiscais para fins de determinação da base de cálculo do IRPJ, e as bases de cálculo negativas para fins da CSLL, para os anos 1993, 1995 e 1996, com os lucros gerados nos anos-base 1998 e seguintes, sem submeter-se ao limite de 30% do lucro tributável.	Provável	Não há impacto
33	Fiscal	TRF 2	2ª Instância	17/12/1998	AMPLA	União Federal	Recuperação	-	Trata-se de Mandado de Segurança com o objetivo de assegurar à empresa o direito de deduzir imediata e integralmente os efeitos da diferença de correção monetária do balanço no ano 1990 sobre as depreciações, amortizações e baixas dos ativos permanentes, para a determinação da base de cálculo da Contribuição Social sobre o Lucro – CSL (Lei N° 7.689/88), relativa ao ano-calendário de 1988 e seguintes. Se defende a tese da inconstitucionalidade e ilegalidade da Lei N° 7.689/88 e o Decreto N° 332/91, ante a ofensa à autorização constitucional para a tributação da renda (ou lucro), à infração ao princípio da irretroatividade da lei.	Provável	Não há impacto
34	Fiscal	TRF 2	2ª Instância	28/07/2003	AMPLA	Delegado da Receita Federal	Recuperação	-	Declaração de inconstitucionalidade da CPMF incidente sobre operações simuladas de câmbio e a consequente possibilidade de compensação dos valores indevidamente pagos.	Provável	Não há impacto
35	Fiscal	TRF 2	2ª Instância	09/06/2005	AMPLA	União Federal	Recuperação	-	Haver, por compensação administrativa, os valores de PIS e COFINS pagos a maior desde fevereiro de 1999, em razão da aplicação de base de cálculo majorada por dispositivo legal eivado de inconstitucionalidade (art. 3º, §1º, da lei nº 9.718/98).	Remoto	Não há impacto
36	Fiscal	02ª Vara Federal de Niterói	1ª Instância	19/12/2008	AMPLA	União Federal	Recuperação	-	A ação objetiva a exclusão do ICMS da base de cálculo das contribuições ao PIS e à COFINS.	Possível	Não há impacto

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

				23/01/2009					A Emenda Constitucional n.º 42/2003 foi publicada em 31/12/2003 e de acordo com o art. 195, § 6º da Constituição Federal de 1988 a CPMF segue o princípio da anterioridade nonagesimal, ou seja, só pode ocorrer a exigibilidade fiscal passados 90 dias da publicação da lei.		
37	Fiscal	TRF 2	2ª Instância		AMPLA	União Federal	Recuperação	-		Provável	Não há impacto
38	Fiscal	Secretaria de Fazenda do Estado	1ª e 2ª instâncias	Diversos	Estado do Rio de Janeiro	AMPLA	40.115.990,49	-	A Secretaria de Fazenda do Rio de Janeiro vem lavrando notas de lançamento (o valor mencionado envolve 164 notas de lançamento) com o objetivo de impedir a decadência do seu direito de constituir créditos de ICMS e ICMS-FECP referentes a valores que, por decisão judicial, a Ampla foi obrigada a deixar de incluir nas faturas dos clientes e consequentemente de recolher ao Estado. As decisões judiciais foram concedidas em processos em que litigam o Estado do Rio de Janeiro e determinados clientes da Companhia acerca da ilegalidade da incidência do ICMS sobre o valor da demanda contratada ou da alíquota de ICMS aplicável.	Remoto	Impacto em caixa e em resultado
39	Fiscal	Secretaria de Fazenda do Estado	1ª Instância	21/12/2012	Estado do Rio de Janeiro	AMPLA	128.785.703,61		Auto de infração lavrado para cobrança do ICMS supostamente devido em razão da quebra do diferimento no furto de energia. O Estado entende que em razão do furto de energia, a cadeia do diferimento do ICMS foi quebrada sendo devido o recolhimento do ICMS pela distribuidora.	Remoto	Impacto em caixa e em resultado
40	Fiscal	Secretaria de Fazenda do Estado	1ª Instância	21/12/2012	Estado do Rio de Janeiro	AMPLA	7.154.761,48		Auto de infração lavrado para cobrança do ICMS supostamente devido em razão da quebra do diferimento no furto de energia. O Estado entende que em razão do furto de energia, a cadeia do diferimento do ICMS foi quebrada sendo devido o recolhimento do ICMS pela distribuidora.	Remoto	Impacto em caixa e em resultado
41	Fiscal	Secretaria de Fazenda do Estado	1ª Instância	30/08/2012	Estado do Rio de Janeiro	AMPLA	57.574.538,29		Auto de infração lavrado em razão de alegado creditamento de ICMS pela Empresa, no período de janeiro de 2007 a dezembro de 2011, relativo a notas fiscais de entrada de bens do ativo fixo alheios à sua atividade fim, bem como em razão da utilização de parâmetros incorretos para a apuração do "Fator de Ajuste CIAP".	Possível	Impacto em caixa e em resultado

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

42	Fiscal	Secretaria de Fazenda do Estado	2ª Instância	30/08/2012	Estado do Rio de Janeiro	AMPLA	30.052.437,86	Auto de infração lavrado em razão de alegado creditamento a maior do ICMS, no livro de apuração (RAICMS), relativo ao estorno de ICMS decorrente de cancelamento de cobranças feitas em contas de energia elétrica, referentes a meses anteriores, no período de janeiro de 2007 a janeiro de 2009	Possível	Impacto em caixa e em resultado
43	Fiscal	Secretaria de Fazenda do Estado	1ª Instância	30/08/2012	Estado do Rio de Janeiro	AMPLA	6.089.158,29	O auto de infração objetiva a cobrança de valores supostamente devidos a título de ICMS não destacado em notas fiscais de energia elétrica emitidas pela empresa, sem a correspondente previsão legal.	Possível	Impacto em caixa e em resultado
44	Fiscal	Secretaria de Fazenda do Estado	1ª Instância	30/08/2012	Estado do Rio de Janeiro	AMPLA	1.058.577,01	O auto de infração objetiva a cobrança de valores supostamente devidos a título de ICMS não destacado em notas fiscais de energia elétrica emitidas pela empresa, sem a correspondente previsão legal.	Possível	Impacto em caixa e em resultado
45	Cível	Vara Federal Única de Angra dos Reis	1ª instância	15/08/2006	MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL DE ANGRA DOS REIS - Ambiental	AMPLA	Indeterminado	Ação Civil Pública, entablada em seguimento à ação cautelar nº 2004.51.11.000628-0 (Ministério Público Federal x Ampla, FEEMA e Província de Rio de Janeiro) em vistas da suspensão dos efeitos da Licença de Instalação nº FÉ006191, pela qual FEEMA autorizou que Ampla instalasse rede de distribuição de energia elétrica em Iha Grande, municipalidade de Angra dos Reis.	Possível	Eventual condenação implicará na obrigação de proceder a substituição integral do sistema aéreo de transmissão e distribuição implantados na Iha pelo sistema subterrâneo; além do pagamento de indenização no montante de R\$ 1.000.000,00.
46	Cível	17ª Vara Federal do Rio de Janeiro	2ª instância	14/02/2008	MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL	AMPLA	Indeterminado	Trata de Acción Civil Pública que tiene por base la averiguación administrativa de Ampla sobre los medidores electrónicos. Requiere, precautoriamente, que Ampla se abstenga (i) de emitir factura o realizar cualquier cobranza con base en mediciones realizadas por los medidores electrónicos versiones CS 5.0.2, 6.0.1 y 6.0.2; (ii) de interrumpir el suministro de energía a los usuarios que estén en débito con relación a facturas emitidas con base en los medidores electrónicos versiones CS 5.0.2, 6.0.1 y 6.0.2; (iii) de insertar en registros restrictivos de créditos los nombres de dichos usuarios que estén en débito.	Possível	Eventual condenação no presente caso não teria efeito prático para a empresa, vez que, conforme arquivado em nossa defesa, não há instalado nenhum medidor eletrônico nas versões 5.0.2, 6.0.1 e 6.0.2, que foram retirados pela Cia. e substituídos pelas versões 5.0.4 e 6.0.4. No entanto, o impacto de uma condenação seria no tocante a abertura de precedente jurisprudencial, que possibilitaria o ajuizamento de novas ações coletivas e individuais e possíveis condenações para a não aplicação da medição eletrônica.

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

47	Cível	2ª Vara Empresarial do Rio de Janeiro	2ª instância	24/06/2008	AFCONT – Associação Fluminense do Consumidor e Trabalhador	AMPLA	Indeterminado	0,03	Acción civil pública – Aplicación de TOI “”. La demandante pretende que los consumidores no tengan su energía interrumpida bajo la alegación de existencia de irregularidad en su medidor, constatada unilateralmente por la demandada, pidiendo: (i) suspensión inmediata del procedimiento adoptado por la demandada, bajo pena de multa diaria de R\$ 500 mil; (ii) indemnización por daños morales y patrimoniales causados a los consumidores del Estado de RJ; y (iii) sea declarada ilegal la conducta de la demandada, con efecto erga omnes para todo el Estado.	Possível	Eventual condenação implicará na suspensão da aplicação do procedimento relativo ao TOI, hoje adotado pela Cia, além da indenização de danos morais e materiais causados aos consumidores da Ampla.
48	Cível	5ª Vara Empresarial do Rio de Janeiro	1ª instância	13/11/2009	Comissão de Defesa do Consumidor da Assembléia Legislativa (ALERJ)	AMPLA	Indeterminado	-	Trata-se de Ação Civil Pública ajuizada em decorrência do apagão ocorrido em 10/11/2009. Através da presente ação a Comissão – autora aduz que o restabelecimento da energia ocorreu após o apagão do dia 10/11/2009 gerou danos aos produtos eletrônicos dos consumidores. Requer, liminarmente, que seja fixada multa pelo descumprimento do pedido principal e, no mérito, que as rés sejam condenadas na obrigação de i) calcularem desde a data da suspensão o valor da tarifa mínima das faturas de cobrança que se referem ao período de fornecimento do serviço de energia elétrica que engloba os dias em que o fornecimento permaneceu suspenso e ii) repararem os danos causados em todos os produtos eletrônicos que tenham sido danificados no evento; e, na impossibilidade de reparo, indenizarem os consumidores prejudicados em valor equivalente ao do bem danificado.	Possível	Eventual condenação implicará no pagamento de indenização pelos danos morais (a ser designado pelo juízo) e danos materiais (danos nos produtos eletrônicos) causados aos consumidores em decorrência do evento ocorrido no dia 10/11/2009.

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

49	Cível	16ª Vara Federal de Rio de Janeiro	1ª instância	10/11/2009	Comissão de Defesa do Consumidor da Assembleia Legislativa (ALERJ)	AMPLA	Indeterminado	-	Trata-se de Ação Civil Pública, através da qual a Comissão questiona as constantes interrupções de energia elétrica. Para tanto, a Comissão - autora requer (i) a condenação da Ampla e da Light na obrigação de não interromperem o fornecimento de energia elétrica, salvo quando provarem a ocorrência de uma das hipóteses que permitem a suspensão do serviço; (ii) a condenação da ANEEL na obrigação de aplicar a multa prevista no artigo 3º, X, da Lei nº 9.427/96; (iii) a condenação da Ampla e da Light na obrigação de repararem os supostos danos materiais e morais	Possível	Eventual condenação implicará no pagamento de indenização pelos danos morais (a ser designado pelo juízo) e danos materiais (danos nos rodutos eletrônicos) causados aos consumidores em decorrência das constantes interrupções de energia elétrica, além de pagamento de multa administrativa à ANEEL.
50	Cível	5ª Vara Federal do Rio de Janeiro	2ª instância	02/03/2006	Comissão de Defesa do Consumidor da Assembleia Legislativa (ALERJ)	AMPLA	Indeterminado	-	A Demandante ajuizou a presente Ação requerendo basicamente: (j) A revogação da Resolução Autorizadora nº 201, do 30 de maio de 2005, que autorizou a instalação da medição eletrônica para que AMPLA volte a utilizar o antigo sistema de medição de consumo; (ii) Que AMPLA seja proibida de suspender o fornecimento de energia elétrica dos clientes que deixem de efetuar o pagamento das faturas enviadas depois da implementação do novo sistema de medição eletrônica por causa da disparidade entre o consumo medido neste período e a média de consumo verificado anteriormente; (ii) A concessão de medida liminar proibindo a suspensão do fornecimento dos clientes que deixem de efetuar o pagamento das faturas enviadas depois da implementação do novo sistema de medição eletrônica; (d) A condenação de AMPLA ao pagamento em duplicidade dos valores pagos em excesso pelos usuários (g) Que AMPLA seja condenada a indenizar os danos materiais e morais sofridos pelos clientes	Remota	Eventual condenação neste caso acarretaria na obrigatoriedade de proceder a substituição dos medidores eletrônicos instalados pelos antigos medidores. Inobstante a procedência dos pedidos do autor seja remota, em razão da nova resolução n.º 292 de 2007 que autorizou de forma definitiva a implantação do sistema de medição eletrônica, o impacto desta ação seria em relação ao precedente jurisprudencial, que possibilitaria o ajuizamento de novas ações coletivas e individuais sobre o tema e possíveis condenações para a não aplicação da medição eletrônica.

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

51	Cível	3ª Vara Federal da Comarca de Belo Horizonte/MG	1ª instância	27/10/2009	Associação de Defesa de Interesses Coletivos - ADIC	AMPLA	Indeterminado	-	Trata-se de Ação Coletiva, através da qual, baseada em análise do Tribunal de Contas da União, a autora alega que as concessionárias de energia elétrica se apropriam indevidamente de ganhos de escala decorrentes do aumento de demanda por energia elétrica, em razão da ausência de neutralidade na metodologia da fórmula utilizada para cálculo do reajuste tarifário anual	Possível	Eventual condenação implicará na obrigatoriedade de a Aneel revisar a fórmula de reajustes das tarifas, de forma que a tarifa não absorva indevidamente ganhos de escala decorrentes do aumento de demanda; que estes ganhos de escala sejam repassados para o consumidor, reestabelecendo imediatamente o equilíbrio econômico-financeiro do contrato; bem como de indenizar a todos os consumidores pelos danos materiais correspondente ao dobro do reajuste indevidamente realizado, reservando à autora o direito de promover a execução em benefício do "Fundo Especial" de despesa e reparação de interesses difusos lesados na hipótese de ausência de habilitação de algum interessado.
52	Cível	9ª Vara de Fazenda Pública de Rio de Janeiro	2ª instância	01/04/1998	Meridional	AMPLA	1.063	-	Em 19/04/98, a Meridional S.A. Serviços Empreendimentos ("Meridional") propôs Ação Monitoria contra o Estado do Rio de Janeiro e a Ampla, objetivando a constituição de título executivo e posterior cobrança de débitos, que teriam origem em uma proposta de acordo entabulada com o Estado do Rio de Janeiro.	Remota	A condenação importará no pagamento parcial ou total da quantia pleiteada nos autos da ação.
53	Cível	1ª Vara Cível da Comarca de Itaboraí	1ª instância	02/08/2006	Cibran - Companhia Brasileira de Antibióticos	AMPLA	144	-	Ação ordinária na qual a Demandante requer a indenização por perdas e danos sofridos com a perda de produtos e matérias primas, rotura de maquinaria, entre outros, ocorridos devido ao mau serviço fornecido por Ampla, entre 1987 e maio/1994, bem como indenização por danos morais	Possível	A condenação importará no pagamento parcial ou total da quantia pleiteada nos autos da ação.

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

54									<p>A demandante alega nessa ação que: (i) no ano de 1986 a demandada realizou o reajuste das tarifas de energia elétrica, com base nas portarias 38 e 45 do DNAEE (tarifaço), em violação aos decretos federais que estabeleceram o congelamento dos preços no Brasil, e que esta ilegalidade afeta inclusive as suas faturas de energia atuais. (ii) a energia elétrica constitui insumo básico para o funcionamento das atividades industriais da demandante, e que a demandada sempre prestou um serviço de péssima qualidade, caracterizado por reiteradas interrupções desde 1991, o que acarreta a demandante inúmeros prejuízos. Assm requer: (i) a declaração de inexistência de relação jurídica que obrigue a autora ao pagamento da tarifa de energia com a majoração implementada pelas portarias 38 e 45 do DNAEE, com a compensação ou devolução em dobro dos valores pagos, excluindo as majorações das tarifas atuais;</p>		
55	Cível	Vara Única da Comarca de Guapimirim	1ª instância	13/10/1998	Cibrapel	AMPLA	100	5,67	<p>(ii) condenação ao pagamento e indenização por perdas e danos no valor de MMR\$9; (iii) condenação ao pagamento de danos morais, de acordo com o critério do juízo; (iv) condenação ao pagamento de indenização por lucros cessantes de MMR\$4;</p>	Provável	A condenação importará no pagamento parcial ou total da quantia pleiteada nos autos da ação.
56	Cível	4ª Vara Cível da Comarca de Niterói	2ª instância	19/12/2007	Astec Assessoria de Serviço Técnicos e Tributários Ltda.	AMPLA	87	-	<p>Trata de ação judicial, através da qual alega a Demandante que a ré teria descumprido cláusulas contratuais do contrato assinado entre as partes, para prestação de serviços de assessoria. Ainda segundo a Demandante, entre os serviços contratados, estava a assessoria para investigação, identificação e levantamento ou utilização de créditos de ICMS a ceder-se a Ampla, nos termos da lei estadual 3.572/01, sendo iniciada a execução de dito serviço, através de contatos e citações com representantes da Construtora Norberto Odebrecht S.A., detentadora de créditos de ICMS aptos a transferir-se a Ampla. Por fim, alega a Demandante que teria</p>	Possível	A condenação importará no pagamento parcial ou total da quantia pleiteada nos autos da ação.

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

									conseguido créditos tributários que efetivamente foram adquiridos e utilizados por Ampla, no valor de R\$ 206.141.600,83 (custo sem correção plena), sem que lhe fossem pagos os honorários devidos em razão da assessoria prestada.		
57	Cível	2ª Vara Cível da Comarca de Niterói	2ª instância	14/10/1994	Perma Ind. de Bebidas S/A	AMPLA	54	1,64	Portarias 38 e 45 DNAEE - TARIFAÇÃO. Se trata de ação com o objeto de repetição dos valores que a demandante teria pago mais pela utilização de energia elétrica, por conta do incremento pretensamente ilegal de 20% sobre as tarifas dois clientes industriais ("tarifação"). A demandante sustenta que o incremento tarifário determinado pelas Portarias DNAEE nº 038 e 045 de fevereiro 1986, durante ou período de congelamento de preços implementado pelo Governo Federal através do decreto-lei nº 2283 de 28/02/1986, é ilegal pois não respecta a política econômica do Governo, e que este incremento ilegal encontra-se adicionado nas contas futuras de tarifa de energia elétrica	Provavel	A condenação importará no pagamento parcial ou total da quantia pleiteada nos autos da ação.
58	Cível	2ª Vara Cível de Itaboraí	1ª instância	14/05/2004	Município de Itaboraí	AMPLA	46,78	-	A pretensão da demanda é a revisão do valor cobrado pelo fornecimento de energia elétrica ao Demandante, e a devolução em dobro do valor pago em excesso ao longo dos últimos dez anos, para o alumiar público das ruas, as vagas e zonas públicas municipais. A Demandante alega que a cobrança não corresponde ao efetivo consumo, pois a concessionária não considera corretamente a hora noturna e as lâmpadas apagadas, gerando uma diferença em excesso correspondente ao 21,89% das faturas.	Remota	A condenação importará no pagamento parcial ou total da quantia pleiteada nos autos da ação; e revisão da metodologia de faturamento da energia elétrica para iluminação pública.
59	Cível	8ª Vara Cível de Niterói	2ª instância	10/05/2001	Companhia Eletromecânica Celma	AMPLA	31,43	0,95	Portarias 38 e 45 DNAEE - TARIFAÇÃO. Se trata de ação com o objeto de repetição dos valores que a demandante teria pago mais pela utilização de energia elétrica, por conta do incremento pretensamente ilegal de 20% sobre as tarifas dois clientes industriais ("tarifação"). A demandante sustenta que o incremento tarifário determinado pelas Portarias DNAEE nº 038 e 045 de fevereiro 1986, durante	Provavel	A condenação importará no pagamento parcial ou total da quantia pleiteada nos autos da ação.

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

									ou período de congelamento de preços implementado pelo Governo Federal através do decreto-lei n° 2283 de 28/02/1986, é ilegal pois não respecta a política econômica do Governo, e que este incremento ilegal encontra-se adicionado nas contas futuras de tarifa de energia elétrica		
60	Cível	9ª Vara Cível da Comarca de Niterói	2ª instância	29/12/2005	SMD - SERVIÇOS DE MEDIÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE DOCUMENTO S LTDA.	AMPLA	518	0,59	SMD fue contratada por Ampla para prestar servicios de lectura de consumo de energía y entrega de facturas. La Demandante pretende la condena de Ampla por daños morales y lucros cesantes, en virtud de presunta "quiebra del contrato a destiempo y sin preaviso". Ampla alega en defensa que el contrato fue rescindido por culpa de SMD, que no prestaba el servicio según las condiciones pactadas.	Provavel	Eventual condenação implicará no pagamento de danos morais, danos materiais e lucros cessantes à SMD, em razão da suposta quebra de contrato alegada.
61	Cível		1ª instância		Comissão de Defesa do Consumidor da Assembleia Legislativa (ALERJ)	AMPLA	0,01		Se trata de Acción Colectiva propuesta por la Comisión de Defensa de los Consumidores da Asamblea Legislativa do Estado do Rio de Janeiro, basada en análisis del Tribunal de Contas da União, la cual alega que la metodología de cálculo de reajuste tarifario anual acarrea ganancias indebidas a las concesionarias, a raíz del crecimiento de mercado consumidor. Aclaración: El proceso tiene el objeto semejante a el proceso de ADIC. Se trata de Acción Colectiva propuesta por la Comisión de Defensa de los Consumidores da Asamblea Legislativa do Estado do Rio de Janeiro, basada en análisis del Tribunal de Contas da União, la cual alega que la metodología de cálculo de reajuste tarifario anual acarrea ganancias indebidas a las concesionarias, a raíz del crecimiento de mercado consumidor. Aclaración: El proceso tiene el objeto semejante a el proceso de ADIC.		(*) La repercusión económica que una decisión desfavorable puede traer para las empresas es relevante, pues los ingresos obtenidos en el periodo de 2002 hasta 2009 con el crecimiento del mercado y no consideradas por Aneel en el cálculo de la "Parcela A" ciertamente son más grandes que el monto de 10M€. Los autores de las acciones envolviendo la "Parcela A" creen que los ingresos son indebidos y piden su devolución a los consumidores.
62	Cível		2ª instância		MINISTÉRIO PÚBLICO ESTADUAL	AMPLA	43,42		El Ministerio Público Estadual propuso esta Acción Civil Pública en razón de las constantes interrupciones del suministro de energía para los consumidores de los barrios de Boa Vista, Porto da Pedra, Monjolos, Pacheco y otros, situados en el Municipio de São Gonzalo. La demandante solicita, principalmente,		Eventual condenação implicará no pagamento de indenização pelos danos morais (a ser designado pelo juízo) e danos materiais causados aos consumidores em decorrência do período reclamado na

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

									la condena de AMPLA a pagar indemnizaciones por daños materiales y morales causados a los consumidores regulares de este Municipio.		inicial.
63	Trabalhista	5ª VF/NIT	VF	01/05/1995	AMPLA	INSS	3,21	0	Ação visando a anulação das NFLD's nº 32.338.486-2 e nº 32.338.425-0, lavradas sob o fundamento de que a Cia. seria solidária às prestadoras de serviços por contribuições previdenciárias de responsabilidade das mesmas. (períodos 12/1993 a 12/1995 e 06/1995 e 11/1995).	Possível	Impacto em caixa e resultado
64	Trabalhista	2ª VF/NIT	VF	01/10/1996	AMPLA	INSS	11,52	0	Ação visando a anulação da NFLD's nº 35.134.490-0, lavrada sob o fundamento de que a Cia. seria solidária às prestadoras de serviços por contribuições previdenciárias de responsabilidade das mesmas (período 04/10/1996 a 18/11/1996).	Possível	Impacto em caixa e resultado
65	Trabalhista	5ª VF/NIT	TRF	01/05/1990	UNIÃO FEDERAL	AMPLA	12,99	12,99	Ação onde a Ampla pleiteia desconstituir o efeito das Notificações Fiscais de Cobranças de Débitos (NFLD's) nº 32.338.452-8, 32.338.477-3, 32.338.454-4 e 32.338.478-1, as quais se fundamentam numa suposta solidariedade da AMPLA em respeito ao pagamento das cotas previdenciárias das sociedades prestadoras de serviço Meta Empresa Técnica de Mão-de-Obra, Better Seleção de Pessoal e Serviços Temporários Ltda., Seletor Colocação e Orientação de Pessoal Ltda. e Embrat – Empresa Brasileira de Treinamento Ltda.	Provável	Impacto em caixa e resultado
66	Trabalhista	1ª VF/NIT	VF	01/11/1993	AMPLA	INSS	4,38	0	Ação visando a anulação da NFLD's nº 35.112.742-9, lavrada sob o fundamento de que a Cia. deixou de recolher contribuições previdenciárias devidas sobre valores pagos em Reclamações Trabalhistas (período 11/1993 a 07/1999).	Possível	Impacto em caixa e resultado
67	Trabalhista	2ª CC / 4ª CJ	DRF	01/01/1997	AMPLA	INSS	12,59	0	Notificação Fiscal de lançamento de Débito que tem por objeto o lançamento do débito de contribuições previdenciárias incidentes sobre os pagamentos de participações em lucros ou resultados, sob o fundamento de pagamento irregular do	Possível	Impacto em caixa e resultado

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

									PLR, transmutando a sua natureza jurídica para salarial.		
68	Trabalhista	5ª VF/NIT	VF	07/11/2008	UNIÃO FEDERAL	AMPLA	22,5	0	Execução fiscal referente as NFLD's nº 35.887.326-6 e 35.887.328-2, aplicadas sobre o fundamento de que a AMPLA não recolheu a contribuição referente ao SAT no percentual de 3%.	Possível	Impacto em caixa e resultado
69	Trabalhista	3ª VT/NIT	STF	01/01/2001	MINISTÉRIO PÚBLICO DO TRABALHO	AMPLA	Indeterminado	0	Processo que tem como objeto a obrigação de não fazer de contratação de mão de obra terceirizada.	Provável	Impacto em caixa e resultado
70	Trabalhista	2ª VT/CG	VT	01/01/2003	Sind. Trab. Ind. Energia Elétrica do Norte e Noroeste Fluminense. - STIEENNF	AMPLA	Indeterminado	0	Processo que tem como objeto a obrigação de não fazer de contratação de mão de obra terceirizada na Região do Norte e Noroeste Fluminense.	Possível	Impacto em caixa e resultado
71	Trabalhista	1ª VT/NIT	TST	01/04/1989	Sind. Trab. Ind. de Energia Elétrica de Niterói - STIEEN	AMPLA	54,26	54,26	Em abril de 1989 o Sindicato de Niterói, em representação de 2841 empregados interpôs ação reclamando diferenças salariais de 26,05% desde fevereiro de 1989, que lhes corresponderiam em virtude do plano econômico instituído pelo Decreto-Lei Nº 2.335/87 "Plano Verão".	Provável	Impacto em caixa e resultado
72					Selma de Souza Toscano e outros		29,08	0	Os demandantes, desvinculados da Companhia, pretendem sua reintegração à mesma e a garantia de sua estabilidade.	Remoto	Impacto em caixa e resultado
73	Trabalhista	2ª VT/NIT	TRT	01/02/1995		AMPLA	2,93	2,93	Honorários de êxito.	Provável	Impacto em caixa
74	Trabalhista	2ª VT/NIT	VT	01/04/1988	Newton José dos Santos e outros	AMPLA	4,45	2,202	Os demandantes pleiteam a declaração da existência de vínculo trabalhista da empresa de contratistas (EPATIL) com a AMPLA, inclusão de cada reclamante no Plano de Cargos e Salários da AMPLA, pagamento de salários e honorários advocatícios.	Provável	Impacto em caixa
75	Trabalhista	2ª VT/CG	VT	01/01/2003	Ademar Franco Rocha de Salles e outros	AMPLA	2,12	2,12	Os demandantes pleiteam a incorporação ao cargo de Assessor Administrativo III, nível T04 e pagamento de diferenças salariais desde fevereiro de 1994.	Provável	Impacto em caixa
76	Trabalhista	1ª VT/NIT	VT	01/02/1992	Sind. Trab. Ind. de Energia Elétrica de Niterói - STIEEN	AMPLA	3.37	3.37	O Sindicato, na condição de substituto processual de 126 empregados, demanda o pagamento de diferenças do adicional de periculosidade pago de forma intermitente, reflexos em todas as quotas salariais e honorários advocatícios.	Provável	Impacto em caixa
77	Trabalhista	1ª VT/CG	VT	01/03/1989	Sind. Trab. Ind. Energia Elétrica do Norte e Noroeste Fluminense. - STIEENNF	AMPLA	2.50	2.50	Em março de 1989 o Sindicato de Campos, em representação de 1110 empregados interpôs ação reclamando diferenças salariais pelo percentual de 26,05% desde fevereiro de 1989 que lhes corresponderiam em virtude do plano econômico instituído pelo Decreto-Lei Nº	Provável	Impacto em caixa

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

									2.335/87 "Plano Verão" e honorários advocatícios de 15%.		
78	Trabalhista	3ª VT/NIT	TRT	01/03/1990	Jose Reynaldo Ferreirinha e outros	AMPLA	27.39	0	Os demandantes pleiteiam condenação solidária, diferenças de suplementos e adicional de aposentadoria, parcelas vencidas e a vencer com reflexos e honorários de advogados.	Remoto	Impacto em caixa e resultado
79	Trabalhista	1ª VT/MAC	VT	01/01/1994	Paulo de Souza Pereira e outros	AMPLA	0,02	0,02	Trata-se de ação onde os Demandantes pleiteiam diferenças de vale alimentação desde setembro de 1992.	Provável	Impacto em caixa
80	Trabalhista	1ª VT/NIT	VT	01/04/1987	Sind. Trab. Ind. de Energia Elétrica de Niterói - STIEEN	AMPLA	9.87	2.64	Ação onde o Sindicato pleiteia o pagamento de horas extras trabalhadas com adicional de 100%, com reflexo e integração nas outras parcelas. Os demandantes apresentaram nos autos do arquivo cálculos e documentos. Por dependência, foram recebidos outros processos em virtude do objeto da ação de cumprimento.	Provável	Impacto em caixa
81	Trabalhista	1ª VT/NIT	VT	01/01/1998	Sergio Lopes Figueiredo	AMPLA	6.03	-	Processo que versa sobre reintegração ao plano médico. Trata-se de execução de multa diária cominatória de 10 (dez) salários mínimos por dia, em caso de suposto não cumprimento de decisão judicial de reintegração do demandante ao plano médico. O pleito do demandante foi acolhido em primeira e segunda instâncias para reintegrá-lo ao mencionado plano médico, sendo este parcialmente custeado pela Ampla com seus empregados.	Remoto	Impacto em caixa
82	Trabalhista	1ª VT/NIT	TST	01/01/1993	Sindicato dos Engenheiros do Rio de Janeiro - SENGE	AMPLA	34.77	2.44	O Sindicato dos Engenheiros do Rio de Janeiro, substituto processual de 133 empregados, ingressou com demanda pleiteando reajuste salarial desde o 30/11/84 pela incidência integral do INPC, diferenças salariais vencidas e por vencer, e reflexos nas demais quotas contratuais e honorários advocatícios.	Provável	Impacto em caixa
83	Trabalhista	3ª VT/NIT	VT	01/01/1983	Sindicato dos Engenheiros do Rio de Janeiro - SENGE	AMPLA	0.98	-	Ação onde o Sindicato pleiteia o reajuste salarial com base nos Acordos Coletivos e na Lei 6.708/79, reflexos e honorários advocatícios.	Possível	Impacto em caixa e resultado
84	Trabalhista	2ª VT/NIT	VT	01/04/1997	Katsuiti Otani	AMPLA	0.28	0.28	Trata-se de ação cujo objeto envolve complementação salarial.	Possível	Impacto em caixa

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

85	Trabalhista	1ª VT/NIT	VT	01/02/1995	Rogério Manoel Campos da Costa	AMPLA	0.7	0,70	O objeto da ação versa sobre reintegração, com base na Resolução SEME-29.	Provável	Impacto em caixa
86	Trabalhista	1ª VT/NIT	TST	01/01/1998	Antonio Carlos de Santos Souza e outros	AMPLA	0.55	0,55	Os demandantes pleiteiam nulidade da supressão do pagamento da alimentação e honorários advocatícios.	Provável	Impacto em caixa
87	Trabalhista	1ª VT/NIT	VT	01/01/1996	Jalme Armond e outros	AMPLA	2.89	1,52	O objeto da ação versa sobre diferença de depósito de FGTS.	Provável	Impacto em caixa
88	Trabalhista	1ª VT/TER	VT	01/01/2006	Diomar Suete Leite	AMPLA	0.46	0,063	O Demandante pleiteia indenização tendo em vista que quando era empregado da Ampla sofreu um acidente elétrico que causou amputação de seus membros superiores e inferiores. O pedido do Demandante consiste em pensão mensal, constituição de capital, 13º salário, férias, dano moral, dano estético e lucros cessantes.	Provável	Impacto em caixa
89	Trabalhista	3ª VT/NIT	VT	01/01/1991	Sérgio Gonçalves Monteiro	AMPLA	0.44	0,44	O autor pleiteou reintegração com base na resolução SEME 29, postulando salários vencidos e a vencer, com integração e reflexos e honorários advocatícios.	Provável	Impacto em caixa
90	Trabalhista	2ª VT/NIT	VT	01/01/1991	Sind. Trab. Ind. de Energia Elétrica de Niterói - STIEEN	AMPLA	2.16	2,16	No presente processo, o Sindicato, atuando como substituto processual de aproximadamente 3.600 empregados, pleiteou que se considere como índice de atualização monetária prevista nos acordos coletivos de trabalho de 1990 (DC 364/90 e DC 578/90) o índice oficial de variação de preços ao consumidor (INPC/IBGE) ou qualquer outro índice análogo, a atualização monetária dos valores do "ticket-comida", ajuda-creche e ajuda a pais de filhos excepcionais", a partir de fevereiro de 1991, diferenças devidas e honorários advocatícios.	Provável	Impacto em caixa
91	Trabalhista	1ª VT/NIT	VT	01/04/1984	Acacio Ferreira Cantanho e outros	AMPLA	1.78	1,78	Ajuizamento de ação pleiteando a procedência da condenação a título de participação nos ganhos da Ampla.	Provável	Impacto em caixa
92	Trabalhista	3ª VT/NIT	VT	01/01/2000	Antônio Carlos do Couto Dias e outros	AMPLA	0,0	0,0	Trata de ação onde os Demandantes requerem a nulidade do contrato com a Coopeleetro - Cooperativa dos Eletricitários do Estado do Rio de Janeiro e com a Empresa Procome Serviços de Eletricidade Ltda e o reconhecimento do vínculo trabalhista com a Ampla. Além do pagamento de	Provável	Impacto em caixa

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

									diferenças salariais, horas extras, adicional de periculosidade, vantagem pessoal, anuênios (vantagens por ter cumprido um 01 ano de trabalho), adicional de pensidade, férias, adicional natalino e danos morais. Todos foram desligados em 31/12/1998.		
93	Trabalhista	1ª VT/MAC	VT	01/01/1988	Antonio Paulo da Silva e outros	AMPLA	3.27	0.52	Em referida ação, os Demandantes pleiteiam "horas intinere" com os consequentes reflexos.	Provável	Impacto em caixa
94	Trabalhista	1ª VT/RES	TST	01/01/1999	Helio Ricardo Moreira Silva e outros	AMPLA	0.572	0.063	Na referida ação, os Demandantes pleiteiam reintegração, danos morais e honorários advocatícios.	Provável	Impacto em caixa
95	Trabalhista	1ª VT/NIT	VT	01/01/1999	Sérgio França	AMPLA	0,004	0,004	Trata-se de ação com pedido de pagamento de verbas rescisórias: pagamento de horas extras, sobreaviso, adicional de periculosidade de 30% desde julho de 1996, integração e reflexos, indenização por perdas e danos.	Provável	Impacto em caixa
96	Trabalhista	3ª VT/NIT	VT	01/01/1997	Arisleno Teixeira e outros	AMPLA	5.26	1.21	Na referida ação os Demandantes pleiteiam a incorporação do abono salarial pago entre maio e setembro de 1992 e o pagamento das diferenças salariais vencidas e por vencer, além dos reflexos, multa do art. 477 da CLT e honorários advocatícios.	Provável	Impacto em caixa
97	Trabalhista	1ª VT/MAG	VT	01/01/2008	Jorge Roberto Cadiho da Silva	AMPLA	0,8	0	Trata-se de ação onde o Demandante pleiteia a sua reintegração alegando suposta estabilidade proveniente de acidente de trabalho.	Remoto	Impacto em caixa e resultado. Processo Encerrado em Junho/2013.
98	Trabalhista	1ª VT/NIT	VT	29/04/1996	Paulo Correa Machado e outros	AMPLA	1,2	1,2	Ação onde o Demandante pleiteia diferenças de FGTS.	Provável	Impacto em caixa
99	Trabalhista	2ª VT/NIT	VT	01/08/2011	Sind. Trab. Ind. de Energia Elétrica de Niterói - STIEEN	BRASILETROS	15.18	0	Reclamação trabalhista ajuizada pelo Sindicato de Niterói em face da Fundação BRASILETROS e AMPLA para que sejam recalculados os benefícios dos assistidos adicionando as eventuais perdas sofridas e dos participantes ativos as previsões de perdas em virtude da aplicação do "LAG Negativo" e, ainda, honorários de advogado.	Possível	Impacto em caixa e resultado
100	Trabalhista	TRT	TRT	30/11/2005	Joaquim Cardoso de Azevedo e outros	AMPLA	125.83	0	Os reclamantes, desvinculados da AMPLA, pretendem sua reintegração à mesma e que se lhes seja aplicado a garantia de estabilidade com base numa resolução normativa da antiga Secretaria de Energia do Estado do Rio de Janeiro. Os demandantes tinham sido desvinculados com base num Ditame da Procuradoria Geral do Estado do Rio de Janeiro que tinha declarado a extinção dos contratos de trabalho de quem se	Possível	Impacto em caixa e resultado

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

									acolhessem a aposentadoria voluntária.		
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

4. Fatores de risco / 4.4 - Processos não sigilosos – Adm/Contr/Invest

4.4. Descrever os processos judiciais, administrativos ou arbitrais, que não estejam sob sigilo, em que o emissor ou suas controladas sejam parte e cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores do emissor ou de suas controladas, informando:

Processo 1: Ampla e Eduardo dos Santos Machado

a) Juízo:

Reclamação Trabalhista: 0000916-74.2010.0246
6ª Vara do Trabalho de Niterói.

b) Instância:

1ª instância.

c) Data de instauração:

31/05/2010 (Data da autuação).

d) partes no processo (Em relação aos processos judiciais sujeitos à apreciação da Justiça do Trabalho, devem ser indicadas apenas as iniciais dos nomes das partes):

Reclamante: EDUARDO DOS SANTOS MACHADO
Reclamada: AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S.A.

e) Valores, bens ou direitos envolvidos:

Reclamação Trabalhista onde o reclamante pleiteia o reconhecimento dos seguintes direitos: Equiparação salarial e seus decorrentes reflexos (projeção nos depósitos do FGTS; 13º vencidos e vencidos e demais parcelas); adicional de periculosidade; dano moral e horas de sobreaviso.

f) Principais fatos:

O reclamante foi admitido em 23/03/1979 aos quadros da AMPLA e atualmente é presidente do STIEEN (Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica de Niterói). Através da referida reclamação requer equiparação salarial ao ex-empregado, o Sr. JAIRO DA ROCHA MAIA, por alegar que sempre exerceu as mesmas funções deste. Ademais, pleiteia também o pagamento do adicional de periculosidade durante um período de seu contrato de trabalho, qual seja: 01/07/2005 a 30/06/2007. Ainda, faz pedido de indenização decorrente de dano moral, tendo em vista a alegação de assédio moral por conduta discriminatória por parte do Sr. ALBINO MOTTA DA CRUZ, atual Diretor Técnico da AMPLA. Por fim, requer o pagamento de horas de sobreaviso sob a alegação que durante todo o período contratual esteve submetido ao referido sobreaviso.

g) Se a chance de perda é:

PROVÁVEL.

h) Análise do impacto em caso de perda:

Pagamento do valor provisionado bem como majoração do salário do reclamante por conta dos direitos pleiteados.

i) valor provisionado, se houver provisão

410.757,27.

4. Fatores de risco / 4.5 - Processos sigilosos relevantes

4.5. Em relação aos processos sigilosos relevantes em que o emissor ou suas controladas sejam parte e que não tenham sido divulgados nos itens 4.3 e 4.4 acima, analisar o impacto em caso de perda e informar os valores envolvidos

Na presente data, não há processos sigilosos relevantes em que a Companhia seja parte.

4. Fatores de risco / 4.6 - Processos repetitivos ou conexos

4.6 Descrever os processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, baseados em fatos e causas jurídicas semelhantes, que não estejam sob sigilo e que em conjunto sejam relevantes, em que o emissor ou suas controladas sejam parte, discriminando entre trabalhistas, tributários, cíveis e outros, e indicando:

	Natureza do Processo*	Tipo de Ação	Explicação Sumária	Número total de ações	Valor total envolvido nas ações (R\$ Milhões)	Valor total provisionado nas ações (R\$ Milhões)
1	Cível	Acidente	Ações ajuizadas contra a Ampla, em função dos acidentes sofridos por terceiros, tais como i) morte por eletroplessão, ii) danos físicos causados por acidente na rede, ii) acidentes de trânsito.	349	279,53	23,98
2	Cível	Ações Patrimoniais	Se tratam de ações ajuizadas pela Ampla para i) obter desapropriação plena, quando forem necessárias para a implantação das subestações de energia elétrica, ou ii) para fins de servidão, para passagem de linhas de transmissão de energia elétrica.	74	48,22	31,17
3	Cível	Tarifaço	Ações ajuizadas contra a Ampla, em razão do reajuste das tarifas de energia elétrica aplicado pela Ampla, com base nas portarias 38 e 45 do DNAEE (tarifaço), em violação aos decretos federais que estabeleceram o congelamento dos preços no Brasil.	30	325,36	23,17
4	Cível	Aneel	Processos contra a Ampla no âmbito Regulatório.	2	7,11	3,43

*Os processos repetitivos julgados relevantes estão também descritos no item 4.3 deste formulário.

4. Fatores de risco / 4.7 - Outras contingências relevantes

4.7. Descrever outras contingências relevantes não abrangidas pelos itens anteriores

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

4. Fatores de risco / 4.8 - Regras-país origem/país custodiante

4.8. Em relação às regras do país de origem do emissor estrangeiro e às regras do país no qual os valores mobiliários do emissor estrangeiro estão custodiados, se diferente do país de origem, identificar:

- i. restrições impostas ao exercício de direitos políticos e econômicos*
- ii. restrições à circulação e transferência dos valores mobiliários*
- iii. hipóteses de cancelamento de registro*
- iv. outras questões do interesse dos investidores*

Não aplicável, pois o país de origem da Companhia é o mesmo país onde os valores mobiliários do emissor estão custodiados.

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

A Companhia possui políticas de mitigação de riscos financeiros 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.

A linha de negócio da Companhia está concentrada na distribuição de energia elétrica em 65 municípios do estado do Rio de Janeiro e um município em Minas Gerais. Dentro da sua estratégia, sintonizada com a gestão financeira de melhores práticas para minimização de riscos financeiros, e observando os aspectos regulatórios, a Companhia identifica os seguintes fatores de riscos que podem afetar seus negócios:

(a) Risco de taxa de juros

Este risco se refere à possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de variações nas taxas de juros ou em outros indexadores de dívida, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos. A tabela abaixo demonstra a análise de sensibilidade dos impactos no resultado da Companhia, caso as taxas de juros e índices de inflação do 4º trimestre de 2013 fossem iguais aos índices projetados para o próximo ano, disponíveis na Bolsa de Mercadorias e Futuros de São Paulo (BM&FBOVESPA):

31/12/2013	Aumento / Redução em percentual	Efeitos	
		No resultado	No patrimônio líquido
Passivos financeiros			
CDI	-0,80%	(760)	(760)
IPCA	+0,36%	289	289
Total		(471)	(471)

A fim de mitigar os riscos de perdas referentes às variações nas taxas de juros, a Companhia avalia, respeitando a estratégia do grupo, a necessidade de recorrer aos instrumentos de derivativos com objetivo de proteção das dívidas e das posições detidas à vista na carteira de investimentos.

Os derivativos contratados contribuem para um fluxo de pagamento mais estáveis minimizando as incertezas quanto a as variações da taxa CDI.

Empresa	Contraparte	Derivativo	Tipo	Dívida protegida	Operação
Ampla	HSBC	Swap DI x Pré	Hedge de fluxo de caixa	6ª Emissão de Debêntures R\$ 117 MM	DI + 1,20% a.a. 9,59%a.a.
Ampla	HSBC	Swap DI x Pré	Hedge de fluxo de caixa	7ª Emissão de Debêntures R\$ 100 MM	DI + 1,02% a.a. 10,50% a.a.

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

As análises de sensibilidade demonstradas são estabelecidas com o uso de cenários e análise de stress dos indicadores, demonstrando o efeito destas variações na dívida total.

Contrato	2013 (R\$/mil)	Possível (R\$/mil)	Remoto (R\$/mil)
BB AGROPECUARIO A	101.142	101.427	101.712
BB AGROPECUARIO B	30.251	30.313	30.376
BB DI-A	0	1.833	3.666
BNDES CAPEX 2011 FINAME	76.307	76.307	76.307
BNDES CAPEX 2011-A	87.151	89.048	90.944
BNDES CAPEX 2011-B	87.184	89.308	91.431
BNDES CAPEX 2012 FINAME	74.076	74.230	74.384
BNDES CAPEX 2012-A	140.915	141.721	142.527
BNDES CAPEX 2012-B	140.969	141.875	142.781
BNDES FINAME S	220	220	220
BNDES FINAME T	549	549	549
BNDES FINAME U	479	479	479
BNDES FINAME V	164	164	164
BNDES FINAME W	476	476	476
BRADESCO DI-D	0	3	5
BRADESCO DI-E	0	3	5
BRADESCO DI-F	0	1	3
DEBÊNTURES 5ª EMISSÃO (AMPL25)	0	3.037	6.073
DEBÊNTURES 6ª EMISSÃO (AMPL16)	117.490	120.164	122.838
DEBÊNTURES 6ª EMISSÃO (AMPL16) SWAP PA	-115.202	-117.876	-120.550
DEBÊNTURES 6ª EMISSÃO (AMPL16) SWAP PP	109.076	111.828	114.579
DEBÊNTURES 6ª EMISSÃO (AMPL26)	218.452	222.631	226.809
DEBÊNTURES 7ª EMISSÃO (AMPL17)	100.411	102.650	104.889
DEBÊNTURES 7ª EMISSÃO (AMPL17) SWAP PA	-98.993	-101.232	-103.471
DEBÊNTURES 7ª EMISSÃO (AMPL17) SWAP PP	91.770	94.232	96.694
DEBÊNTURES 7ª EMISSÃO (AMPL27)	337.775	342.731	347.688
ELETROBRAS - 0022/04 (LUZ PARA TODOS)	1.423	1.423	1.423
ELETROBRAS - 158/2006 (LUZ PARA TODOS)	3.489	3.489	3.489
ELETROBRAS - 245/2008 (LUZ PARA TODOS)	11.896	11.896	11.896
ELETROBRAS - 2930/2011 (EMERGENCIAL)	9.116	9.116	9.116
ELETROBRAS - 2937/2011 (EMERGENCIAL)	3.455	3.455	3.455
Total	1.398.648	1.423.761	1.448.869
Sensibilização Indicadores	-	+25%	+50%
Custo da Dívida	10,13%	11,20%	12,26%

(b) Risco de crédito

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

O risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Para reduzir esse tipo de risco, 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 específicas. A provisão para créditos de liquidação duvidosa é estabelecida em montante julgado suficiente, pela Administração da Companhia, para refletir possíveis riscos de realização das contas a receber. A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída com base nos critérios estabelecidos pela legislação regulatória aliada à análise dos riscos de perdas dos valores vencidos de clientes, questões judiciais e um percentual sobre dívidas parceladas. A Companhia considera isso suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos valores a receber. Abaixo segue um demonstrativo do saldo da provisão para créditos de liquidação duvidosa:

	Vencidos até		Vencidos há mais de		Total	
	Vencidos	90 dias	90 dias	31/12/2013	31/12/2012	
Circulante						
Classe de consumidores:						
Residencial	116.936	76.729	21.354	215.019	241.852	
Industrial	35.952	4.947	14.147	55.046	56.328	
Comercial	47.235	18.274	20.779	86.288	86.480	
Rural	10.150	1.585	1.800	13.535	13.597	
Poder público Iluminação pública	45.012	18.489	18.838	82.339	93.654	
Serviço público	5.396	407	56	5.859	5.799	
Revenda	5.461	-	-	5.461	4.966	
Subtotal	266.142	120.431	76.974	463.547	502.676	
Receita não faturada (d)	153.075	-	-	153.075	174.670	
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	-	-	4.136	4.136	10.354	
Contas a receber com partes relacionadas (e)	54	-	-	54	-	
Outros créditos	119	-	-	119	250	
Subtotal	419.390	120.431	81.110	620.331	687.950	
Provisão para créditos de liquidação duvidosa (b)	-	-	-	(102.979)	(107.213)	
Total circulante	419.390	120.431	81.110	517.352	580.737	
Não circulante						
Parcelamento de débitos (c)	73.610	-	-	73.610	77.701	
Contas a receber com partes relacionadas (e)	-	-	-	-	235	
Provisão para créditos de liquidação duvidosa (b)	-	-	-	(52.141)	(49.538)	
Total não circulante	73.610	-	-	21.469	28.398	

(c) Risco de crédito de contrapartes – Derivados e Aplicações Financeiras

As aplicações financeiras incorrem no risco dos emissores de títulos e valores mobiliários que integram a carteira de investimentos não cumprirem com suas obrigações de pagar tanto o principal como os respectivos juros de suas dívidas para com a Companhia. Esse risco tenderá a ser maior em virtude de aplicações de recursos em títulos de dívida privada. Alterações na avaliação do risco de crédito do emissor podem acarretar oscilações no preço de negociação dos títulos que compõem a carteira de investimentos e acarretar perda de patrimônio líquido em caso de inadimplemento, liquidação, falência, intervenção, entre outros. Para reduzir este tipo de risco a Companhia faz criteriosa análise dos emissores de dívida e possui aplicações somente em títulos privados de bancos de primeira linha e títulos públicos do Brasil. As aplicações financeiras são feitas em títulos de renda fixa classificados como baixo risco de crédito e com liquidez imediata.

Contraparte	AMPLA (R\$ mil)
Banco do Brasil	93.751,6
Caixa Econômica Federal	15.257,3
Itaú Unibanco S.A.	18.545,7
Santander do Brasil S.A	11.920,1
Safra	-
Pactual	-
HSBC	236,32
Votorantim	-
Banco do Nordeste do Brasil	-
Títulos Públicos	88.128,1
Bradesco	7.141,4
Total	234.980,6

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

A fim de mitigar o risco de crédito da contraparte a Companhia, após criteriosa análise, elege os bancos que podem vir a ter derivativo contratado. A Companhia possui derivativos de fluxo de caixa com objetivo de se proteger do risco de elevação da taxa de juros de parte da dívida que está indexada ao CDI. Em 31 de dezembro de 2013 a Companhia possuía um saldo ativo de derivativos de R\$ 13.349,21 mil com o banco HSBC.

(d) Risco de escassez de energia

Corresponde ao risco de escassez na oferta de energia elétrica por parte das usinas hidroelétricas por eventuais atrasos do período chuvoso, associado ao crescimento de demanda acima do planejado, podendo ocasionar perdas para a Companhia em função do aumento de custos ou redução de receitas com a adoção de um novo programa de racionamento, como o verificado em 2001. No entanto, considerando os níveis atuais dos reservatórios e as simulações efetuadas, o Operador Nacional de Sistema Elétrico – ONS não prevê para os próximos anos um novo programa de racionamento.

(e) Risco de vencimento antecipado

A Companhia possui contratos de empréstimos e financiamentos com cláusulas restritivas que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis (**covenants** financeiros). O descumprimento dessas restrições pode implicar em vencimento antecipado da dívida. Essas restrições são monitoradas adequadamente e não limitam a capacidade de condução normal das operações. Em 31 de dezembro de 2013 a companhia cumpria com todas as cláusulas de covenants.

Os riscos apontados acima estão diretamente relacionados aos riscos relacionados a fatores macroeconômicos, quais sejam:

O Governo Federal exerceu e continua a exercer influência significativa sobre a economia brasileira. Condições políticas e econômicas adversas podem acarretar um efeito adverso para a Companhia.

O Governo Federal intervém frequentemente na economia brasileira e, ocasionalmente, impõe mudanças drásticas na política monetária, de crédito, fiscal, dentre outras. As ações do Governo Federal para controlar a inflação e implementar outras políticas já incluíram, dentre outras medidas, controle sobre preços e salários, desvalorização da moeda, controle de remessa de capital, limites nas importações e o congelamento de contas correntes.

A Companhia não tem controle sobre as medidas e políticas que o Governo Federal pode vir a adotar no futuro, e tampouco pode prevêê-las. Os negócios, condições financeiras e resultados operacionais da Companhia poderão ser adversamente afetados por tais intervenções, bem como por outros fatores econômicos, tais como:

- aumentos na taxa de inflação;
- políticas cambiais;
- crescimento econômico nacional;
- instabilidade social;
- diminuição de liquidez dos mercados domésticos de capital e de empréstimo;
- ambiente regulatório pertinente às atividades da Companhia;
- políticas monetárias;
- taxas de juros;
- controles sobre importação e exportação;
- políticas fiscais e alterações na legislação tributária;
- alterações nas normas trabalhistas; e
- outras questões políticas, diplomáticas, sociais e econômicas no Brasil ou que afetem o Brasil.

Medidas do Governo para manter a estabilidade econômica, bem como a especulação sobre eventuais atos futuros do Governo, podem gerar incertezas sobre a economia brasileira e uma maior volatilidade no mercado de capitais doméstico, afetando adversamente os negócios, a condição financeira e os resultados da Companhia.

A crise financeira e de crédito mundial poderá afetar de maneira adversa o crescimento econômico do Brasil, limitar o acesso da Emissora aos mercados financeiros e de capitais e, conseqüentemente, prejudicar seus negócios e condição financeira.

A crise financeira e de crédito global e a conseqüente instabilidade no sistema financeiro mundial continuam afetando negativamente o crescimento econômico do Brasil. A atual crise financeira reduziu a liquidez e a disponibilidade de crédito para o financiamento da continuidade e da expansão dos negócios em todo o mundo.

A Emissora até o momento não enfrentou problemas de liquidez, porém caso a situação dos mercados financeiros não melhore, sua capacidade de acesso aos mercados de capitais ou financeiro poderá sofrer restrições em um momento no qual deseje, ou precise, acessar tais mercados, o que poderá prejudicar sua capacidade de reação face a condições econômicas e comerciais adversas, bem como poderia dificultar ou impedir a realização de projetos considerados relevantes pela Companhia. Além disso, a crise financeira e de crédito poderá afetar os atuais clientes da Emissora ou a capacidade de seus fornecedores cumprirem pontualmente com entregas pactuadas, fazendo com que os mesmos venham a inadimplir suas obrigações junto à Emissora. Um agravamento da crise financeira e de crédito poderá prejudicar a demanda pelos serviços da Emissora e sua capacidade de financiar seu crescimento futuro e refinar dadas dívidas pré-existentes, o que, conseqüentemente, poderia afetar adversamente os resultados operacionais e/ou a condição financeira da Emissora.

A instabilidade política pode prejudicar os resultados operacionais da Companhia.

O desempenho da economia brasileira tem sido historicamente influenciado pelo cenário político nacional. No passado, as crises políticas afetaram a confiança dos investidores e do público em geral, resultando na desaceleração da economia, o que prejudicou o preço de mercado dos valores mobiliários de companhias listadas para negociação em bolsa de valores.

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

Nos últimos anos, políticos brasileiros têm sido acusados de condutas antiéticas ou ilegais. Essas acusações, atualmente investigadas pelo Congresso Nacional, incluem financiamento de campanhas e violações nas práticas eleitorais, influência de autoridades do Governo Federal em troca de apoio político e outras supostas acusações de corrupção. No período de 2007 a 2008, diversos membros do partido do atual presidente do Brasil e do Governo Federal, incluindo o presidente do partido do presidente do País, renunciaram. Não podemos prever quais serão os efeitos dessas acusações e investigações nas condições políticas e econômicas brasileiras.

A instabilidade da taxa de câmbio pode prejudicar a situação financeira e os resultados operacionais da Companhia.

Nas últimas 4 décadas, a moeda brasileira tem se valorizado e desvalorizado periodicamente. Ao longo desse período, o Governo Federal implementou diversos planos econômicos e uma série de políticas cambiais, inclusive controles de câmbio, desvalorizações súbitas, mini desvalorizações (durante as quais a frequência dos ajustes oscilou entre diária e mensal) e sistemas de câmbio flutuante.

Nos últimos anos, houve uma volatilidade significativa do Real em relação ao Dólar e outras moedas. Desde 1999, as taxas de câmbio tem sido definidas pelo mercado. A taxa de câmbio entre o Real e o Dólar tem variado significativamente nos últimos anos. A taxa de câmbio Real/Dólar, por exemplo, aumentou de R\$1,9554 por Dólar em 31 de dezembro de 2000 para R\$3,5333 em 31 de dezembro de 2002. O Real valorizou-se frente ao Dólar cerca de 8,1% em 2004, 11,8% em 2005, 8,7% em 2006 e 17,1% em 2007. Em 2008, em primeiro lugar como resultado da crise financeira internacional, o Real se depreciou em cerca de 31,9% em relação ao Dólar, induzindo os investidores estrangeiros a remover bilhões de reais da BM&FBOVESPA. Em 31 de dezembro de 2010, a taxa de câmbio Real/Dólar era de R\$1,6662 por Dólar. Em 31 de dezembro de 2011, a taxa de câmbio Real/Dólar era de R\$1,8758 por Dólar. Em 31 de dezembro de 2012, a taxa de câmbio Real/Dólar R\$ 2,0435 por Dólar. E em 31 de dezembro de 2013, a taxa de câmbio Real/Dólar R\$ 2,3426 por Dólar. A Companhia não pode garantir que o Real não sofrerá uma desvalorização ou valorização frente ao Dólar no futuro.

Em 31 de dezembro de 2013, a Companhia não possuía endividamento em moeda estrangeira e nem empréstimos com partes relacionadas. Entretanto, a desvalorização do Real frente ao Dólar aumenta os custos de compra de energia elétrica, tendo em vista que parte do suprimento de energia é proveniente da Usina de Itaipu, cuja tarifa é denominada em Dólar norte-americano. Para fins dos reajustes tarifários anuais da Emissora, as oscilações da tarifa de Itaipu decorrente da flutuação cambial são capturadas no mecanismo da CVA. Elevações abruptas da taxa de câmbio podem elevar as necessidades de capital de giro da emissora, comprometendo o seu fluxo de caixa, em período que antecede o reajuste tarifário anual, quando este valor será repassado à tarifa de energia elétrica. Adicionalmente, a desvalorização do Real frente ao Dólar também pode criar pressões inflacionárias adicionais no Brasil, dificultar o acesso aos mercados financeiros e de capitais internacionais e pode resultar na imediata intervenção do Governo Federal, incluindo políticas governamentais restritivas. Por outro lado, a valorização do Real frente ao Dólar pode resultar na deterioração das reservas do Brasil e de sua balança de pagamentos, bem como afetar as exportações. Qualquer uma dessas circunstâncias poderá afetar adversamente os negócios, resultados operacionais e valores mobiliários de emissão da Companhia, bem como a capacidade de pagamento da Companhia com relação às suas dívidas.

A Companhia pode ser adversamente afetada pela política monetária do Governo Federal e/ou pelo aumento nas taxas de juros.

Em 31 de dezembro de 2013, o endividamento total em aberto da Companhia era de R\$1.526, sendo 100% denominados em Reais dos quais 88% eram taxas de juros indexadas, principalmente, ao CDI (23%), à TJLP (29%) e ao IPCA (36%).

Adicionalmente, em 2012, a Companhia realizou 2 operações com derivativos nos valores de R\$117 e R\$ 100 milhões, consistentes em swaps de obrigações denominadas em Real indexadas ao CDI e responsáveis por 17% do endividamento total da Companhia.

Abaixo se encontra a tabela dos vencimentos das operações de derivativos da Emissora:

Vencimentos	Valores R\$ milhões
15 de junho de 2015	58,5
15 de junho de 2016	108,5
16 de junho de 2017	50

Caso o Governo Federal aumente as taxas de juros ou adote outras medidas com relação à política monetária que resultem em um aumento significativo das taxas de juros, as despesas financeiras da Companhia poderão aumentar, afetando negativamente o resultado financeiro da Companhia..

A inflação e as medidas do Governo Federal para combatê-la podem afetar adversamente a economia brasileira e o mercado de valores mobiliários brasileiro, bem como a condução dos negócios da Companhia.

Ao longo de sua história, o Brasil registrou taxas de inflação extremamente altas. Determinadas medidas do Governo Federal para combatê-la tiveram um impacto significativamente negativo sobre a economia brasileira. No passado, as medidas adotadas para combater a inflação, bem como a especulação sobre tais medidas, geraram um clima de incerteza econômica no Brasil e aumentaram a volatilidade do mercado de valores mobiliários brasileiro.

Medidas futuras tomadas pelo Governo Federal, inclusive intervenção no mercado de câmbio e atos para ajustar ou fixar o valor do Real poderão causar aumento da inflação e produzir efeitos prejudiciais relevantes nos negócios da Companhia, incluindo um aumento nos custos de financiamento.

Caso não haja o repasse do aumento dos custos decorrentes da inflação para o preço das tarifas cobradas pela Companhia a seus clientes em valores suficientes e prazo hábil para cobrir os crescentes custos operacionais da Companhia, tal aumento de custos poderá afetar adversamente a Companhia. Pressões inflacionárias podem levar à intervenção do Governo Federal sobre a economia, incluindo a implementação de políticas governamentais, que poderão ter um efeito adverso na Companhia.

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

Eventos políticos, econômicos e sociais e a percepção de riscos em outros países, sobretudo de economias emergentes, podem afetar adversamente a economia brasileira e a Companhia.

O mercado brasileiro de valores mobiliários é influenciado pelas condições econômicas e de mercado no Brasil e, em graus variados, pelas condições de mercado em outros países da América Latina e de outras economias emergentes. Ainda que as condições econômicas sejam diferentes em cada país, a reação dos investidores aos acontecimentos de um país pode levar o mercado de capitais de outros países a sofrer flutuações.

No passado recente, eventos políticos, econômicos e sociais em países de economia emergente, incluindo os da América Latina, afetaram adversamente a disponibilidade de crédito para empresas brasileiras no mercado externo, resultando em saída significativa de recursos do País e na diminuição na quantidade de moeda estrangeira investida no País.

Caso ocorram eventos políticos, econômicos e sociais em outros países de economia emergente que afetem relativamente o País, pelas razões indicadas acima, isso poderá ter um efeito adverso na Companhia.

Alterações nas leis tributárias brasileiras podem ter um impacto adverso nos resultados operacionais da Companhia.

O Governo Federal regularmente implementa mudanças nas leis tributárias brasileiras. Estas mudanças incluem ajustes na alíquota aplicável e, ocasionalmente, imposição de tributos temporários cujos recursos são alocados para certos fins determinados pelo Governo Federal. Essas medidas podem aumentar as obrigações fiscais da Companhia, o que, por sua vez, afetaria adversamente seus resultados operacionais.

Caso não haja o repasse desses tributos adicionais aos consumidores da Companhia em valores suficientes e prazo hábil, os resultados operacionais da Companhia e sua condição financeira podem ser adversamente afetados.

O Confisco temporário ou expropriação permanente dos ativos da Emissora pode afetar adversamente sua condição financeira e resultados operacionais.

A União pode retomar o serviço de distribuição de energia elétrica da Emissora em casos de razão de interesse público, mediante lei específica que autorize tal retomada e pagamento de prévia indenização. Tais razões incluem desastre natural, guerra, perturbações públicas significativas, ameaças contra a paz interna ou por razões econômicas e por outras razões relacionadas à segurança nacional. Referida situação ocasionaria efeitos adversos significativos na condição financeira e nos resultados operacionais da Emissora e não se pode garantir que a eventual compensação seja adequada ou que tal pagamento seja realizado em tempo.

A perda da Concessão pela Companhia afetaria significativamente sua capacidade de continuar suas operações, o que, conseqüentemente, ocasionaria um efeito adverso relevante em seu resultado operacional e/ou em sua condição financeira.

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

a) Riscos para os quais se busca proteção

O risco relativo a taxa de juros e os instrumentos utilizados para mitigar esses riscos estão descritos no item 5.1, letra (a) acima.

b) Estratégia de proteção patrimonial (hedge).

A Companhia mantém políticas e estratégias operacionais e financeiras visando liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos. Desta forma possuem procedimentos de controle e acompanhamento das transações e saldos dos instrumentos financeiros, com o objetivo de monitorar os riscos e taxas vigentes em relação às praticadas no mercado.

c) Instrumentos utilizados para proteção patrimonial (hedge).

A Companhia contrata instrumentos de proteção, incluindo aplicações financeiras e operações de derivativos como swaps. Não é permitida alavancagem em operações de derivativos e tais operações são contratadas com o exclusivo fim de proteção de riscos de taxas de juros.

d) Parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos.

Para o gerenciamento dos riscos inerentes aos instrumentos financeiros e de modo a monitorar os procedimentos estabelecidos pela administração, a Companhia utiliza-se de cálculos de VaR – Value at Risk, Mark to Market, Stress Testing e Duration dos instrumentos para avaliar os riscos aos quais a Companhia está exposta. Historicamente, os instrumentos financeiros contratados têm apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos.

e) Operação com instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial (hedge) e quais são esses objetivos.

A Companhia tem a prática de contratação de instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas, somente quando há uma exposição a qual a administração considera como risco. Adicionalmente, a Companhia não realiza transações envolvendo derivativos exóticos ou especulativos.

f) Estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos.

A Companhia, por fazer de um grupo multinacional de capital aberto, atende aos requisitos da Lei Sarbanes-Oxley tendo políticas internas que primam por um ambiente rígido de controle para a minimização da exposição dos riscos e atendimento às boas práticas de Governança Corporativa.

A Ampla adota práticas de Governança Corporativa que asseguram a manutenção de uma estrutura organizacional com órgãos específicos envolvidos no gerenciamento dos riscos. Entre eles, destacam-se a Auditoria interna e a Unidade de Controle Interno - UCI.

ESTRUTURA ORGANIZACIONAL



(*) Órgão não instalado em 2013

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

Controle de Gerenciamento de Riscos

Segue abaixo a classificação dos riscos a que a Companhia está exposta, os principais riscos identificados, o tratamento/ métodos de controle desses riscos e as áreas responsáveis.

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

Classificação dos Riscos	Principais Riscos Identificados	Tratamento e Controle dos Riscos	Responsável / Padrões de trabalho
Negócio	Descasamento entre energia contratada e energia demandada.	Monitoramento mensal da projeção da demanda incorporando variáveis macroeconômicas e setoriais que afetam a evolução do consumo de energia, além da definição da quantidade ótima para contratação, considerando a sazonalidade do mercado energético	Diretoria de Regulação / Legislação do setor elétrico emitidas pela Aneel.
	Risco Legal: Perdas decorrentes de (i) multas, penalidades ou indenizações resultantes de ações de órgãos de supervisão e controle, (ii) decisão desfavorável em processos judiciais ou administrativos.	Monitoramento nos juizados, ações relacionadas à empresa e atuações/multas recebidas.	Diretoria Jurídica / Tributária
	Risco regulatório: associado à mudança abrupta ou inesperada no marco legal/legislação do setor	Monitoramento mensal da projeção da demanda incorporando variáveis macroeconômicas e setoriais que afetam a evolução do consumo de energia, além da definição da quantidade ótima para contratação, considerando a sazonalidade do mercado energético	Diretoria de Regulação / Legislação do Setor
Operacionais	Riscos Ambientais: descumprimento de legislação ambiental ou acidentes envolvendo danos ao meio ambiente.	O SGA (Sistema de Gestão Ambiental) promove o controle das atividades e orienta tecnicamente a execução dos processos operacionais de distribuição de energia que seguem os requisitos das certificações ISO14001 e normas técnicas em vigor.	Meio Ambiente, Responsabilidade Social/ Legislação ambiental; ISO 14001.
	Riscos Sociais, impacto na sociedade com a falta de fornecimento de energia por interrupção programada e não programada	Procedimentos do Sistema Integrado de Gestão, além de projetos e práticas que minimizam os impactos relativos aos aspectos de interrupção programada e não programada do fornecimento, variação no nível de tensão da energia, prejuízos financeiros em atividades econômicas, ruptura de cabos elétricos, uso inseguro da energia elétrica, entre outros.	Área Técnica / Procedimentos POP, PCO, PEX, PST
	Risco de Segurança no Trabalho, incluindo os colaboradores das parcerias estratégicas, empresas fornecedoras de serviço.	O sistema de segurança e saúde ocupacional está certificado pela norma OHSAS18001 e visa, sobretudo, mitigar os riscos de acidentes e doenças ocupacionais, trabalho realizado também junto nas empresas parceiras fornecedores de serviços.	Área de Informações Gerenciais de RH / Legislação Trabalhista / Norma Regulamentar NR-10; OHSAS 18001; POP; PEX; Procedimentos de Distribuição. AGP (em cooperação com os fornecedores de serviço)/Inpar.
	Riscos associados ao não cumprimento de contratos.	Manutenção de garantia financeira associada a cada um de seus principais contratos com fornecedores de serviços de empresas parceiras	Diretoria Financeira / Suprimentos / Diretoria de Recursos Humanos/ Contratos e Legislação Trabalhista.
	Riscos de fraudes e erros nas informações financeiras	Revisão trimestral da auditoria externa independente e anual da auditoria interna, além do acompanhamento contínuo da UCI.	Diretoria de Planejamento e Controle, Relações com Investidores, UCI, AI e AE / Lei SOX e Resolução N262.
	Patrimoniais: Riscos associados a erros, omissões, incêndio, explosão, raio, enchente, imperícia, imprudência e acidentes	Política de contratação de seguros em nível corporativo para ressarcimento de danos legais, materiais e de responsabilidade civil associados à operação	Diretoria Financeira e Relações com Investidores / Norma Corporativa de Seguros.
Mercado	Taxa de Câmbio sobre passivos financeiros.	Operações de hedge/ swap, para proteger resultados e o caixa de flutuações da taxa de câmbio	Diretoria Financeira e Relações com Investidores / Norma
	Taxa de Juros	Pulverização de taxas contratadas em suas operações de financiamento.	

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

	Compliance	Existência de cláusulas restritivas nos contratos de empréstimos e financiamentos com– <i>covenants</i> financeiros – atendimento mínimo de índices econômico-financeiros, geração de caixa e outros	Corporativa de Gestão de Risco-N. 039
	Risco de Liquidez: não dispor de fundos suficientes para honrar compromissos.	Análise das projeções do fluxo de caixa e acompanhamentos diário e mensal do fluxo de caixa realizado pela área de Finanças e Relações com Investidores	
	Risco de Renda Variável	Risco de variação dos preços das ações ou outros índices de renda variável	
	Risco de Commodity	Risco de variação nos preços das matérias primas como combustíveis ou energia	Comercial Geração
Crédito	Não recebimento de valores faturados aos clientes.	Adoção de procedimentos de avaliação dos clientes e da política de cobrança e corte de fornecimento para inadimplente	Diretoria Comercial/ Norma de cobrança e corte de fornecimento / Legislação da Aneel
Imagem	Imagem	Monitoramento, diário de notícias relacionadas à empresa	Diretoria de Comunicação, Responsabilidade Social, Institucional e Meio Ambiente, Diretoria Técnica, Comitê de Crise
Recursos Humanos	Ineficiência em gerir seus recursos humanos de forma alinhada aos objetivos estratégicos definidos.	Gestão do Rendimento, Gestão do Potencial, Plano de Desenvolvimento Individual, dentre outros.	Diretoria de Recursos Humanos
Tecnologia da Informação e Telecomunicações	Obsolescência, indisponibilidade ou ineficiência sistemas informatizados, equipamentos de tecnologia e/ou de telecomunicações.	Manutenção preventiva e troca dos equipamentos mais antigos. Atualizações da plataforma de trabalho.	Área de ICT

Figura – Classificação e Tratamento dos Riscos

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

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

Como parte do Grupo Endesa, que possui títulos negociados na bolsa de valores de Nova Iorque, a Companhia se adequou aos requisitos da Lei Sarbanes-Oxley, criando uma área de controle interno, que tem a função principal de monitorar e garantir a eficácia dos planos de ação para gerenciar os riscos relacionados à atividade.

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

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

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.

6. Histórico do emissor / 6.1 / 2 / 4 - Constituição / Prazo / Registro CVM

Data de Constituição do Emissor	03/06/1909
Forma de Constituição do Emissor	Sociedade Anônima
País de Constituição	Brasil
Prazo de Duração	Prazo de Duração Indeterminado
Data de Registro CVM	15/08/1969

6. Histórico do emissor / 6.3 - Breve histórico

A Ampla Energia, controlada pelo Grupo Endesa, foi criada em setembro de 2004 como reflexo de um profundo Plano de Transformação, iniciado em março do mesmo ano.

Como empresa privada, sua trajetória iniciou-se em novembro de 1996, quando ela ainda se chamava Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro (Cerj) e foi adquirida por um consórcio de empresas de energia elétrica formado pelo Grupo Endesa (Espanha), Chilectra e Enersis (Chile) e EDP Brasil (Portugal). Ela é uma das dezenas de empresas brasileiras que participaram do processo de privatização ocorrido na década de 90 a partir da sanção da Lei nº 8.031/1990, que cria o Programa Nacional de Desestatização (PND).

No entanto, o começo da operação da empresa no setor elétrico se mistura remonta o início do século passado, quando em 1908 foi inaugurada a hidrelétrica de Piabanha, em Entrerios, município conhecido como Três Rios. Nesta época, Cândido Gaffrée e Eduardo Palassin Guinle criaram a Guinle e Companhia. A empresa, que passa a se chamar Hidrelétrica Alberto Torres, torna-se a principal fornecedora de energia elétrica dos Estado do Rio de Janeiro, abastecendo Niterói, São Gonçalo e Petrópolis.

Um ano mais tarde, em 1909, a Guinle e Companhia passa a ser comandada pela recém-fundada Companhia Brasileira de Energia Elétrica (CBEE), que é adquirida em 1927 pela American and Foreign Power Company Inc. A nova empresa inicia suas atividades no país adquirindo dezenas de concessionárias, principalmente no interior do Estado de São Paulo. Em 1930, ela interliga seu sistema às empresas Rio de Janeiro Trainway, Light and Power Company Limited e Rio Light a fim de aumentar sua capacidade de atendimento.

Paralelamente à história da CBEE, é iniciado o processo de consolidação do setor elétrico, com a fundação da empresa Centrais Elétricas Fluminense Sociedade Anônima (Celf), holding composta pela Empresa Fluminense de Energia Elétrica (Efe), o Centro Fluminense de Eletricidade (Cefe), a Empresa Força e Luz Iber-Americana e a Companhia Norte Fluminense de Eletricidade. A Celf incorpora, quatro anos mais tarde, as empresas sobre as quais tinha influência, passando a fornecer energia a 62,7% do Estado.

No ano do Golpe Militar, a CBEE é estatizada e passa a ser controlada pela administração estadual. Próximo ao fim da ditadura, já em 1979, ela assume também os serviços de eletrificação rural antes realizados pelas Centrais Elétricas Fluminenses Sociedade Anônima. No dia 17 de abril do ano seguinte, a CBEE passa a se chamar companhia de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro (Cerj).

6. Histórico do emissor / 6.5 - Pedido de falência ou de recuperação

Com efeito retroativo a 12 de dezembro de 2014, foi aprovada a alteração da denominação social de seu acionista controlador de Endesa Brasil S.A. para Enel Brasil S.A.

Em 21 de novembro de 2013 foi realizada operação de incorporação da Ampla Investimentos e Serviços S.A. e da Investluz S.A. pela Endesa Brasil S.A.

Em 01 de outubro de 2013, em decorrência de operação ocorrida no Chile, a sociedade Inversiones Sudamerica Limitada foi dissolvida e extinta de pleno direito por haver se tornado uma subsidiária integral da Enersis S.A. Em decorrência desta operação, todos os ativos de propriedade de Inversiones Sudamerica Limitada foram transferidos para a sua única acionista, a Enersis S.A., inclusive suas participações societárias na Endesa Brasil S.A., Ampla Energia e Serviços S.A. e Ampla Investimentos e Serviços S.A.

Em 04 de julho de 2013, ocorreu a fusão entre a Cono Sur Participaciones S.L e Inversiones Sudamérica Limitada

Em 04 de julho de 2013, o acionista controlador direto da Ampla Energia, Enersis S.A., informou ao mercado a concretização de uma operação de fusão entre suas subsidiárias Inversiones Sudamérica Limitada, sociedade chilena na qual detém 99,99999% das ações representativas do capital social, e Cono Sur Participaciones S.L. sociedade espanhola 100% de Enersis. Dessa fusão, resultou que Inversiones Sudamérica Limitada absorveu a Cono Sur Participaciones S.L., tendo sido extinta esta última sociedade. Os efeitos dessa fusão retroagem a 01º de julho. Informa-se, ainda, que a mencionada operação não implica em alteração da composição do controle direto, indireto final ou da estrutura administrativa da nossa Companhia, tendo sido alterado, somente, o veículo de investimento da Enersis em nossa Companhia e; que não há em vigor qualquer acordo de acionistas ou contrato registrado regulando o exercício do direito de voto ou a compra e venda de valores mobiliários de emissão da Companhia.

Em 26 de dezembro de 2012, foi realizada uma operação de cisão parcial entre a Endesa Latinoamérica S.A. e a Cono Sur Participaciones S.L., ambas sociedades com sede na Espanha. Através desta cisão, as 302.186.887.655 ações ordinárias de emissão da Ampla Energia e Serviços S.A. representativas de 7,70% do seu capital social, de propriedade da Endesa Latinoamérica foram transferidas, junto com outros ativos, para a Cono Sur. Esta operação tem por objetivo uma mera reestruturação interna de ativos, portanto ela não implicará em alteração da composição do controle ou da estrutura administrativa da Ampla Energia. Além disso, a Cono Sur não detém, direta ou indiretamente, quaisquer bônus ou outros direitos de subscrição de ações, opções de compra de ações ou debêntures conversíveis em ações da Companhia; e não há em vigor qualquer acordo de acionistas ou contrato registrado regulando o exercício do direito de voto ou a compra e venda de valores mobiliários de emissão da Companhia.

Em 04 de agosto de 2011, o acionista controlador indireto da companhia, Endesa Latinoamérica, S.A., com sede na Calle Ribeira del Loira, 60 – Madrid - Espanha (a seguir Endesa Latam), celebrou com a EDP – Energias de Portugal, S.A. (a seguir EDP), um contrato de compra e venda de ações com condição suspensiva, por meio do qual a Endesa Latam adquiriu as 302.176.533.045 ações ordinárias de propriedade da EDP e representativas de 7,70% do capital social da companhia. Em 04 de outubro de 2011, a operação foi consumada passando a Endesa Latam a ser acionista direta da companhia. Em 03 de novembro de 2011, a Endesa Latam juntamente com o Banco Itaú BBA S.A., na qualidade de instituição intermediária ("Instituição Intermediária"), apresentaram à Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") o pedido de registro de oferta pública de aquisição de ações por aumento de participação ("OPA") objetivando a aquisição da totalidade das ações de emissão da Ampla Energia e Serviços S.A. ("Companhia") em circulação no mercado, nos termos da Instrução CVM 361/2002, ao preço de R\$1,07 (um real e sete centavos) por lote de mil ações.

Em 19 de abril de 2012, ocorreu a liquidação da OPA (i.e. no prazo de três dias úteis após a data do Leilão, conforme item 3.2 do Edital). Com a conclusão do Leilão, a Endesa Latam ("Ofertante") adquiriu 10.354.610 ações ordinárias de emissão da Companhia, pelo preço por lote de mil ações de R\$1,07 previsto no Edital, totalizando um valor de R\$11.079,43.

Todas essas informações foram devidamente divulgadas, conforme fatos relevantes publicados em 05 de agosto de 2011, 04 de outubro de 2011, 03 de novembro de 2011 e 20 de abril de 2012.

6. Histórico do emissor / 6.6 - Outras inf. relev. - Histórico

Até a presente data, não foi protocolado nenhum pedido fundado em valores relevantes requerendo a falência da Companhia, nem pedido de recuperação judicial ou extrajudicial da Companhia.

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

O objeto social da Emissora prevê as seguintes atividades e negócios:

- i. Estudar, planejar, projetar, construir e explorar os sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comércio de energia elétrica, bem como serviços correlatos que lhe tenham sido ou venham a ser concedidos, por qualquer título de direito, podendo administrar e/ou incorporar outros sistemas de energia, prestar serviços técnicos de sua especialidade, organizar subsidiária, ou incorporar outras empresas e praticar os demais atos necessários à consecução de seus objetivos;
- ii. Participar de pesquisas vinculadas ao setor energético, notadamente nas áreas de geração, transmissão e formação de pessoal técnico e a preparação de operários qualificados, através de programas de treinamento e cursos especializados;
- iii. Participar de organizações regionais, nacionais e internacionais, voltadas ao planejamento, operação, intercâmbio técnico e desenvolvimento empresarial, relacionadas com a área de energia elétrica; e
- iv. Participar de outras empresas do setor elétrico como sócia ou acionista, inclusive no âmbito de programas de privatização, no Brasil e no exterior.

A Ampla fornece energia elétrica a 66 municípios distribuídos em 32.188 km², o que correspondente a aproximadamente 73% do território do Estado do Rio de Janeiro. Em 31 de dezembro de 2013, a Companhia encerrou o ano 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, 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. A Companhia também atende a localidade de Maringá no Distrito de Mirantão, localizado no Município de Bocaina de Minas, no Estado de Minas Gerais.



Número de Clientes	Exercícios Sociais findos em 31 de dezembro de					
	2013	Var. %	2012	Var. %	2011	Var. %
Mercado Cativo	2.487.210	3,70%	2.398.287	2,70%	2.334.495	3,00%
Residencial - Convencional	1.972.861	3,90%	1.899.196	-0,50%	1.907.888	41,10%
Residencial - Baixa Renda	279.658	3,80%	269.357	34,60%	200.063	-71,00%
Industrial	4.653	-0,60%	4.681	-1,00%	4.731	-1,10%
Comercial	148.542	1,90%	145.783	0,80%	144.607	1,00%
Rural	64.770	2,70%	63.088	2,30%	61.686	1,30%
Setor Público	16.726	3,40%	16.182	4,30%	15.520	4,30%
Clientes Livres	48	17,10%	41	14,70%	34	17,20%
Industrial	32	10,30%	29	3,70%	27	8,00%
Comercial	16	33,30%	12	57,10%	7	75,00%
Revenda	13	-	13	-0,071	14	7,70%
Subtotal - Consumidores Efetivos	2.487.271	3,70%	2.398.341	2,70%	2.334.543	3,00%
Consumo Próprio	319	-12,60%	365	-0,80%	368	-
Consumidores Ativos sem Fornecimento	324.856	3,60%	313.653	1,60%	308.599	1,30%
Total - Número de Consumidores	2.812.446	3,70%	2.712.359	2,60%	2.643.510	2,80%

7. Atividades do emissor / 7.2 - Inf. sobre segmentos operacionais**a) produtos e serviços comercializados**

A Companhia tem como atividade principal a distribuição de energia elétrica.

b) receita proveniente do segmento e sua participação na receita líquida do emissor

A segregação da receita por segmentos de atuação não é aplicável, considerando que as receitas da Companhia advêm de um único segmento, qual seja, a distribuição de energia elétrica.

	Exercício Social encerrado em 31 de Dezembro de 2013	Exercício Social encerrado em 31 de Dezembro de 2012	Exercício Social encerrado em 31 de Dezembro de 2011
Receita Líquida (R\$ mil)	3.849.432	3.690.989	3.312.371

c) lucro ou prejuízo resultante do segmento e sua participação no lucro líquido do emissor

A segregação do lucro ou prejuízo por segmentos de atuação não é aplicável, considerando que as receitas da Companhia advêm de um único segmento, qual seja, a distribuição de energia elétrica. De toda forma, a tabela abaixo demonstra o lucro da Companhia nos últimos 3 exercícios sociais:

	Exercício Social encerrado em 31 de Dezembro de 2013	Exercício Social encerrado em 31 de Dezembro de 2012	Exercício Social encerrado em 31 de Dezembro de 2011
Lucro Líquido (R\$ mil)	515.059	493.376	210.352

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

a) características do processo de produção

Por ser uma distribuidora de energia elétrica, a Companhia depende basicamente da energia elétrica que lhe é suprida pelas companhias de geração de energia elétrica. Os principais fornecedores de energia da Companhia são Furnas, CHESF e Itaipu. A partir de 2005, conforme a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as distribuidoras de energia elétrica brasileiras passaram a comprar energia elétrica por meio de contratos regulados de compra e venda de energia elétrica em leilões promovidos pelo governo.

A tabela abaixo resume o total de energia elétrica que a Companhia comprou de seus fornecedores durante os períodos indicados (em GWh):

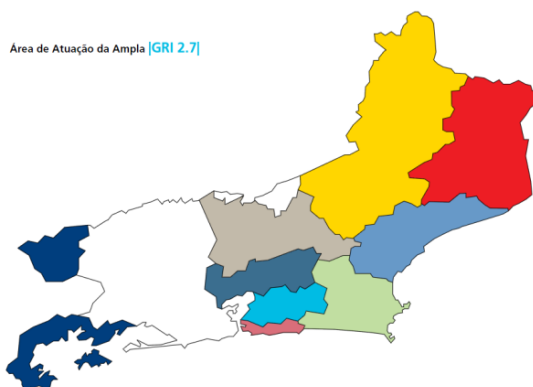
	2013		2012		2011	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Itaipu	2.122	17,35%	2.136	17,62%	2.150	18,53%
Centrais Elétricas - FURNAS	1.483	12,12%	2.351	19,39%	2.345	20,21%
Cia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF	1.971	16,11%	1.709	14,10%	1.794	15,46%
Companhia Energética de São Paulo - CESP	469	3,83%	971	8,01%	1.015	8,75%
Eletronorte	322	2,63%	658	5,43%	692	5,96%
COPEL	0	0,00%	689	5,68%	720	6,20%
CEMIG	340	2,78%	500	4,12%	508	4,38%
PROINFA	236	1,93%	243	2,00%	227	1,96%
Outros	4.402	35,98%	2.988	24,65%	2.645	22,79%
Total – Compra de Energia s/ CCEE	11.345	92,73%	12.245	101,01%	12.096	104,24%
Liquidação na CCEE	889	-7,27%	-122	-1,01%	-492	-4,24%
Total – Compra de Energia	12.234	100,00%	12.123	100,00%	11.604	100,00%

b) características do processo de distribuição

Área da Concessão – Estado do Rio de Janeiro.

A Ampla fornece energia elétrica a 66 municípios distribuídos em 32.188 km², o que corresponde, aproximadamente, a 73% do território do Estado do Rio de Janeiro. A base comercial da Companhia compreende, aproximadamente, 2,8 milhões de unidades consumidoras e envolve uma população estimada de 7,3 milhões de habitantes.

O mapa abaixo ilustra as áreas do Estado do Rio de Janeiro onde a Companhia opera:



7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

- **Campos** – Campos dos Goytacazes, Cardoso Moreira, São Francisco de Itabapoana e São João da Barra
- **Noroeste** – Cantagalo, Carmo, Cordeiro, Duas Barras, Macuco, São Sebastião do Alto, Santo Antônio de Pádua, Bom Jesus do Itabapoana, Italva, Laje do Muriaé, Natividade, Porciúncula, São José de Ubá, Varre-Sai, Bom Jardim, Aperibé, Cambuci, Itaocara, Miracema, Itaperuna, São Fidélis, Santa Maria Madalena e Trajano de Moraes.
- **Serrana** – Petrópolis, Nova Friburgo, Paraíba do Sul, Areal, São José do Vale Rio do Preto, Sumidouro, Teresópolis e Três Rios
- **Centro** – Niterói e Maricá
- **Lagos** – Cabo Frio, Iguaba Grande, Saquarema, Silva Jardim, Armação dos Búzios, Arraial do Cabo, Araruama e São Pedro da Aldeia
- **Macaé** – Macaé, Casimiro de Abreu, Conceição de Macabu, Carapebus, Quissamã e Rio das Ostras
- **Sul** – Angra dos Reis, Mangaratiba, Paraty, Resende, Bocaina de Minas, Itatiaia e Porto Real
- **São Gonçalo** – São Gonçalo, Itaboraí, Rio Bonito e Tanguá
- **Magé** – Magé, Guapimirim, Cachoeiras de Macacu e Duque de Caxias

Rede de Distribuição

A distribuição de energia elétrica consiste no transporte da energia da fronteira com a rede básica e com outros sistemas de distribuição até o ponto de entrega aos consumidores finais.

As linhas de transmissão da Companhia transmitem energia elétrica dos pontos de fronteira (rede básica e outros sistemas) para as subestações de energia, entre subestações e de subestações para consumidores. Todos os clientes que se conectam a essas linhas de distribuição e ao restante do sistema elétrico de média e baixa tensão, sejam Consumidores Livres ou outras concessionárias, devem pagar uma tarifa pelo uso do sistema.

A Companhia tem uma rede de distribuição que consiste de uma vasta rede em que predominam linhas aéreas e subestações que têm faixas de tensão sucessivamente menores. Os grandes consumidores industriais recebem energia elétrica em faixas de alta tensão, enquanto os consumidores industriais e comerciais de menor porte e os residenciais e os consumidores das demais classes recebem energia elétrica em faixas de tensão menores.

A Companhia encerrou o ano de 2013 com 120 subestações fixas de distribuição, contando com uma rede de distribuição total de aproximadamente 55.662 km, sendo 51.858 km referentes as linhas de distribuição e 3.804 km referentes as linhas de transmissão.

c) características dos mercados de atuação, em especial:

i. participação em cada um dos mercados

O contrato de concessão da Companhia prevê exclusividade para a distribuição de energia dentro de sua área de concessão (monopólio natural da rede de distribuição), não se incluindo aí a venda de energia para os clientes livres. A legislação do setor elétrico prevê que, sob determinadas condições, alguns de seus clientes se tornem consumidores livres, o que lhes possibilita contratar a compra de energia elétrica diretamente de geradoras ou comercializadoras. Quando esses clientes escolhem outro fornecedor de energia elétrica, podem negociar o preço da energia (commodity) com o fornecedor de sua escolha e pagam uma tarifa do uso do sistema de distribuição (TUSD) e transmissão (TUST), que são os custos referentes ao uso do sistema de transmissão, onde a Distribuidora recebe os custos envolvidos na distribuição e a remuneração do seu ativo, uma vez que a energia apenas é repassada para o cliente na tarifa.

A Ampla encerrou o ano de 2013 com 48 clientes livres, sendo que o consumo desses clientes representou 15% do volume total de energia elétrica distribuída pela Companhia.

ii. condições de competição nos mercados

A Companhia obteve concessões exclusivas para distribuir energia elétrica em 2 áreas nos Estados do Rio de Janeiro e Minas Gerais, locais em que enfrenta a concorrência de outras geradoras e comercializadoras para Consumidores Livres. Os fornecedores escolhidos pelos Consumidores Livres poderão utilizar as redes e instalações auxiliares das companhias de distribuição e transmissão de energia elétrica, mediante pagamento da taxa TUSD.

d) eventual sazonalidade

O consumo e, conseqüentemente, a venda de energia elétrica (GWh) oscilam em decorrência da variação de temperatura e da atividade comercial e industrial. Assim, as vendas da Companhia são maiores no primeiro e quarto trimestre devido ao verão, em razão das temperaturas elevadas, e à proximidade das festas de final de ano, em razão do aumento da atividade industrial e comercial.

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

Trimestre	2011 Energia Requerida pelo Sistema (GWh)	2012 Energia Requerida pelo Sistema (GWh)	2013 Energia Requerida pelo Sistema (GWh)	Média (GWh)
1° TRI	3.524	3.524	3.677	3.575
2° TRI	3.203	3.203	3.277	3.228
3° TRI	3.156	3.156	3.241	3.184
4° TRI	3.575	3.575	3.576	3.575

e) principais insumos e matérias primas, informando:

i. descrição das relações mantidas com fornecedores, inclusive se estão sujeitas a controle ou regulamentação governamental, com indicação dos órgãos e da respectiva legislação aplicável

ii. eventual dependência de poucos fornecedores

iii. eventual volatilidade em seus preços

O principal insumo da Companhia é a energia elétrica.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico instituiu a contratação de energia por meio de leilões em um esforço para reestruturar o Setor de Energia Elétrica a fim de fornecer incentivos aos agentes privados e públicos para construir e manter capacidade de geração e garantir o fornecimento de energia no Brasil a tarifas módicas por meio de processos competitivos de leilões públicos de energia.

A volatilidade no preço da energia elétrica adquirida é, geralmente, causada por flutuações de carga, causas hidrológicas, falha de equipamentos e variação do preço do combustível.

No curto prazo, a baixa volatilidade é devida aos grandes reservatórios existentes, cuja capacidade permite facilmente a transferência de energia de horários fora da ponta, para horários na ponta.

Já no médio prazo, a volatilidade é mais expressiva e ocorre porque sistemas hidrelétricos são projetados para garantir o atendimento da demanda sob condições hidrológicas adversas, o que ocorre com baixa frequência, ou seja, na maior parte do tempo há excedente temporário de energia, o que resulta em preços baixos. Por outro lado, se um período de seca ocorre, o preço pode crescer drasticamente e até alcançar o custo de racionamento, como em 2010. Basicamente, esta alta acentuada do preço em situações de secas ocorre pela necessidade de despachar térmicas para atender a demanda e evitar o esvaziamento "total" dos reservatórios do sistema.

7. Atividades do emissor / 7.4 - Principais clientes

A Companhia não possui clientes que sejam responsáveis por mais de 10% da receita líquida total.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

7.5. Descrever os efeitos relevantes da regulação estatal sobre as atividades do emissor, comentando especificamente:

- a) necessidade de autorizações governamentais para o exercício das atividades e histórico de relação com a administração pública para obtenção de tais autorizações

Histórico

A Constituição Federal brasileira prevê que a exploração dos serviços e instalações de energia elétrica pode ser realizada diretamente pelo Governo Federal ou indiretamente por meio da outorga de concessões, permissões ou autorizações. Historicamente, tais serviços eram explorados principalmente pelo Governo Federal. Nos últimos anos, o Governo Federal adotou diversas medidas para reformular o setor elétrico brasileiro. Em geral, essas medidas visavam aumentar a participação do investimento privado e eliminar restrições aos investimentos estrangeiros, aumentando, dessa forma, a concorrência no setor.

Em particular, o Governo Federal adotou as seguintes medidas:

Em 13 de fevereiro de 1995, o Governo Federal promulgou a Lei de Concessões, que regulamentou o artigo 175 da Constituição Federal, e, em 7 de julho de 1995, a Lei do Setor Elétrico, que estabeleceu normas para outorga e prorrogação das concessões de serviços públicos existentes e desverticalização dos serviços de energia elétrica. Tais leis, em conjunto:

(i) exigiram que todas as concessões para prestação de serviços relacionados à energia elétrica fossem outorgadas por meio de processos licitatórios; (ii) permitiram, gradualmente, que determinados consumidores de energia elétrica que apresentassem demanda significativa, designados Consumidores Livres, adquirissem energia elétrica diretamente de concessionárias, permissionárias ou autorizatárias, tendo a opção, desta forma, de escolher seu fornecedor de energia; (iii) criaram a figura dos chamados Produtores Independentes de Energia Elétrica que, por meio de concessão, permissão ou autorização, podem gerar e vender, por sua conta e risco, a totalidade ou parte de sua energia elétrica a Consumidores Livres, distribuidoras, comercializadoras, dentre outros; (iv) concederam aos Consumidores Livres e fornecedores de energia elétrica livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão; e (v) eliminaram a necessidade, por parte das concessionárias, de obter concessão, por meio de licitações, para construção e operação de usinas hidrelétricas com capacidade entre 1MW a 50MW, as PCHs, as quais passaram a estar sujeitas a simples autorização;

· Em 15 de agosto de 1995, por meio da Emenda Constitucional nº 6, foi autorizado o investimento estrangeiro no setor elétrico brasileiro. No período anterior à emenda em questão, basicamente todas as concessões do setor elétrico eram detidas por pessoa física brasileira ou pessoa jurídica controlada por pessoa(s) física(s) brasileira(s) ou pelo Governo Federal;

· A partir de 1995, uma parcela das participações representativas do bloco de controle de geradoras e distribuidoras detidas pela Eletrobrás, pela União e por vários Estados foi vendida a investidores privados;

· A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, instituiu a ANEEL com suas atribuições de órgão regulador e, em 6 de agosto de 1997, foi criado o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE por meio da Lei nº 9.478. Antes de 1997, o setor elétrico no Brasil era totalmente regulado pelo Ministério de Minas e Energia - MME, que atuava por intermédio do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE. O DNAEE, além de outras, possuía competência para outorgar concessões de geração, transmissão e distribuição de eletricidade e desempenhava importante papel no processo de fixação de tarifas. Atualmente, a competência para fixação de tarifas é atribuída à ANEEL, uma autarquia independente por força da lei que a criou. Já a outorga de concessões compete ao Governo Federal, como Poder Concedente, que atua por meio do MME. Entretanto, o exercício de tal competência também foi delegado à ANEEL por meio de Decreto Presidencial nº 4.932, de 23 de dezembro de 2003;

· Em 1998, o Governo Federal promulgou a Lei do Setor Elétrico, destinada a reformar a estrutura básica do setor elétrico que dispôs sobre as seguintes matérias:

(i) criação de um órgão auto-regulado responsável pela operação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE (substituído pela atual Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE) e pela determinação dos preços de curto prazo;

(ii) exigência de que as distribuidoras e geradoras fizessem os Contratos Iniciais, teoricamente, compromissos de take-or-pay, com preços e quantidades aprovados pela ANEEL. A principal finalidade dos Contratos Iniciais foi assegurar que as distribuidoras tivessem acesso ao fornecimento estável de energia elétrica por preços que garantissem uma taxa de retorno fixa às geradoras de energia elétrica durante o período de transição (2002-2005) que culminaria no estabelecimento de um mercado de energia elétrica livre e competitivo;

(iii) criação do Operador Nacional do Sistema - ONS, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, responsável pela administração operacional das atividades de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional - SIN;

(iv) estabelecimento de processos licitatórios para outorga de concessões para construção e operação de usinas e instalações de transmissão de energia elétrica;

(v) separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização (desverticalização);

(vi) estabelecimento de restrições de concentração a titularidade de ativos nas áreas de geração e distribuição; e

(vii) a nomeação do BNDES, como agente financeiro do setor, especialmente para dar suporte a novos projetos de geração.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

· Em 2000, o Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, criou o Programa Prioritário de Termelétricidade – PPT, com a finalidade de diversificar a matriz energética brasileira e diminuir sua forte dependência das usinas hidrelétricas. Os benefícios conferidos às usinas termelétricas nos termos do PPT incluíam:

(i) fornecimento garantido de gás durante 20 anos, de acordo com a regulamentação do MME;

(ii) garantia de repasse dos custos referentes à aquisição da energia elétrica produzida por usinas termelétricas até o limite do valor normativo, de acordo com a regulamentação da ANEEL, e

(iii) acesso garantido a programa de financiamento especial do BNDES para o setor elétrico;

· Ainda em 2000, a Lei nº 9.991/00, determinou que concessionárias e autorizadas do serviço público de distribuição, geração e transmissão de energia elétrica passassem a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 0,75% de sua receita operacional líquida, em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico - P&D. As empresas que geram energia, exclusivamente, a partir de instalações eólicas, solares, de biomassa e PCHs estão isentas desta obrigação;

· Em 2001, o País enfrentou uma grave crise energética que perdurou até o final do primeiro bimestre de 2002. Como consequência desta crise, o Governo Federal implementou medidas que incluíam:

(i) a instituição do Programa de Racionamento nas regiões mais afetadas pela escassez de energia elétrica, a saber, as regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do Brasil; e

(ii) a criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE (por meio da Medida Provisória nº 2.198- 5/2001), que aprovou uma série de medidas de emergência prevendo metas de redução do consumo de energia elétrica para consumidores residenciais, comerciais e industriais situados nas regiões afetadas pelo racionamento, por meio da introdução de regimes tarifários especiais que incentivavam a redução. As metas para redução do consumo das classes residenciais e industriais chegavam a 20%;

· Em março de 2002, a GCE suspendeu as medidas emergenciais e o Programa de Racionamento, em razão do aumento da oferta (graças à elevação significativa dos níveis dos reservatórios) e da redução moderada da demanda. Em 29 de abril de 2002, o Governo Federal, por meio da Lei nº 10.438/02, conforme alterada pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, promulgou novas medidas, tais como:

(a) previsão da RTE, com vistas a ressarcir as distribuidoras e geradoras das perdas financeiras provenientes do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica;

(b) criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia - PROINFA, com o objetivo de criar certos incentivos para o desenvolvimento de fontes alternativas de energia, tais como projetos de energia eólica, PCHs e biomassa. Nos termos do PROINFA, a Eletrobrás compra a energia gerada por essas fontes alternativas durante o período de 20 anos e a repassa para os consumidores livres e distribuidoras, as quais se incumbem de incluir os custos do programa em suas tarifas para todos os consumidores finais da área de concessão, à exceção dos consumidores de baixa renda. Em sua fase inicial, o PROINFA está limitado a uma capacidade contratada total de 3.300MW. A maioria dos projetos que se qualificaram para os benefícios oferecidos pelo PROINFA entraram em operação a partir de 30 de dezembro de 2008;

(c) estabelecimento de regras para universalização do serviço público de distribuição de energia elétrica, que consiste no atendimento a todos os pedidos de fornecimento de energia elétrica a unidades consumidoras com carga instalada menor ou igual a 50Kw, em tensão inferior a 2,3 kV, inclusive aumento de carga, sem qualquer ônus para o consumidor solicitante, desde que atendidas as condições regulamentares exigidas. A ANEEL estabeleceu as condições gerais para elaboração dos planos de universalização de energia elétrica, prevendo as metas de universalização até 2014 e estipulando multas no caso de descumprimento destas por parte da concessionária distribuidora. Os recursos provenientes das multas impostas serão aplicados prioritariamente no desenvolvimento da universalização do serviço público de energia elétrica, na forma da regulamentação da ANEEL; e

(d) mudança nas condições de enquadramento dos consumidores residenciais de baixa renda.

· em 15 de março de 2004, o Governo Federal promulgou a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, em um esforço para reestruturar o setor, tendo por meta precípua proporcionar, aos consumidores, fornecimento seguro de energia elétrica com modicidade tarifária. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico foi regulamentada por decretos presidenciais dentre os quais o Decreto nº 5.163/04, o qual dispôs, principalmente, sobre a comercialização de energia elétrica.

Concessões

A Lei das Concessões estabelece, dentre outras disposições, as condições que a concessionária deverá cumprir na prestação de serviços de energia elétrica, os direitos dos consumidores de energia elétrica, e as obrigações da concessionária e do Poder Concedente. Ademais, a concessionária deverá cumprir com regulamento vigente do setor elétrico.

As empresas ou consórcios que desejam construir e/ou operar instalações para geração hidrelétrica com potência acima de 50 MW, transmissão ou distribuição de energia no Brasil devem participar de processos licitatórios. Empresas ou consórcios que desejem atuar em comercialização, geração hidrelétrica com potência superior a 1 MW e igual ou inferior a 50 MW ou geração térmica devem solicitar permissão ou autorização ao MME ou à ANEEL, conforme o caso. Concessões dão o

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

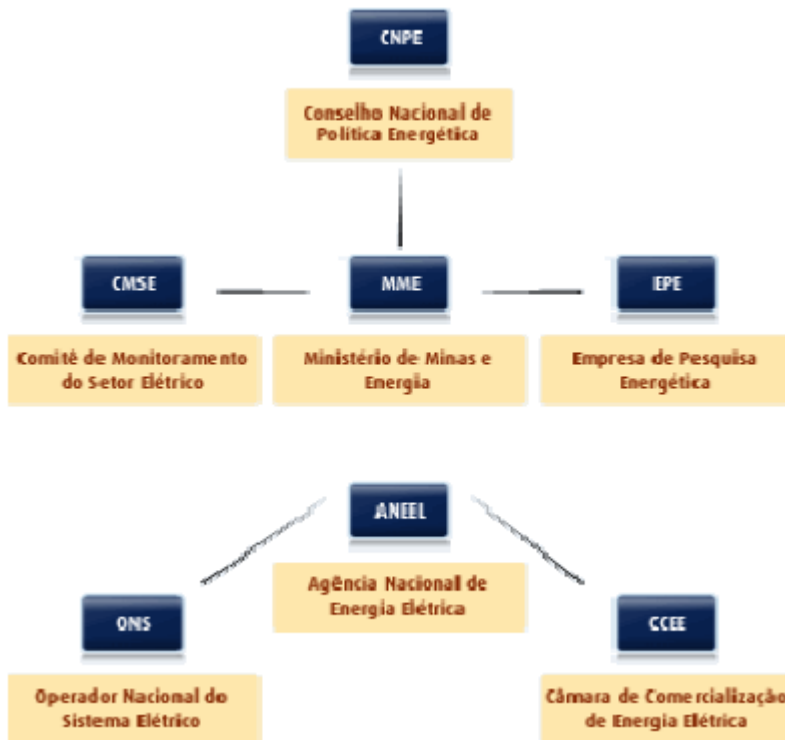
direito de gerar, transmitir ou distribuir energia elétrica em determinada área de concessão por um período determinado. Esse período é limitado a 35 anos para novas concessões de geração e 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. Concessões existentes poderão ser renovadas a exclusivo critério do Poder Concedente, ainda que a respectiva concessionária tenha cumprido com todas as suas obrigações nos termos dos Contratos de Concessão e solicitada a prorrogação dentro do prazo estabelecido. Assim, não há garantia de que as concessões atualmente outorgadas às respectivas concessionárias, inclusive a Companhia, serão prorrogadas pelo Poder Concedente.

As principais disposições da Lei de Concessões estão descritas de forma resumida, abaixo.

- Serviço adequado. A concessionária deve prestar serviço adequado a fim de satisfazer parâmetros de regularidade, continuidade, eficiência, segurança e acesso ao serviço.
- Servidões. O Poder Concedente pode declarar os bens necessários à execução de serviço ou obra pública de necessidade ou utilidade pública para fins de instituição de servidão administrativa ou de desapropriação, em benefício de uma concessionária. Neste caso, a responsabilidade pelas indenizações cabíveis é da concessionária ou do Poder Concedente.
- Responsabilidade Objetiva. A concessionária é a responsável direta por todos os danos que sejam resultantes da prestação de seus serviços, independentemente de sua culpa.
- Mudanças no controle societário. O Poder Concedente deverá aprovar qualquer mudança direta ou indireta no controle societário da concessionária.
- Intervenção do Poder Concedente. O Poder Concedente poderá intervir na concessão com o fim de assegurar a adequação na prestação do serviço, bem como o fiel cumprimento das condições contratuais, obrigações regulamentares e legais pertinentes, caso a concessionária falhe com suas obrigações. No prazo de 30 dias contado da intervenção, um representante do Poder Concedente deverá iniciar um procedimento administrativo no qual é assegurado à concessionária o direito de contestar a intervenção. Durante o prazo do procedimento administrativo, um interventor indicado por decreto do Poder Concedente ficará responsável pela prestação dos serviços objeto da concessão. Caso o procedimento administrativo não seja concluído em 180 dias após a entrada em vigor do decreto, cessa a intervenção e a concessão retorna à concessionária. A administração da concessão também retornará à concessionária caso o interventor decida pela não extinção da concessão e o seu termo contratual ainda não tenha expirado.
- Extinção antes do Termo Contratual. A extinção do contrato de concessão poderá ser determinada por meio de encampação e/ou caducidade. Encampação é a retomada do serviço pelo Poder Concedente durante o prazo da concessão, por razões relativas ao interesse público, as quais deverão ser expressamente declaradas por lei autorizativa específica. A caducidade deverá ser declarada pelo Poder Concedente após a ANEEL ou o MME terem expedido um ato normativo indicando: (i) a falha da concessionária em cumprir adequadamente com suas obrigações estipuladas no contrato de concessão; (ii) que a concessionária não tem mais capacidade técnica, financeira ou econômica de prestar o serviço de forma adequada; ou (iii) que a concessionária não cumpriu as penalidades eventualmente impostas pelo Poder Concedente. A concessionária tem o direito à ampla defesa no procedimento administrativo que declarar a caducidade da concessão e poderá recorrer judicialmente contra tal ato. A concessionária tem o direito de ser indenizada pelos investimentos realizados nos bens reversíveis que não tenham sido completamente amortizados ou depreciados. Nos casos de caducidade, deverão ser descontados da indenização os valores das multas contratuais e dos danos por ela causados.
- Termo contratual. Quando do advento do termo contratual, todos os bens, direitos e privilégios transferidos à concessionária que sejam materialmente relativos à prestação dos serviços de energia elétrica, serão revertidos ao Poder concessionária tem o direito de ser indenizada pelos investimentos reversíveis que não tenham sido completamente amortizados ou depreciados.
- Penalidades. A regulamentação da ANEEL prevê a aplicação de sanções e penalidades aos agentes do setor elétrico e classifica as penalidades com base na natureza e na relevância da violação (incluindo advertências, multas, suspensão temporária do direito de participar em processos de licitação para novas concessões, licenças, autorizações e caducidade). Para cada violação, as multas podem atingir até 2,0% do faturamento da concessionária (deduzido o ICMS), no período de 12 meses imediatamente anterior à notificação de aplicação da sanção. Algumas das infrações que podem resultar em aplicação de multas referem-se à ausência de requerimento, pelo agente, de aprovação da ANEEL, relativos a: (i) celebração de contratos entre partes relacionadas nos casos previstos na regulamentação; (ii) venda ou cessão de bens relacionados aos serviços prestados, bem como a imposição de quaisquer gravames (incluindo qualquer espécie de garantia, caução, fiança, penhor ou hipoteca) sobre a receita dos serviços de energia; ou (iii) alterações no controle do detentor da autorização, permissão ou concessão. No caso de contratos firmados entre partes relacionadas, a agência pode impor, a qualquer tempo, restrições aos seus termos e condições e, em circunstâncias extremas, determinar sua rescisão.

Principais Entidades Regulatórias

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal



Conselho Nacional de Política Energética - CNPE

Em agosto de 1997, foi criado o CNPE para prestar assessoria ao Presidente da República no tocante ao desenvolvimento e criação da política nacional de Energia, sendo a maioria de seus membros ministros do Governo Federal. O CNPE foi criado com a finalidade de otimizar a utilização dos recursos energéticos do Brasil e assegurar o fornecimento de energia elétrica ao País.

Ministério de Minas e Energia – MME

O MME é o principal órgão do setor energético brasileiro, atuando como Poder Concedente em nome do Governo Federal e tendo como sua principal atribuição o estabelecimento das políticas, diretrizes e da regulamentação do setor. Com a promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o Governo Federal, atuando principalmente por intermédio do MME, assumiu certas atribuições anteriormente de responsabilidade da ANEEL, incluindo a elaboração de diretrizes que regem a outorga de concessões e a expedição de normas que regem o processo licitatório para concessões de serviços públicos e instalações de energia elétrica. Entretanto, por meio de Decreto Presidencial, o exercício efetivo de tais atribuições foi delegado à ANEEL.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

Respeitada a competência do MME, o setor elétrico brasileiro é regulado também pela ANEEL, autarquia federal autônoma. Com a promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a principal responsabilidade da ANEEL passou a ser regular e fiscalizar o setor elétrico segundo a política determinada pelo MME e com as atribuições a ela delegadas pelo Governo Federal, por meio do MME.

As atuais responsabilidades da ANEEL incluem, entre outras: (i) fiscalização de concessões para atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, inclusive aprovação de tarifas de energia elétrica; (ii) promulgação de regulamentação para o setor elétrico; (iii) implementação e regulamentação da exploração das fontes de energia, incluindo a utilização de energia hidrelétrica; (iv) promoção do processo licitatório para novas concessões; (v) solução de litígios administrativos entre entidades geradoras e compradoras de energia elétrica; (vi) definição dos critérios e metodologia para determinação das tarifas de distribuição e transmissão; e (v) supervisionar a prestação de serviços pelas concessionárias e impor multas aplicáveis.

Operador Nacional do Sistema – ONS

O ONS foi criado em 1998. O ONS é uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, formada pelos Consumidores Livres e empresas que se dedicam à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, além de outros agentes privados, tais como importadores e exportadores. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico conferiu ao Governo Federal poderes para indicar 3 membros da Diretoria do ONS. O principal papel do ONS é coordenar e controlar as operações de geração e transmissão no SIN, de acordo com a regulamentação e supervisão da ANEEL. Os objetivos e principais responsabilidades do ONS incluem: (i) planejamento da operação da geração e transmissão; (ii) a organização e controle da utilização do SIN e interconexões internacionais; (iii) a garantia de acesso à rede de transmissão de

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

maneira não discriminatória a todos os agentes do setor; (iv) o fornecimento de subsídios para o planejamento da expansão do sistema elétrico; (v) a apresentação ao MME de propostas de ampliações da Rede Básica (propostas estas que serão levadas em consideração no planejamento da expansão do sistema de transmissão); e (vi) a proposição de normas para operação do sistema de transmissão para posterior aprovação pela ANEEL, e a elaboração de um programa de despacho otimizado com base na disponibilidade declarada pelos agentes geradores.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

Em 2004, o Governo Federal editou decreto estabelecendo a regulamentação aplicável à CCEE que, a partir de 10 de novembro de 2004, sucedeu o MAE, absorvendo todas as suas atividades, ativos e passivos.

A CCEE foi criada por força da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, sob a forma de pessoa jurídica de direito privado e sob a regulação e fiscalização da ANEEL. A finalidade da CCEE é viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN, promovendo, desde que delegado pela ANEEL, os leilões de compra e venda de energia elétrica. A CCEE será responsável: (i) pelo registro de todos os Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR e os contratos resultantes dos leilões de ajustes, bem como dos montantes de potência e energia dos contratos celebrados no Ambiente de Contratação Livre – ACL; e (ii) pela contabilização e liquidação dos montantes de energia elétrica comercializados no mercado, dentre outras atribuições.

A CCEE é integrada pelos concessionários, permissionários e autorizados de serviços de energia elétrica e pelos Consumidores Livres e o seu conselho de administração será composto de 5 membros, sendo 4 indicados pelos referidos agentes e um pelo MME, que ocupa o cargo de presidente.

Em 26 de outubro de 2004, por meio da Resolução Normativa nº 109, a ANEEL instituiu a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, que estabelece a estrutura e a forma de funcionamento da CCEE, dispondo, entre outros assuntos, sobre as obrigações e direitos dos agentes da CCEE, a forma de solução dos conflitos, as condições de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado e no ambiente livre e o processo de contabilização e liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Em 16 de agosto de 2004, o Governo Federal promulgou um decreto que criou a EPE e aprovou o seu estatuto social. A EPE é uma empresa pública federal, cuja criação foi autorizada por lei, sendo responsável pela condução de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, incluindo as indústrias de energia elétrica, petróleo, gás natural e seus derivados (carvão mineral, fontes energéticas renováveis, dentre outros), bem como na área de eficiência energética. Os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiam a formulação, o planejamento e a implementação de ações do MME no âmbito da política energética nacional.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE

Em agosto de 2004, o Governo Federal promulgou o decreto que cria o CMSE, que é presidido e coordenado pelo MME e composto por representantes da ANEEL, da Agência Nacional do Petróleo, da CCEE, da EPE e do ONS. As principais atribuições do CMSE consistem em: (i) acompanhar as atividades do setor energético; (ii) avaliar as condições de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica; e (iii) elaborar propostas de ações preventivas ou saneadoras visando a manutenção ou restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético, encaminhado-as ao CNPE.

Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico promoveu alterações significativas na regulamentação do setor elétrico com vistas a (i) proporcionar incentivos a empresas privadas e públicas para construção e manutenção da capacidade de geração; e (ii) assegurar o fornecimento de energia elétrica no Brasil com tarifas adequadas, por meio de processos licitatórios. As principais modificações introduzidas pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluem:

- a criação de 2 ambientes paralelos para a comercialização de energia, sendo (i) um mercado de venda de energia elétrica para distribuidores, de forma a garantir o fornecimento de energia elétrica para consumidores cativos, chamado de Ambiente de Contratação Regulada; e (ii) um mercado especificamente voltado a atividades não reguladas, do qual podem participar os geradores, Consumidores Livres, PIE e agentes comercializadores e que permitirá um certo grau de competição em relação ao Ambiente de Contratação Regulada, qual seja, o Ambiente de Contratação Livre;
- obrigatoriedade, por parte das empresas de distribuição, de adquirir energia suficiente para satisfazer 100% da sua demanda;
- restrições a determinadas atividades das distribuidoras, que incluir a proibição de venda de eletricidade aos Consumidores Livres a preços não regulamentados e de desenvolver atividades de geração e transmissão de energia elétrica, de forma a assegurar que estas se concentrem somente em sua atividade principal, para garantir serviços mais eficientes e confiáveis aos Consumidores Cativos;
- existência de Garantia Física de lastro de geração para toda energia comercializada em contratos, sendo que Garantia Física de Lastro é a capacidade declarada de geração de energia declarada pela usina, de geração para toda energia comercializada em contratos;
- proibição das distribuidoras venderem energia a Consumidores Livres a preços não regulamentados e desenvolver atividades de geração ou transmissão de energia elétrica;

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

· eliminação da auto-contratação (self-dealing), de forma a proporcionar um incentivo a que as distribuidoras comprem energia aos mais baixos preços disponíveis, ao invés de comprar energia elétrica de partes relacionadas; e

· respeito aos contratos firmados anteriormente à vigência da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, de forma a proporcionar estabilidade às transações efetuadas antes da sua promulgação.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico também excluiu a Eletrobrás e suas subsidiárias do Programa Nacional de Privatização criado pelo Governo Federal em 1990 visando promover o processo de privatização das empresas estatais.

A Desverticalização no Âmbito do Marco Regulatório

A desverticalização no setor de energia elétrica é um processo aplicável às empresas que atuam de forma verticalmente integrada, visando à segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e vem sendo implementada no Brasil desde 1995.

O processo de desverticalização tem como objetivos: (i) preservar a identidade de cada concessão, evitando a contaminação na formação dos custos e da base de remuneração da atividade de serviço público, permitindo a aferição do equilíbrio econômico-financeiro de cada concessão, ensejando a transparência da gestão e permitindo ao mercado e à sociedade o pleno conhecimento dos resultados da concessão; e (ii) efetivar e estimular a competição no setor elétrico nos segmentos nos quais a competição é possível (geração e comercialização), bem como aprimorar o sistema de regulação dos segmentos nos quais há monopólio de rede (transmissão e distribuição).

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico determina que as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que atuem no SIN, não poderão desenvolver atividades: (i) de geração de energia (exceto Geração Distribuída); (ii) de transmissão de energia; (iii) de venda de energia a Consumidores Livres situados fora de sua área de concessão; (iv) de participação em outras sociedades, direta ou indiretamente, ressalvado quando para captação, aplicação e gerência de recursos financeiros necessários à prestação do serviço e quando disposto nos contratos de concessão; ou (v) estranhas ao objeto social, exceto nos casos previsto em lei e nos respectivos contratos de concessão. Tais restrições não se aplicam (i) ao fornecimento de energia a sistemas elétricos isolados; (ii) ao atendimento de seu próprio mercado desde que inferior a 500 GWh/ano; e (iii) na captação, aplicação ou empréstimo destinados à própria distribuidora ou à sociedade do mesmo grupo econômico, mediante prévia anuência da ANEEL.

Da mesma forma, as concessionárias e as autorizadas de geração ou transmissão que atuem no SIN não poderão ser coligadas ou controladoras de sociedades que desenvolvam atividades de distribuição de energia elétrica no SIN.

As concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição, transmissão e de geração de energia elétrica tiveram que se adaptar às regras da referida desverticalização até setembro de 2005. Esse prazo poderia ser prorrogado pela ANEEL, uma única vez, se efetivamente comprovada a impossibilidade do cumprimento das disposições decorrentes de fatores alheios à vontade das concessionárias, permissionárias e autorizadas.

Ambientes para a Comercialização de Energia Elétrica

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as negociações envolvendo compra e venda de energia elétrica serão conduzidas, paralelamente, em 2 diferentes segmentos de mercado: (i) o Ambiente de Contratação Regulada, que contempla a compra por distribuidoras em leilões públicos para atender aos seus consumidores cativos e (ii) o Ambiente de Contratação Livre, que compreende a compra de energia elétrica por entidades não-reguladas, tais como Consumidores Livres e comercializadoras.

A energia gerada por (i) projetos de baixa capacidade de geração, localizados próximo a centrais de consumo ("Geração Distribuída"); (ii) usinas qualificadas nos termos do PROINFA, conforme definido abaixo; e (iii) Usina Hidrelétrica de Itaipu Binacional ("Itaipu"), não estarão sujeitas a processos de leilão centralizados para o fornecimento de energia no Ambiente de Contratação Regulada.

A energia elétrica gerada por Itaipu é comercializada pela Eletrobrás e comprada pelas distribuidoras do Sul e Sudeste do País. A ANEEL é responsável pelo cálculo das cotas de Itaipu que cabem a cada distribuidora, sendo tais cotas proporcionais ao mercado de cada distribuidora. O preço da energia de Itaipu é dado em Dólar, conseqüentemente, os preços estão sujeitos à variação cambial. A energia de Itaipu representa cerca de 20% da energia distribuída pela Ampla. Vale lembrar que os custos de aquisição de energia são meramente repassados às tarifas.

A aquisição pelas distribuidoras de energia proveniente de processos de Geração Distribuída, fontes eólicas, PCHs devem observar um processo competitivo de chamada pública, que garanta publicidade, transparência e igualdade de acesso.

O Ambiente de Contratação Regulada - ACR

No Ambiente de Contratação Regulada, as empresas de distribuição compram suas necessidades projetadas de energia para a distribuição a seus consumidores cativos, por meio de leilões regulados pela ANEEL e organizados pela CCEE. As compras de energia elétrica são feitas com as geradoras, comercializadoras e importadores de energia elétrica (referidos em conjunto como "Agentes Vendedores") por meio de 2 espécies de acordos bilaterais: (i) Contratos de Quantidade de Energia; e (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

Nos termos de um Contrato de Quantidade de Energia, os Agentes Vendedores se comprometem a fornecer uma determinada quantidade de energia e assumem o risco no caso de o fornecimento ser afetado por condições hidrológicas e baixos níveis de reservatórios, ou das variações de preços dos combustíveis (geradores térmicos), e demais riscos inerentes à geração, sendo então responsáveis por quaisquer compras de energia no mercado de curto prazo que sejam necessárias para cumprir seus compromissos contratuais.

De outra forma, nos termos de um Contrato de Disponibilidade de Energia, a unidade geradora se compromete a disponibilizar uma determinada capacidade ao Ambiente de Contratação Regulada. Neste caso, a receita da geradora é garantida e os custos variáveis de despacho são assumidos pelas distribuidoras.

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a estimativa de demanda por parte das distribuidoras é o principal fator levado em conta quando da determinação da quantidade de energia que o sistema como um todo deverá contratar. De acordo com o modelo, as distribuidoras são obrigadas a contratar 100% de suas necessidades de energia. A insuficiência de energia para suprir todo o mercado é verificada no processo de contabilização da CCEE e pode resultar em penalidades às distribuidoras.

As contratações entre as distribuidoras e empreendimentos de geração existentes poderão prever entrega da energia a partir do ano seguinte ao da respectiva licitação e terão prazos de duração de, no mínimo, 3 e, no máximo, 15 anos. As contratações entre as distribuidoras e novos empreendimentos de geração poderão prever entrega da energia a partir do 3º ou do 5º ano contado do ano da respectiva licitação e terão prazo de duração de, no mínimo, 15 e, no máximo, 35 anos.

As distribuidoras de energia têm o direito de repassar a seus consumidores os custos relacionados à energia adquirida por meio de leilões. Nesse repasse, determinados desvios de volumes para maior e para menor são admitidos em virtude da impossibilidade das distribuidoras de declararem montantes exatos e com antecedência em relação à sua demanda de energia elétrica para um determinado período.

As distribuidoras possuem diversos mecanismos para ajustar seu portfólio de contratos ao requisito de carga. As distribuidoras contam com leilões de ajuste e a possibilidade de compra de energia de pequenos geradores localizados dentro de sua área de concessão, podendo ainda ceder e adquirir contratos entre si. Além disso, no caso da saída de consumidores livres podem reduzir seus contratos junto aos geradores.

Com relação à outorga de novas concessões, os regulamentos exigem que as licitações para novas instalações de geração hidrelétrica indiquem, entre outras coisas, a porcentagem mínima de energia elétrica a ser fornecida ao ACR.

Redução Compulsória no Consumo

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que, em uma situação na qual o Governo Federal venha a decretar a redução compulsória do consumo de energia em determinada região, todos os Contratos de Quantidade de Energia no Ambiente de Contratação Regulada, registrados pela CCEE, deverão ter seus respectivos volumes reajustados na mesma proporção da redução do consumo.

O Ambiente de Contratação Livre – ACL

No Ambiente de Contratação Livre é realizada a compra e venda de energia entre concessionárias de geração, PIE, Autoprodutores, comercializadoras de energia elétrica, importadores de energia e Consumidores Livres.

O mercado livre compreende atualmente cerca de 25% da carga do país. Seus contratos são livremente negociados, as negociações podem ser simplesmente bilaterais, licitações privadas, ou através de leilões privados promovidos tanto por ofertantes (geradores ou comercializadoras), quanto demandantes (consumidores livres e comercializadoras). Os contratos são negociados com diversos prazos de fornecimento, de curto, médio e longo prazos, com distintas condições de entrega, desde o fornecimento contínuo ao fornecimento com montantes variáveis ao longo do ano e ainda flexíveis para um determinado mês, de maneira que os contratos estão permanentemente refletindo características do consumo, assim como as restrições físicas e econômicas dos fornecedoras. Os preços bilaterais refletem tanto as condições conjunturais como estruturais, sendo bastante relacionados às expectativas de preços spot e às condições de suprimento futuro.

Eliminação da Auto-Contratação (Self-Dealing)

Tendo em vista que a compra de energia elétrica para distribuição a consumidores cativos é efetuada no ACR, a autorização para as distribuidoras comprarem até 30% de suas necessidades de energia elétrica contratando energia elétrica adquirida de partes relacionadas não é mais permitida (self-dealing), exceto no contexto de contratos devidamente aprovados pela ANEEL anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. As distribuidoras podem, no entanto, comprar energia elétrica de partes relacionadas, quando participarem dos processos licitatórios para compra de energia elétrica no ACR e a geradora vencedora da licitação for uma parte relacionada da distribuidora.

Regras Específicas do Ambiente de Contratação Regulada - ACR

As regras sobre a comercialização de energia elétrica no ACR requerem que as distribuidoras atendam à totalidade de seu mercado, principalmente por meio dos leilões de compra de energia. Cabe ao MME a definição do montante total de energia a ser contratado no ACR e a relação de empreendimentos de geração aptos a integrar os leilões a cada ano.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

Em linhas gerais, a partir de 2005, todo agente de distribuição, gerador, comercializador, autoprodutor ou Consumidor Livre deve declarar ao MME, até 1º de agosto de cada ano, sua previsão de mercado ou carga, para cada um dos 5 anos subsequentes. Cada agente de distribuição deve declarar, até sessenta dias antes de cada leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes ou de energia proveniente de novos empreendimentos, os montantes de energia que deve contratar nos leilões. Além disso, as distribuidoras devem especificar a parcela de contratação que pretendem dedicar ao atendimento a consumidores potencialmente livres, quais sejam, aqueles que apresentam os requisitos para se tornarem consumidores livres, mas ainda não exerceram essa opção.

Os leilões de compra, pelas distribuidoras, de energia proveniente de novos empreendimentos de geração têm ocorrido: (i) 5 anos antes do início da entrega da energia (denominados leilões "A-5"); e (ii) 3 anos antes do início da entrega (denominados leilões "A-3"). Haverá, ainda, leilões de compra de energia provenientes de empreendimentos de geração existentes realizados no ano anterior ao de início da entrega da energia (leilões "A-1") e para ajustes de mercado, com início de entrega em até 4 meses posteriores ao respectivo leilão. Os editais dos leilões são elaborados pela ANEEL, com observância das diretrizes estabelecidas pelo MME, especialmente no que diz respeito à utilização do critério de menor tarifa no julgamento.

Os vencedores de cada leilão de energia realizado no ACR devem firmar os CCEAR com cada distribuidora, em proporção às respectivas declarações de necessidade das distribuidoras. A única exceção a esta regra se refere ao leilão de ajuste, no qual os contratos são específicos entre agente vendedor e agente de distribuição interessado. Os CCEAR provenientes dos leilões "A-5" ou "A-3" terão prazo de 15 a 30 anos, enquanto que os CCEAR provenientes dos leilões "A-1" terão prazo de 5 a 15 anos. Os contratos provenientes do leilão de ajuste terão prazo máximo de 2 anos.

Para os CCEAR decorrentes de leilões de energia proveniente de empreendimentos de geração existentes, há 3 possibilidades de redução das quantidades contratadas, quais sejam: (i) compensação pela saída de consumidores potencialmente, livres do Ambiente de Contratação Regulada; (ii) redução, a critério da distribuidora, de até 4% ao ano do montante anual contratado para adaptar-se aos desvios do mercado face às projeções de demanda, a partir do segundo ano subsequente ao da declaração que deu origem à respectiva compra; e (iii) adaptação às variações de montantes de energia estipuladas nos contratos de geração firmados antes de 17 de março de 2004, desde que previstas anteriormente a tal data ou relativas a ampliações de PCHs.

No que se refere ao repasse dos custos de aquisição de energia elétrica dos leilões às tarifas dos consumidores finais, foi criado o valor de referência anual ("Valor de Referência Anual"), que é uma média ponderada dos custos de aquisição de energia elétrica decorrentes dos leilões "A-5" e "A-3", calculado para o conjunto de todas as distribuidoras, o qual será o limite máximo para repasse dos custos de aquisição de energia proveniente de empreendimentos existentes nos leilões de ajuste e para a contratação de geração distribuída.

O Valor de Referência Anual é um estímulo para que as distribuidoras façam a aquisição das suas necessidades de energia elétrica nos leilões "A-5", cujo custo de aquisição é, teoricamente, inferior ao da energia contratada nos leilões "A-3" e o Valor de Referência Anual é aplicado como limite de repasse às tarifas dos consumidores nos 3 primeiros anos de vigência dos contratos de energia provenientes de novos empreendimentos. A partir do quarto ano, os custos individuais de aquisição são repassados integralmente. Há de se ressaltar a existência das seguintes limitações ao repasse dos custos de aquisição de energia pelas distribuidoras:

(a) impossibilidade de repasse dos custos referentes à contratação de energia elétrica correspondente a mais de 103% de sua demanda real, com o objetivo de incentivar as distribuidoras a sobre-contratarem e, admitindo o nível de incerteza na previsão de suas necessidades, o MME estabeleceu que as distribuidoras terão o direito de repassar integralmente a seus respectivos consumidores os custos relacionados à energia elétrica por elas adquirida, inclusive a um nível de sobre-contratação de até 103%;

(b) quando a contratação ocorrer em um leilão "A-3" e a contratação exceder em 2% a demanda, o direito de repasse deste excedente estará limitado ao menor dentre os custos de contratação relativos aos leilões "A-5" e "A-3";

(c) caso a aquisição de energia proveniente de empreendimento existente seja menor que o limite inferior de contratação – correspondente a 96% da quantidade de energia elétrica dos contratos que se extinguem no ano dos leilões, subtraídas eventuais reduções, o repasse do custo de aquisição de energia proveniente de novos empreendimentos correspondente a esse valor não contratado será limitado por um redutor;

(d) no período compreendido entre 2005 e 2008, a contratação de energia proveniente de empreendimentos existentes nos leilões "A-1" não poderá exceder a 1% da demanda das distribuidoras, observado que o repasse do custo referente à parcela que exceder este limite estará limitado a 70% do valor médio do custo de aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes para entrega a partir de 2005 até 2008;

(e) o MME definirá o preço máximo de aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes; e

(f) caso as distribuidoras não atendam a obrigação de contratar a totalidade da sua necessidade no ano civil, a energia elétrica adquirida no mercado de curto prazo será repassada aos consumidores ao menor valor entre o PLD (Preço de Liquidação de Diferenças) e o Valor de Referência Anual, sem prejuízo da aplicação de penalidades.

Outra opção de gerenciar os riscos de desvios de mercado é o Mecanismo de Sobras e Déficits (MCSD) no qual as distribuidoras podem trocar contratos a preço de custo. Neste mecanismo as distribuidoras deficitárias poderão absorver: (i) CCEAR de energia existente associados prioritariamente a redução de CCEAR por distribuidoras que tiverem saída de consumidores para o mercado livre; (ii) redução de CCEAR por distribuidoras que tiverem novos contratos bilaterais iniciando, desde que firmados antes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico ou relativos à ampliação de PCHs; e (iii) redução de CCEAR por distribuidoras que apresentaram variação de mercado acima do previsto. Também está previsto a modalidade de MCSD após o final do ano, momento em que as distribuidoras deficitárias cederiam contratos, a preço de custo, àquelas que estejam com déficit, sem causar perdas para as cedentes.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

Leilões de Energia já realizados nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

Leilões de Energia Existente

Entende-se por energia existente a energia elétrica produzida por empreendimentos de geração que não sejam classificados como empreendimentos de geração de energia nova, conforme descrito no item abaixo.

• 1º Leilão de Energia Existente

Em 7 de dezembro de 2004, foi realizado o 1º leilão de energia existente, com preços médios de R\$57,51/MWh para entrega de energia entre 2005 e 2012, R\$67,33/MWh para energia entregue entre 2006 e 2013 e R\$75,46/MWh para energia entregue entre 2007 e 2014. O volume de energia vendido foi de 9.054 MW médios para entrega entre 2005 e 2012, 6.782 MW médios para entrega entre 2006 e 2013 e 1.172 MW médios para entrega entre 2007 e 2014.

• 2º Leilão de Energia Existente

Nos dias 2 e 3 de abril de 2005, foi realizado o 2º leilão de energia existente, de acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Foi vendido no leilão um total de 1.325MW médios, correspondente a apenas 23% da energia inicialmente prevista pelo MME para 2008. Tal energia foi vendida a um preço médio de R\$83,13/MWh. A energia que seria vendida para entrega em 2009 foi automaticamente excluída do leilão, em conformidade com as regras estabelecidas pelo MME, tendo em vista que o preço para tal produto, durante o leilão, ficou abaixo das expectativas de mercado, resultando na retirada das ofertas por parte das geradoras.

• 3º e 4º Leilões de Energia Existente

Em 11 de outubro de 2005, foram realizados o 3º e 4º leilões de energia existente, com preços médios de R\$63,00/MWh para entrega de energia entre 2006 e 2008 e R\$95,00/MWh para entrega de energia entre 2009 e 2016. Os volumes de energia vendidos foram de 102MW médios para entrega entre 2006 e 2008 e de 1.166MW médios para entrega entre 2009 e 2016.

• 5º Leilão de Energia Existente

Em 14 de dezembro de 2006, foi realizado o 5º leilão de energia existente, com preço médio de R\$104,74/MWh para entrega de energia entre 2007 e 2015. O volume de energia vendido foi de 204 MW médios para entrega entre 2007 e 2015.

• 6º Leilão de Energia Existente

Em 06 de dezembro de 2007, haveria o 6º leilão de energia existente, no entanto, este não foi realizado pois não houve oferta de energia.

• 7º Leilão de Energia Existente

Em 28 de novembro de 2008, haveria o 7º leilão de energia existente, no entanto, este não foi realizado porque os vendedores não apresentaram Garantia Financeira.

• 8º Leilão de Energia Existente

Em 30 de novembro de 2009, foi realizado o 8º leilão de energia existente, com preço médio de R\$ 98,91/MWh para início de suprimento em janeiro de 2010. O volume total de energia vendida foi de 84 MW médios com prazo de 5 anos de duração para empreendimentos hidrelétricos e térmicos.

• 9º Leilão de Energia Existente

Em 10 de dezembro de 2010, foi realizado o 9º leilão de energia existente, com preço médio de R\$ 105,04/MWh para início de suprimento em janeiro de 2011. O volume total de energia vendida foi de 98 MW médios com prazo de 3 anos de duração para Empreendimentos Hidrelétricos e Térmicos.

• 10º Leilão de Energia Existente

Em 30 de novembro de 2011, foi realizado o 10º leilão de energia existente, com preço médio de R\$ 79,99/MWh para início de suprimento em janeiro de 2012. O volume total de energia vendida foi de 195 MW médios com prazo de 3 anos de duração para empreendimentos hidrelétricos.

Leilões de Energia Nova

Entende-se por energia nova a energia elétrica produzida por empreendimentos de geração que até a data de publicação do respectivo edital de leilão (i) não sejam detentores de concessão, permissão ou autorização; ou (ii) sejam parte de empreendimento existente que venha a ser objeto de ampliação, restrito ao acréscimo da sua capacidade instalada.

• 1º Leilão de Energia Nova

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

Em 16 de dezembro de 2005, foi realizado o 1º leilão de energia nova. O resultado foi a comercialização de um total de 3.284MW médios por meio de contratos com duração de 30 anos para os empreendimentos hidrelétricos e de 15 anos para os empreendimentos termelétricos. No primeiro leilão de energia nova, 64% dos participantes foram empresas do setor público, tendo a Petrobras representado 38% e a Eletrobrás 20%. Somente 855MW médios negociados referem-se aos novos empreendimentos que não tinham concessão ou autorização previamente outorgadas pela ANEEL. Desses 855MW médios, somente 29% refere-se a investimentos do setor privado. Um dos fatores que contribuiu para a baixa participação de investidores privados foi o preço mínimo estipulado pelo Governo Federal para a contratação de energia hidrelétrica: R\$116,00/MWh. Tal valor foi considerado insuficiente para o retorno do investimento em praticamente todos os empreendimentos, segundo os investidores.

• 2º Leilão de Energia Nova

Em 29 de junho de 2006, foi realizado o 2º leilão de energia nova. Este leilão teve energia proveniente de 2 tipos de fontes geradoras: Hidrelétrica e Termoelétrica. O primeiro teve o preço médio negociado em R\$126,77/MWh e um volume vendido de 1.028 MW médios para início de suprimento em 2009 e com 30 anos de duração. O segundo teve o preço médio negociado em R\$132,39/MWh e um volume vendido de 654 MW médios para início de suprimento em 2009 e com 15 anos de duração.

• 3º Leilão de Energia Nova

Em 10 de outubro de 2006, foi realizado o 3º leilão de energia nova. Este leilão teve energia proveniente de 2 tipos de fontes geradoras: Hidrelétrica e Termoelétrica. O primeiro teve o preço médio negociado em R\$120,86/MWh e um volume vendido de 569 MW médios para início de suprimento em 2011 e com 30 anos de duração. O segundo teve o preço médio negociado em R\$137,44/MWh e um volume vendido de 535 MW médios para início de suprimento em 2011 e com 15 anos de duração.

• 4º Leilão de Energia Nova

Em 26 de julho de 2007, foi realizado o 4º leilão de energia nova. Este leilão foi de energia proveniente de Termoelétrica. O preço médio negociado foi de R\$134,67/MWh e um volume vendido de 1.034 MW médios para início de suprimento em 2010 e com 15 anos de duração.

• 5º Leilão de Energia Nova

Em 16 de outubro de 2007, foi realizado o 5º leilão de energia nova. Este leilão teve energia de Hidrelétricas e Termoelétricas. O primeiro teve o preço médio negociado em R\$129,14/MWh e um volume vendido de 715 MW médios para início de suprimento em 2012 e com 30 anos de duração. O segundo teve o preço médio negociado em R\$128,37/MWh e um volume vendido de 1.597 MW médios para início de suprimento em 2012 e com 15 anos de duração.

• 6º Leilão de Energia Nova

Em 17 de setembro de 2008, foi realizado o 6º leilão de energia nova. Este leilão foi de energia proveniente de Outras Fontes. O preço médio negociado foi de R\$128,42/MWh e um volume vendido de 1.076 MW médios para início de suprimento em 2011 e com 15 anos de duração.

• 7º Leilão de Energia Nova

Em 30 de setembro de 2008, foi realizado o 7º leilão de energia nova, com preço médio de R\$141,78/MWh para início de suprimento em janeiro de 2013. O volume de energia vendido foi de 3.125 MW médios com prazo de duração de 15 (outras fontes) a 30 (hidrelétricas) anos.

• 8º Leilão de Energia Nova

Em 27 de agosto de 2009, foi realizado o 8º leilão de energia nova, com preço médio de R\$144,50/MWh para início de suprimento em janeiro de 2012. O volume total de energia vendido foi de 11.000 MW com prazo de duração de 15 (outras fontes) a 30 (hidrelétricas) anos.

• 9º Leilão de Energia Nova

Em 21 de dezembro de 2009, haveria o 9º leilão de energia nova, no entanto, este não foi realizado porque os vendedores não apresentaram Garantia Financeira.

• 10º Leilão de Energia Nova

Em 30 de julho de 2010, foi realizado o 10º leilão de energia nova, com preço médio de R\$ 99,48/MWh para início de suprimento em janeiro de 2015. O volume total de energia vendida foi de 327 MW médios com prazo de 30 anos de duração para empreendimentos hidrelétricos.

• 11º Leilão de Energia Nova

Em 17 de dezembro de 2010, foi realizado o 11º leilão de energia nova, com preço médio de R\$ 67,31/MWh para início de suprimento em janeiro de 2015. O volume total de energia vendida foi de 968 MW médios com prazo de 30 anos de duração para empreendimentos hidrelétricos.

• 12º Leilão de Energia Nova

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

Em 01 de fevereiro de 2011, foi realizado o 12º leilão de energia nova, com preço médio de R\$ 102,07/MWh para início de suprimento em março de 2014. O volume total de energia vendido foi de 1.536 MW médios com prazo de duração de 20 anos (outras fontes) e 30 anos (hidrelétricas).

• 13º Leilão de Energia Nova

Em 20 de dezembro de 2011, foi realizado o 13º leilão de energia nova, com preço médio de R\$ 102,18/MWh para início de suprimento em janeiro de 2016. O volume total de energia vendido foi de 555 MW médios com prazo de duração de 20 anos (outras fontes) e 30 anos (hidrelétricas).

• 14º Leilão de Energia Nova

O certame foi cancelado pelo Ministério de Minas e Energia – MME. O cancelamento foi oficializado pela Portaria MME 602/2012, publicada em 30/11/2012, no Diário Oficial da União.

• 15º Leilão de Energia Nova

Em 14 de dezembro de 2012, foi realizado o 15º Leilão de Energia Nova, com preço médio de 91,25 R\$/MWh para início de suprimento em janeiro de 2017. O volume total de energia vendida foi de 303,5 MW médios com prazo de 20 anos (outras fontes) e 30 anos (hidrelétricas).

Leilões de Ajuste

Os Leilões de Ajuste são realizados para possibilitar a complementação, pelos referidos agentes, do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas. Em tal modalidade, os leilões têm prazo de suprimento de até 2 anos e o montante total de energia contratado nos mesmos não poderá exceder a 1% da carga total contratada de cada agente de distribuição, exceto nos anos de 2008 e 2009, quando este limite de contratação será de 5%.

• 1º Leilão de Ajuste

Em 31 de agosto de 2005 haveria o 1º leilão de ajuste, mas este não foi realizado por ausência de comprador.

• 2º Leilão de Ajuste

Em 1º de junho de 2006, foi realizado o 2º leilão de ajuste, com preço médio de R\$29,12/MWh (para contratos de 3 meses) e R\$34,39 /MWh (para contratos de 6 meses). O volume de energia vendido foi de 17,5 MW médios para início de suprimento em 01 de julho de 2006 com prazo de 3 a 6 meses de duração.

• 3º Leilão de Ajuste

Em 29 de outubro de 2006, foi realizado o 3º leilão de ajuste, com preço médio de R\$75,96/MWh. O volume de energia vendido foi de 10 MW médios com prazo de 3 meses de duração.

• 4º Leilão de Ajuste

Em 29 de Março de 2007, foi realizado o 4º leilão de ajuste, com preço médio de R\$53,93/MWh. O volume de energia vendido foi de 189 MW médios com prazo de 4 a 9 meses de duração.

• 5º Leilão de Ajuste

Em 28 de junho 2007, seria realizado o 5º leilão de ajuste, mas este não foi realizado por ausência de proponentes (vendedores).

• 6º Leilão de Ajuste

Em 27 de setembro de 2007, foi realizado o 6º leilão de ajuste, com preço médio de R\$138,24/MWh para entrega de energia entre outubro de 2007 a janeiro de 2008. O volume de energia vendido foi de 477 MW médios com prazo de 3 a 12 meses de duração.

• 7º Leilão de Ajuste

Em 19 de junho de 2008, foi realizado o 7º leilão de ajuste, com preço médio de R\$140,21/MWh para entrega de energia entre julho e outubro de 2008. O volume de energia vendido foi de 109 MW médios com prazo de 3 a 6 meses de duração.

• 8º Leilão de Ajuste

Em 23 de setembro de 2008, foi realizado o 8º leilão de ajuste, com preço médio de R\$164,55/MWh para entrega de energia entre outubro de 2008 e janeiro de 2009. O volume de energia vendido foi de 233 MW médios com prazo de 3 a 6 meses de duração.

• 9º Leilão de Ajuste

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

Em 20 de fevereiro de 2009, foi realizado o 9º leilão de ajuste, com preço médio de R\$145,67/MWh para entrega de energia entre março a junho de 2009. O volume de energia vendido foi de 1.536 MW médios com prazo de 4 a 10 meses de duração.

- **10º Leilão de Ajuste**

Em 17 de fevereiro de 2011, foi realizado o 10º leilão de ajuste, com preço médio de R\$ 109,84/MWh para entrega de energia entre março a dezembro de 2011. O volume de energia vendido foi de 310 MW médios com prazo de 4 a 10 meses de duração.

- **11º Leilão de Ajuste**

Em 30 de setembro de 2011, foi realizado o 11º leilão de ajuste, com preço médio de R\$ 63,88/MWh para entrega de energia entre outubro de 2011 a dezembro de 2012. O volume de energia vendido foi de 2.105 MW médios com prazo de 3 a 12 meses de duração.

- **12º Leilão de Ajuste**

Em 29 de março de 2012, foi realizado o 12º Leilão de Ajuste, o volume total de energia vendida foi de 13,48 MW médios com prazo de três a nove meses de duração. O preço médio do leilão foi de R\$ 142,46/MWh.

- **13º Leilão de Ajuste**

Em 14 de junho de 2012, foi realizado o 13º Leilão de Ajuste, o volume total de energia vendida foi de 36,67 MW médios com prazo de três a seis meses de duração. Os preços deste leilão variam entre R\$ 114,51/MWh a R\$ 128,04/MWh.

- **14º Leilão de Ajuste**

Em 29 de setembro de 2012, foi realizado o 14º Leilão de Ajuste, o volume total de energia vendida foi de 16,12 MW médios com prazo de três a doze meses de duração. Os preços deste leilão variam entre R\$ 130,73/MWh a R\$ 139,13/MWh.

Leilões de Fontes Alternativas

- **1º Leilão de Fontes Alternativas**

Em 18 de junho de 2007, foi realizado o 1º leilão de fontes alternativas, com preço médio de R\$137,32/MWh para início de entrega de energia em 1º de janeiro de 2010. O volume de energia vendido foi de 186 MW médios. A duração do contrato é de 30 anos para Empreendimentos Hidrelétricos e 15 anos para outras fontes.

- **2º Leilão de Fontes Alternativas**

Em 26 de agosto de 2010, foi realizado o 2º Leilão de Fontes Alternativas, comercializado ao preço de R\$135,48/MWh para entrega de energia a partir de janeiro de 2013. O volume de energia vendido foi de 714,3 MW médios. A duração do contrato é de 30 anos para Empreendimentos Hidrelétricos e 20 para térmicos.

Leilão UHE Santo Antônio

Em 10 de dezembro de 2007, foi realizado o leilão de venda da energia da UHE Santo Antônio, comercializado ao preço de R\$78,87/MWh para entrega de energia a partir de janeiro de 2012.

Leilão UHE Jirau

Em 19 de maio de 2008, foi realizado o leilão de venda da energia da UHE Jirau, comercializada ao preço de R\$71,37/MWh para entrega de energia a partir de janeiro de 2013.

Leilão UHE Belo Monte

Em 24 de abril de 2010, foi realizado o leilão de venda da energia da UHE Belo Monte, comercializada ao preço de R\$77,97/MWh para entrega de energia a partir de fevereiro de 2015. O volume de energia vendido foi de 3.031,20 MW médios. A duração do contrato é de 30 anos para Empreendimentos Hidrelétricos.

Contratos celebrados anteriormente à Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico expressamente determina que os contratos celebrados pelas distribuidoras de energia elétrica e aprovados pela ANEEL anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico não podem ser alterados para refletir qualquer prorrogação de seus prazos, aumento de preços ou quantidades de energia elétrica já contratadas.

Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

Após a criação da ANEEL, em 1997, a agência passou a regular as tarifas praticadas pelas distribuidoras, tendo por base seu Contrato de Concessão que estabelece, dentre outros, as tarifas a serem praticadas e os respectivos critérios de reajuste/revisão destas tarifas. Nesse ambiente regulatório, a tarifa é diferenciada de acordo com o tipo de consumidor (classe de consumo) e a tensão do fornecimento (grupo/subgrupo).

Reajustes e Revisões Tarifárias

Os valores das tarifas de energia elétrica (uso da rede e fornecimento) são reajustados anualmente pela ANEEL ("Reajuste Tarifário Periódico"), a cada 4 ou 5 anos ("Revisão Tarifária Periódica"), dependendo do contrato de concessão e, por fim, podem ser revistos em caráter extraordinário ("Revisão Extraordinária").

A ANEEL divide a receita das concessionárias de distribuição em 2 parcelas correspondentes aos seguintes custos: (i) custos não-gerenciáveis pela distribuidora, chamados custos da Parcela A; e (ii) custos gerenciáveis pela distribuidora, ou custos da Parcela B.

Os custos da Parcela A incluem, os seguintes itens:

- custos de aquisição de energia elétrica obtidos dos leilões públicos promovidos pela ANEEL;
- custos de aquisição de energia elétrica de Itaipu (apenas nas concessionárias que adquirem energia da usina de Itaipu);
- custos de aquisição de energia elétrica, conforme contratos bilaterais negociados livremente entre as partes;
- custos referentes aos encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição; e
- encargos setoriais: CCC, CDE, RGR, TFSEE, PROINFA, ONS, ESS.

O repasse do custo de aquisição de energia elétrica sob contratos de fornecimento celebrados antes da vigência da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico às tarifas está sujeito a um limite máximo baseado no Valor Normativo estabelecido pela ANEEL para cada fonte de energia (tais como energia hidrelétrica, energia termelétrica ou fontes alternativas de energia). O Valor Normativo é reajustado anualmente para refletir aumentos nos custos incorridos pelas geradoras. Este reajuste leva em consideração: (i) a inflação; (ii) os custos incorridos em moeda estrangeira (Dólar e inflação americana); e (iii) os custos de combustível (tal como gás natural). Os custos incorridos em moeda estrangeira não podem ultrapassar 25% dos custos das geradoras.

A Parcela B compreende os custos que estão sob o controle das concessionárias (custos operacionais, remuneração do capital e quota de reintegração regulatória). A cada reajuste, a Parcela B é obtida como resultado da subtração da Parcela A da Receita total auferida no período de Referência, que é definido como o período transcorrido entre o último reajuste e o que está em processamento, ou seja, a Parcela B é obtida residualmente.

O Reajuste Anual das tarifas baseia-se em uma fórmula paramétrica, definida no Contrato de Concessão.

Nele, os custos da Parcela A são integralmente repassados às tarifas. Em outubro de 2001, foi criado o mecanismo da CVA, para compensação das variações de valores de itens dos custos não gerenciáveis ocorridas entre reajustes tarifários anuais das distribuidoras de energia. A CVA é contabilizada no balanço patrimonial das distribuidoras e o seu saldo corrigido mensalmente pela taxa de juros Selic, podendo ser um ativo ou passivo regulatório. Na data do reajuste anual, se o saldo da CVA indicar um direito a receber para a distribuidora, a ANEEL deverá homologar o respectivo acréscimo para as tarifas. Se o saldo da CVA indicar uma obrigação a ressarcir o consumidor, a ANEEL deverá homologar o respectivo decréscimo para as tarifas.

A Revisão Tarifária Periódica ocorre a cada 4 ou 5 anos (cada contrato de concessão tem um período distinto). Essas revisões são realizadas pela ANEEL tendo como princípios: as alterações na estrutura de custos e de mercado da concessionária, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e a modicidade das tarifas. Desta forma, nos processos de Revisão Tarifária Periódica implementados pela ANEEL, todos os custos da Parcela B são recalculados com vistas a assegurar que a Parcela B seja suficiente para: (i) a cobertura dos custos operacionais eficientes; e (ii) a remuneração adequada dos investimentos prudentes considerados essenciais aos serviços objeto da concessão de cada distribuidora. É ainda na Revisão Tarifária que se determina o Fator X.

O Fator X é utilizado para ajustar o IGP-M empregado nos reajustes anuais subsequentes. O Fator X é calculado com base em 2 componentes: (i) X_a , estabelecido a cada ano, é calculado considerando a diferença entre os índices de inflação IPCA e o IGP-M multiplicada pelos custos totais com pessoal, material e serviços da distribuidora (uma vez que esses aumentos se baseiam no IPCA e os aumentos da Parcela B se baseiam no IGP-M); e (ii) X_e , estabelecido a cada revisão periódica para os reajustes tarifários anuais subsequentes, é um fator baseado em ganhos de produtividade da concessionária devido ao crescimento de mercado.

A partir do 3º ciclo de Revisão Tarifária, a abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo do Fator X na revisão tarifária periódica busca defini-lo a partir dos ganhos potenciais de produtividade, compatíveis com o nível de crescimento do mercado, do número de unidades consumidoras e da qualidade do serviço, além de promover uma transição dos custos operacionais eficientes.

Para atingir essa finalidade, o Fator X será composto por três componentes, conforme fórmula $Fator X = Pd + Q + T$, onde:

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q = Qualidade do serviço; e

T = Trajetória de custos operacionais.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

O Componente Pd do Fator X contempla os ganhos de produtividade potenciais associados à distribuição de energia elétrica e foi estimado a partir da relação entre o crescimento do mercado faturado e dos custos operacionais e de capital associados à atividade de distribuição de energia elétrica. O Componente Q do Fator X tem por finalidade incentivar a melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras ao longo do ciclo tarifário, alterando as tarifas de acordo com o comportamento de indicadores de qualidade. O Componente T do Fator X tem por objetivo estabelecer uma trajetória na definição dos custos operacionais regulatórios. Essencialmente, trata-se de uma transição entre metodologias diferentes para a definição de custos operacionais eficientes.

Os componentes Pd e T serão definidos “ex-ante”, ou seja, no momento da revisão tarifária. O componente Q será especificado “ex-post”, ou seja, em cada reajuste tarifário posterior à revisão tarifária do 3º ciclo de revisão tarifária.

Ademais, as concessionárias distribuidoras de energia elétrica têm direito a Revisão Tarifária Extraordinária, caso a caso, de maneira a assegurar o equilíbrio financeiro de seus contratos de concessão e a compensação por custos imprevistos que modifiquem de maneira significativa sua estrutura de custos.

Encargos Tarifários

Encargo de Energia de Reserva – EER

São os custos decorrentes da contratação da energia de reserva que serão pagos mensalmente por todos os usuários finais de energia elétrica do SIN, incluindo consumidores livres e autoprodutores, por intermédio de EER, que corresponde a aluguel a ser pago a usinas por estas apresentarem disponibilidade de geração.

Reserva Global de Reversão - RGR

As companhias distribuidoras de energia elétrica são indenizadas por certos ativos utilizados em razão das concessões na hipótese de a concessão ser revogada ou deixar de ser renovada. Por meio da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, o Congresso Nacional criou a RGR, um fundo de reserva destinado a prover recursos especificamente para esta indenização. Em fevereiro de 1999, a ANEEL revisou a cobrança da quota da RGR, que atualmente exige que companhias de eletricidade do setor público façam recolhimentos mensais à RGR a uma taxa anual equivalente a 2,5% do ativo imobilizado líquido em operação no exercício, respeitado o limite máximo equivalente a 3% da receita operacional total deste exercício. Nos últimos anos, o Fundo RGR tem sido usado principalmente para financiar projetos de geração e distribuição. A Lei nº 10.438/02 previu a expiração da RGR em 2010, o que resultará em diminuição da tarifa para os consumidores.

Fundo de Uso de Bem Público

O Governo Federal também impôs um encargo aos PIE que se utilizam de recursos hídricos (com exceção das PCHs), o chamado Fundo de Uso de Bem Público, muito similar à RGR, calculado anualmente pela ANEEL com base no uso do bem público por cada PIE e pago mensalmente. Os Produtores Independentes estão obrigados a fazer contribuição ao Fundo de Uso de Bem Público, a partir de uma data estipulada até o final do prazo da concessão. A Eletrobrás recebeu os pagamentos deste fundo até 31 de dezembro de 2002, a partir de quando os pagamentos passaram a ser feitos para o MME. Todos os pagamentos subsequentes foram efetuados diretamente ao Governo Federal.

Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC

A Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC, criada em 1973, arrecada recursos junto às concessionárias de energia elétrica do sistema interligado para cobrir os custos de aquisição de óleo diesel em usinas térmicas dos Sistemas Isolados.

Os recursos da CCC são administrados pela Eletrobrás. O papel da ANEEL é o de fixar os valores das cotas anuais da CCC que são recolhidos nas contas de luz pelas distribuidoras de energia elétrica. As contribuições anuais são calculadas com base em estimativas do custo de combustível necessário às usinas térmicas para o ano subsequente.

O CCC incide, ainda, sobre as parcelas de energia consumida ou comercializada com o consumidor final por produtor independente que opere na modalidade integrada no sistema em que estiver conectado, bem como nos Sistemas Isolados.

Em fevereiro de 1998, o Governo Federal estabeleceu a eliminação gradual da CCC. Os subsídios da CCC foram extintos no decorrer do período de 2003 a 2006, em relação a usinas termelétricas construídas antes de fevereiro de 1998 e, atualmente, pertencentes ao SIN. As usinas termelétricas construídas após essa data não terão direito a subsídios da CCC. Entretanto, em abril de 2002, o Governo Federal estabeleceu que os subsídios da CCC continuariam a ser pagos às usinas térmicas localizadas em Sistemas Isolados durante um período de 20 anos com o fim de promover a geração de energia elétrica nessas regiões.

Mecanismo de Realocação de Energia - MRE

A proteção contra riscos hidrológicos para usinas hidrelétricas despachadas de forma centralizada é proporcionada pelo MRE, que procura mitigar os riscos inerentes à geração de energia hidráulica, determinando que geradoras hidrelétricas compartilhem os riscos hidrológicos do SIN. De acordo com as normas brasileiras, a receita proveniente da venda de energia elétrica pelas geradoras não depende da energia efetivamente gerada e sim da energia assegurada de cada usina, cuja quantidade é fixa e determinada pelo Poder Concedente, constando do respectivo contrato de concessão. As diferenças entre a energia gerada e a energia assegurada são então cobertas pelo MRE, cujo principal propósito é mitigar os riscos hidrológicos a que estão sujeitas as geradoras hidroelétricas, assegurando que todas as usinas hidráulicas participantes do SIN recebam pelo seu nível de energia assegurada, independentemente da quantidade de energia elétrica efetivamente gerada. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram quantidades superiores às suas energias asseguradas para aqueles que geraram

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

quantidades de energia insuficientes para atender à energia assegurada. A geração efetiva é determinada pelo ONS, tendo em vista a demanda de energia e as condições hidrológicas. A quantidade de energia efetivamente gerada pelas usinas, tem o seu preço fixado por uma tarifa chamada "Tarifa de Energia de Otimização" – TEO, que cobre somente os custos de operação e manutenção da usina. Esta é paga pelos geradores deficitários aos geradores que cederam energia no âmbito do MRE. O MRE é contabilizado mensalmente pela CCEE, fazendo parte das Regras de Comercialização daquela câmara.

Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

Em abril de 2002, o Governo Federal criou a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, objetivando promover: (i) a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólicas, PCHs, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelo SIN; e (ii) a universalização do serviço de energia elétrica. A CDE terá a duração de 25 anos e seus recursos serão movimentados pela Eletrobrás.

Os recursos da CDE são provenientes dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bens públicos, penalidades e multas aplicadas pela ANEEL a concessionários, permissionários e autorizados e dos encargos pagos por todos os agentes que comercializem energia com consumidores finais.

Os recursos da CDE poderão ser utilizados, ainda, para subvenção econômica, com a finalidade de contribuir para a modicidade tarifária de fornecimento de energia aos consumidores da subclasse residencial baixa renda quando os recursos provenientes do adicional de dividendos devidos à União pela Eletrobrás, associado às receitas adicionais auferidas pelas concessionárias geradoras de serviço público com a comercialização de energia elétrica nos leilões públicos não forem suficientes. São considerados consumidores de baixa renda aqueles atendidos por circuito monofásico, com consumo mensal situado entre 80 e 220 kWh/mês e que comprove sua inscrição no cadastro único do Governo Federal ou sua condição de beneficiário do programa Bolsa Família do Governo Federal até 27 de fevereiro de 2006.

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE

A ANEEL também cobra uma taxa de fiscalização dos agentes e concessionárias que prestam serviços de energia elétrica. Essa taxa é denominada Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, ou TFSEE. A TFSEE foi criada pela Lei Federal nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 e regulamentada pelo Decreto nº 2.410, de 28 de novembro de 1997, e é equivalente a 0,5% do benefício econômico anual realizado pelo agente ou concessionária. A determinação do "benefício econômico" tem como base a capacidade instalada de concessionárias de geração e transmissão autorizadas ou a faturamentos anuais das concessionárias de distribuição.

Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

Os primeiros contratos de concessão obrigavam as concessionárias de geração a investirem em pesquisa e desenvolvimento do setor de energia elétrica, anualmente, um percentual mínimo de 0,25% de sua receita operacional líquida. Para as concessionárias de distribuição esse percentual era de 1%.

Com a criação da Lei nº 9.991/00, esses percentuais mínimos foram alterados e a obrigatoriedade foi estendida a todas as empresas de energia elétrica, de acordo com a sua área de atuação. De acordo com tal lei, as concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica ficaram obrigadas a aplicar, anualmente, no mínimo 0,75% da receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento e 0,25% em eficiência energética. Com a alteração da Lei nº 9.991/00, pela Lei nº 11.465, de 28 de março de 2007, as concessionárias e companhias autorizadas a participar das atividades de distribuição, geração e transmissão de energia passaram a aplicar, anualmente, o mínimo de 0,50% da receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor de energia elétrica, com exceção das companhias que geram energia por meio de fontes eólica, biomassa e PCHs.

Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH

Os Estados, o Distrito Federal e os Municípios, bem como os órgãos da administração direta da União, recebem uma compensação financeira das geradoras pelo aproveitamento de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica. Os valores da CFURH se baseiam na energia elétrica produzida e são pagos para os Estados e os Municípios nos quais a planta ou o reservatório se localiza. Ressalte-se que esse encargo não é aplicável às PCH's, em virtude da isenção estabelecida na Lei do Setor Elétrico.

Encargo de Capacidade Emergencial – ECE

O ECE foi criado nos termos da Lei nº 10.438/02 e incidiu até dezembro de 2005 proporcionalmente ao montante de consumo individual final dos consumidores atendidos pelo sistema interligado, sendo classificado como encargo tarifário específico. A ANEEL determinava como base a ser rateada o custo referente à contratação de capacidade de geração ou potência previsto pela CBEE para determinado ano.

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, instituiu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, com o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica (energia eólica, biomassa e pequena central hidrelétrica), privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, visando, também, ao aumento da participação de agentes no setor elétrico.

A responsabilidade pela contratação da energia elétrica gerada no âmbito do PROINFA é da Eletrobrás, de forma que todos os custos concernentes à aquisição da energia gerada pelo PROINFA incorridos pela Eletrobrás, inclusive os custos administrativos, financeiros e os decorrentes de encargos tributários, são rateados por

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

todas as classes de consumidores finais atendidos pelo SIN, exclusive os integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda cujo consumo seja igual ou inferior a 80 kWh/mês.

A Resolução Normativa ANEEL nº 127, de 6 de dezembro de 2004, estabeleceu os procedimentos para o rateio do custo do PROINFA, bem como para a definição das respectivas quotas de energia elétrica, nos termos do Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004.

ONS – Operador Nacional do Sistema

As distribuidoras pagam mensalmente valores relativos ao custeio das atividades do ONS. Esse tem como atividades a coordenação e o controle da operação dos sistemas elétricos interligados, e a administração e coordenação da prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica por parte das transmissoras aos usuários acessantes da rede básica.

ESS – Encargo de Serviço do Sistema

O ESS é um encargo setorial que representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema Interligado Nacional para o atendimento do consumo de energia elétrica no Brasil. Esse custo é apurado mensalmente pela CCEE e é pago pelos agentes da categoria consumo aos agentes de geração. A maior parte desse encargo diz respeito ao pagamento para geradores que receberam ordem de despacho do ONS, para atendimento a restrições de transmissão.

Os ESS são pagos pelas distribuidoras e consumidores livres, sendo os mesmos apurados mensalmente pela CCEE e repassados aos agentes de geração que tiverem prestado tais serviços não remunerados pelo PLD.

A inadimplência com os encargos regulatórios implica na (i) inclusão da companhia no cadastro de inadimplentes da ANEEL; (ii) proibição de participação em processos de revisão/reajuste tarifário; (iii) suspensão de recebimento de subvenções por parte do Governo Federal; e (iv) autuação por parte do órgão regulador.

Tarifas e Encargos de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão

A ANEEL fiscaliza e regulamenta o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão e estabelece as tarifas e encargos pelo uso e acesso a tais sistemas. As tarifas são a TUSD (tarifa cobrada pelo uso da rede de distribuição exclusiva de cada distribuidora) e a TUST (a tarifa cobrada pelo uso da Rede Básica e demais instalações de transmissão). Além disso, as distribuidoras do sistema interligado Sul/Sudeste pagam encargos pelo transporte da energia de Itaipu e algumas distribuidoras que acessam o sistema de transmissão de uso compartilhado pagam encargos de conexão. Segue abaixo maior detalhamento desses custos e receitas.

TUSD – Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição

A TUSD é paga por geradoras e Consumidores Livres pelo uso do sistema de distribuição da concessionária na qual estejam conectados e é reajustada anualmente, levando-se em conta principalmente 2 fatores: a inflação verificada no ano e os investimentos em expansão, manutenção e operação da rede verificadas no ano anterior. O encargo mensal a ser pago pelo respectivo agente conectado ao sistema de distribuição, por ponto de conexão, é calculado pela multiplicação do montante de uso, em kW, pela tarifa estabelecida pela ANEEL, em R\$/kW. A Companhia recebe a TUSD dos Consumidores Livres dentro de sua área de concessão e de algumas distribuidoras conectadas aos seus sistemas de distribuição.

TUST – Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão

A TUST é paga por distribuidoras, geradoras e Consumidores Livres pela utilização da Rede Básica e é reajustada anualmente de acordo com a inflação e com as receitas anuais permitidas para as empresas concessionárias de transmissão determinadas pela ANEEL. Segundo os critérios estabelecidos pela ANEEL, os proprietários das diferentes partes da rede de transmissão principal transferiram a coordenação de suas instalações ao ONS em troca do recebimento de pagamentos regulados dos usuários de sistemas da transmissão. Os usuários de rede assinaram contratos com o ONS que lhes conferem o direito de utilizar a rede de transmissão em troca do pagamento de tarifas publicadas pela ANEEL. Outras partes da rede detidas por empresas de transmissão, mas que não são consideradas parte integrante da Rede Básica, são disponibilizadas diretamente aos usuários interessados que pagam uma taxa específica.

Encargo de Conexão

Algumas empresas distribuidoras, especialmente no Estado de São Paulo, não acessam diretamente a Rede Básica, mas utilizam-se de um sistema de transmissão intermediário entre suas linhas de distribuição e a Rede Básica. Esse sistema intermediário é chamado Sistema de Conexão. Para se conectar a essas instalações de conexão, os acessantes deverão assinar Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão – CCTs, com as concessionárias de transmissão que detêm essas instalações. A remuneração das transmissoras é definida em função dos ativos disponibilizados, sejam estes de propriedade exclusiva ou de uso compartilhado entre os agentes. Essa remuneração também é definida e regulada pela ANEEL e reajustada anualmente de acordo com os índices de inflação e com o custo dos ativos disponibilizados.

Encargo de Transporte de Itaipu

A usina de Itaipu utiliza-se de rede exclusiva de transmissão em corrente alternada e em corrente contínua. Esse sistema não é considerado parte da Rede Básica e tampouco da Rede de Conexão e sua utilização é remunerada através de encargo específico denominado Transporte de Itaipu, pago pelas empresas que detêm quota-parte de Itaipu, rateado entre essas empresas na proporção de suas quotaspartes.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

Racionamento de 2001 – Causas e Consequências

A baixa quantidade de chuvas na estação úmida 2000/2001 resultou em uma queda anormal nos níveis de água em diversos reservatórios utilizados pelas maiores usinas hidroelétricas do Brasil. Tal fato, aliado à restrição de investimentos em projetos de geração e transmissão nos anos que antecederam a esse período, levou o Governo Federal a adotar restrições no atendimento ao consumo de energia no ano de 2001. Em maio de 2001, o Presidente da República criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, posteriormente transformada na Câmara de Gestão do Setor Elétrico - CGSE, com o objetivo de propor e implementar medidas de natureza emergencial para compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, de forma a evitar interrupções imprevistas de suprimento.

A CGSE estabeleceu regimes especiais de cobrança de tarifas, limites de uso e fornecimento de energia e outras medidas visando à redução do consumo de energia elétrica nas regiões Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte.

Em virtude da melhoria nas condições hídricas no País e do êxito na política de contenção do consumo de energia elétrica, que propiciaram aumento significativo dos níveis nos reservatórios das usinas hidroelétricas, o Governo Federal anunciou, em fevereiro de 2002, o fim das medidas de racionamento.

Contudo, o impacto de um eventual racionamento pode ser estimado a luz do ocorrido no racionamento de 2001:

- o consumo de energia elétrica em 2001 apresentou uma retração de 7,7% em relação a 2000, em função do racionamento;
- a classe residencial, que detinha uma participação de 26,0% do mercado nacional, apresentou um decréscimo de 11,8% no ano, com o maior engajamento no racionamento, em relação às demais categorias;
- influenciado pelo racionamento, que contribuiu fortemente para o baixo crescimento da produção industrial brasileira, o segmento industrial, que respondia por 43,2% do consumo total de eletricidade brasileiro, apresentou redução de 6,6% em 2001;
- a categoria comercial, que representava 15,7% do consumo total, a exemplo das demais, apresentou uma retração em seu consumo de eletricidade fechando o ano de 2001 com uma queda de 6,3%;
- as outras classes de consumo, que respondiam por cerca de 15,1% do consumo total, registraram, em seu conjunto, uma variação de -4,7%, em relação ao valor verificado no ano 2000;
- o consumo total de energia elétrica brasileiro somente recuperou o mesmo patamar verificado no ano anterior ao racionamento, em 2000, no ano de 2003;
- o consumo médio por consumidor residencial, em nível nacional, após ter crescido à taxa média de 4,8% ao ano no período 1994/1998, situou-se em 146 kWh/mês no ano de 2001, ficando 15,6% abaixo do verificado em 2000; e
- a manutenção dos hábitos de consumo adquiridos no racionamento, entre os principais motivos, tem mantido o consumo residencial médio praticamente estável desde 2001, sendo que o valor verificado em 2006 é, ainda, mais de 20,0% inferior ao do ano 2000.

Acordo Geral do Setor Elétrico – Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE)

O Acordo Geral do Setor Elétrico foi o acordo firmado entre geradoras e distribuidoras com o objetivo de definir regras para compensação das perdas financeiras geradas pelo Racionamento de energia 2001/2002. O acordo, fechado em dezembro de 2001, prevê financiamento de até R\$7,5 bilhões do BNDES às empresas e reajuste tarifário extraordinário de 2,9% para consumidores rurais e residenciais, com exceção dos consumidores de baixa renda, e de 7,9% para consumidores de outras classes, a título de recomposição das perdas.

Custo devido ao despacho de recursos energéticos devido à ultrapassagem da CAR – Curva de Aversão a Risco

A Resolução CNPE nº 08/2007 trata do estabelecimento de diretrizes para a utilização da CAR e determina, em seu artigo 2º, que o ONS extraordinariamente poderá despachar recursos energéticos fora da ordem de mérito econômico ou mudar o sentido do intercâmbio entre submercados, por decisão do CMSE, com vistas à garantia do suprimento energético.

O artigo 3º dessa Resolução estabelece que o Custo Variável Unitário - CVU da UTE despachada por decisão do CMSE ou devido à ultrapassagem da CAR não será utilizado para a determinação do PLD.

Com relação ao despacho de recursos energéticos fora da ordem de mérito por violação da CAR, o §4º do art. 3º estabelece que o custo adicional do despacho de UTE acionada por ultrapassagem da CAR, dado pela diferença entre o CVU e o PLD obtido dos modelos computacionais, deve ser rateado de acordo com normas vigentes, mediante processo de contabilização e liquidação da CCEE, a ser disciplinado pela ANEEL.

A ANEEL por meio da Resolução Normativa nº 306, de 8 de abril de 2008 aprovou as regras de comercialização de energia elétrica de que trata o artigo 3º da Resolução do CNPE nº 08, de 20 de dezembro de 2007, estabelecendo que o custo adicional do despacho de usina acionada por ultrapassagem da CAR, dado pela diferença entre

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

o CVU e o PLD, seja rateado entre todos os agentes de mercado, proporcionalmente à energia comercializada nos últimos doze meses contabilizados, inclusive o mês corrente, de acordo com as normas vigentes, mediante processo de contabilização e liquidação da CCEE.

Procedimentos operativos de curto prazo para aumento da segurança energética

A Resolução nº 109, de 24 de janeiro de 2002, da CGCE, em seu artigo 8º, §1º, estabeleceu a incorporação da Curva de Aversão a Risco – CAR nos modelos computacionais de otimização energética.

Posteriormente, a Resolução nº 10, de 16 de dezembro de 2003, do CNPE e a Resolução nº 686, de 24 de dezembro de 2003, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL estabeleceram que o NOS poderá, para fins de atendimento aos critérios de segurança do SIN, determinar antecipadamente, em relação à violação da CAR, o despacho de usinas térmicas, dentro dos períodos de vigência dos PMO e suas Revisões Semanais.

Com base no exposto, o CMSE aprovou Procedimentos Operativos de Curto Prazo que busquem aumentar a garantia do atendimento energético nos 2 primeiros anos do horizonte quinquenal, considerando hipóteses conservadoras de ocorrência de aflúências e de requisitos de níveis mínimos de armazenamento de segurança ao final de cada mês, visando atingir um determinado estoque de segurança ao final do período seco, denominado Nível Meta.

b) política ambiental do emissor e custos incorridos para o cumprimento da regulação ambiental e, se for o caso, de outras práticas ambientais, inclusive a adesão a padrões internacionais de proteção ambiental

A política do Sistema de Gestão de Segurança, Meio Ambiente e Saúde da Ampla foi estabelecida a partir do conhecimento dos aspectos de Meio Ambiente e perigos de Segurança e Saúde Ocupacional resultantes dos processos atingidos pelo sistema de gestão. Também foram levadas em consideração as diretrizes corporativas do grupo Endesa fornecendo estrutura para definição dos objetivos e metas disponíveis em nossos canais de comunicação.

A Ampla adota a seguinte Política:

Consciente da responsabilidade da proteção da vida e do meio ambiente, a Ampla Energia e Serviços S.A., em suas operações de transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica, operando em sessenta e seis municípios no estado do Rio de Janeiro, estabelece os seguintes princípios:

- Assegurar o cumprimento da legislação de Segurança, Meio Ambiente e Saúde Ocupacional e de outros requisitos pertinentes às suas atividades.
- Monitorar e avaliar periodicamente o desempenho em Segurança, Meio Ambiente e Saúde Ocupacional de modo a assegurar a melhoria contínua de seu Sistema de Gestão.
- Prevenir a poluição, lesões pessoais e doenças e gerenciar os riscos de segurança, de modo a controlar os impactos decorrentes de supressão vegetal e riscos de choque elétrico.
- Levar seu compromisso com a Segurança, Meio Ambiente e Saúde Ocupacional a todos os colaboradores.
- Apoiar o desenvolvimento de ações ambientais racionais, dentro do conceito de desenvolvimento sustentável, buscando o compromisso na excelência da gestão ambiental e ações de proteção de câmbio climático e a biodiversidade.

Planejamento, Aspectos ambientais e Cumprimento da legislação ambiental

A Ampla considera como itens do Planejamento do Sistema de Gestão de Segurança, Meio Ambiente e Saúde a identificação dos aspectos ambientais e perigos de segurança e saúde ocupacional associados às atividades, serviços e produtos da organização, com a respectiva avaliação da significância dos impactos ambientais e riscos de segurança e saúde ocupacional bem como o levantamento e acompanhamento do atendimento dos requisitos legais e outros requisitos aplicáveis, o planejamento de ações gerenciais para controle operacional, medição e monitoramento, estabelecimento de objetivos e metas para mitigação e os planos de emergência para impactos e danos acidentais.

Os levantamentos de aspectos e impactos, perigos e danos das atividades são realizados de acordo com o procedimento PG-01 – Procedimento Geral de Avaliação de Aspectos/Perigos e Impactos/Riscos e Requisitos Legais que estabelece os critérios para identificação dos aspectos ambientais e perigos de Segurança e Saúde, classificando o grau de significância em significativo e não significativo. Para cada aspecto considerado significativo é definida alguma atuação, como por exemplo, o estabelecimento de medidas de controle operacional e o estabelecimento de objetivos e metas

O Comitê Operativo de Segurança, Meio Ambiente e Saúde é o responsável pelo levantamento dos aspectos e impactos ambientais bem como os perigos e riscos a Segurança e Saúde.

A Ampla, através de seu procedimento PG-01 – Procedimento Geral de Avaliação de Aspectos/Perigos e Impactos/Riscos e Requisitos Legais, estabelece a sistemática para identificação, acesso, análise, atualização e avaliação periódica do atendimento aos requisitos legais e outros aplicáveis ao Sistema de Gestão de Segurança, Meio Ambiente e Saúde, com base nas atividades, produtos e serviços desenvolvidos, bem como determina como estes requisitos se aplicam aos seus aspectos/ impactos e perigos / riscos. O controle da legislação se dá através de um *software* denominado ProSigNet.

A fim de alcançar os resultados desejados, a Ampla estabelece objetivos, metas e programas baseados na política de Segurança, Meio Ambiente e Saúde, nos objetivos e iniciativas estratégicas e em seus aspectos ambientais e riscos de segurança e saúde considerados significativos.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

Ao estabelecer ou revisar seus objetivos e metas a Ampla considera:

- Os requisitos legais e outros requisitos;
- Seus aspectos e riscos significativos;
- Suas opções tecnológicas;
- Seus requisitos financeiros, operacionais e comerciais;
- Compatibilidade com a política de segurança, meio ambiente e saúde;
- Visão das partes interessadas;
- Comprometimento com a prevenção de poluição; e
- Medidas preventivas.

Os objetivos, metas e programas estabelecidos pela Ampla são de conhecimento de todos, estando disponíveis nos canais de comunicação. O PG-07 Procedimento Geral de Monitoramento e Medição estabelece o monitoramento de tais objetivos.

Estudos Ambientais, Licenças e Autorizações

A Ampla possui unidades (subestações, linhas de distribuição, redes de distribuição e novas ligações) sujeitas ao processo de licenciamento ambiental ou a autorizações dos órgãos ambientais competentes, onde exige o estabelecimento de sinergia com diversas áreas da empresa. Para o processo de licenciamento, há necessidade da realização de estudos ambientais que exige análise multidisciplinar considerando todas as interferências do empreendimento.

c) dependência de patentes, marcas, licenças, concessões, franquias, contratos de royalties relevantes para o desenvolvimento das atividades

Contrato de Concessão

A Companhia opera, nos termos de um contrato de concessão, o negócio de distribuição de energia elétrica. O contrato de concessão, com término em 09 de dezembro de 2026, impõe exigências sobre as operações e os negócios. Estas exigências incluem manutenção e/ou aperfeiçoamento de determinadas normas de serviço, incluindo o número e duração de blackouts. Existe, também, a obrigatoriedade de instalar dispositivos e equipamentos (por exemplo, linhas de distribuição e medidores) para fornecer energia a novos clientes ou atender ao aumento de demanda dos clientes existentes.

Como já mencionado anteriormente, em função da implantação do Novo Modelo do Setor Elétrico, as distribuidoras assinaram termos aditivos aos respectivos contratos de concessão. Esses aditivos se destinam basicamente a incorporar aos cálculos dos reajustes tarifários anuais os custos de aquisição de energia contratada nos novos leilões, com entrega nos 12 meses subsequentes à data de vigência de novas tarifas.

Estabelecem ainda que a Contribuição para o Programa de Integração Social (PIS), Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) sejam excluídos da Parcela B. Assim, tais encargos foram excluídos do cálculo do reajuste de tarifas de energia elétrica. Na prática, tais tributos passaram a ser incluídos na fatura de energia elétrica de forma segregada em mecanismo análogo ao utilizado para a cobrança do Imposto sobre Circulação de Mercadorias (ICMS).

Penalidades e Término da Concessão

Caso não sejam cumpridas as obrigações previstas no contrato de concessão e nas leis e normas aplicáveis ao negócio, a ANEEL pode impor penalidades através da instauração de processos administrativos punitivos.

As penalidades que podem ser impostas em caso de violação destas obrigações incluem advertências e imposições de multas podendo atingir até um máximo de 2,0% da receita anual da Companhia por violação, excluído o ICMS.

A ANEEL também pode intervir na concessão por meio de resolução, que indicará seu prazo, objetivos e limites da medida, em função das razões que a ensejaram, designando o interventor. Declarada a intervenção, a ANEEL instaurará, no prazo de 30 dias, procedimento administrativo para comprovar as causas determinantes da medida e apurar responsabilidades, assegurado o direito de ampla defesa, devendo o mesmo ser concluído no prazo de até 180 dias, sob pena de considerar-se inválida a intervenção. A ANEEL pode, ainda, em caso de descumprimento, limitar a área de concessão da Companhia, impondo uma sub-concessão ou encampando as ações detidas por seus acionistas controladores e vendendo-as num leilão público.

A ANEEL também tem o poder de propor ao Poder Concedente – a União Federal – a declaração de caducidade da concessão antes de seu prazo o final quando, por exemplo, do descumprimento de obrigações legais ou contratuais. Assim como na intervenção, a declaração de caducidade será precedida de processo administrativo e, caso reste comprovada a inadimplência da Companhia, a ANEEL poderá propor à União Federal a declaração de caducidade da concessão.

Em qualquer caso de término antecipado do contrato de concessão, existe o direito de receber indenização da ANEEL por investimentos efetuados em ativos relacionados aos serviços (bens reversíveis) que não tenham sido amortizados ou depreciados.

Equilíbrio Econômico-Financeiro

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

De acordo com a Lei de Concessões, qualquer concessão para o fornecimento de serviços públicos exige a manutenção de um equilíbrio entre os custos e receitas durante toda a vigência da concessão. Este princípio é conhecido como equilíbrio econômico-financeiro.

O principal instrumento de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro é a alteração, para mais ou para menos, das tarifas de fornecimento de energia e de uso dos sistemas de distribuição cobradas dos clientes, através de reajustes tarifários anuais, revisões ordinárias a cada quatro anos e revisões extraordinárias a qualquer tempo, desde que comprovado o desequilíbrio. Tais processos são conduzidos pela ANEEL que, ao cabo de seu decurso, procede à homologação das tarifas para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro.

7. Atividades do emissor / 7.6 - Receitas relevantes no exterior

Toda a receita da Companhia é do país sede da Companhia, ou seja, 100% proveniente do Brasil.

7. Atividades do emissor / 7.7 - Efeitos da regulação estrangeira

Não aplicável.

7. Atividades do emissor / 7.8 - Políticas socioambientais

A Ampla Energia publica anualmente o seu Relatório de Sustentabilidade que é uma importante ferramenta de comunicação da Ampla com seus públicos de relacionamento. Nele estão contidas informações sobre o desempenho econômico - financeiro, social e ambiental da empresa, tais como: demonstrações financeiras, balanço social – Ibase, desempenho dos negócios, estratégia, pesquisa e desenvolvimento, biodiversidade, práticas de disseminação e cumprimento, projetos institucionais, governança corporativa, entre outros. O Relatório de Sustentabilidade da Ampla Energia pode ser encontrado no seguinte endereço eletrônico:

<http://www.ampla.com/ampla-e-a-sociedade/relatorios-de-sustentabilidade.aspx>

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

Tarifas

Os valores das tarifas de fornecimento das distribuidoras de energia elétrica são reajustados anualmente pela ANEEL, conforme fórmula paramétrica prevista no respectivo contrato de concessão. Ao ajustar tarifas de distribuição, a ANEEL divide os custos de concessionárias de distribuição entre (i) custos "não gerenciáveis", ou Parcela A, e (ii) custos "gerenciáveis", ou Parcela B. Os custos da Parcela A incluem, entre outros, custos de energia comprada, determinados encargos regulatórios e custos do uso do sistema de transmissão e conexão. A Parcela B compreende os itens de custo que estão sob o controle das concessionárias e incluem, entre outros, retorno sobre o investimento relacionado à área de concessão, custos de depreciação e custos de operação e manutenção do sistema de distribuição.

O contrato de concessão de cada distribuidora de energia elétrica estabelece um reajuste de tarifa anual. Neste momento, se busca que todos os custos da Parcela A sejam totalmente repassados aos clientes. Os custos da Parcela B, entretanto, são corrigidos de acordo com o índice IGP-M, ajustado por um Fator X.

As empresas de distribuição de energia elétrica, conforme os contratos de concessão, também têm direito à revisão periódica das tarifas com intervalos que podem variar entre 3 e 5 anos (no caso da Emissora, a cada 5 anos). Nestas revisões (1) todos os custos da Parcela B são recalculados de forma a refletir a incorporação de melhorias de processo e novas tecnologias; (2) o Fator X é calculado com base em 2 componentes: (i) Xa, estabelecido a cada ano, é calculado considerando a diferença entre os índices de inflação IPCA e o IGP-M multiplicada pelos custos totais com pessoal, material e serviços da distribuidora (uma vez que esses aumentos se baseiam no IPCA e os aumentos da Parcela B se baseiam no IGP-M); e (ii) Xe, estabelecido a cada revisão periódica para os reajustes tarifários anuais subsequentes, é um fator baseado em ganhos de produtividade da concessionária devido ao crescimento de mercado. A fórmula do fator X acima descrita foi utilizada até o segundo ciclo de revisão tarifária.

A partir do 3º ciclo de Revisão Tarifária, a abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo do Fator X na revisão tarifária periódica busca defini-lo a partir dos ganhos potenciais de produtividade, compatíveis com o nível de crescimento do mercado, do número de unidades consumidoras e da qualidade do serviço, além de promover uma transição dos custos operacionais eficientes.

Para atingir essa finalidade, o Fator X será composto por três componentes, conforme fórmula $Fator X = Pd + Q + T$, onde:

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q = Qualidade do serviço; e

T = Trajetória de custos operacionais.

O Componente Pd do Fator X contempla os ganhos de produtividade potenciais associados à distribuição de energia elétrica e foi estimado a partir da relação entre o crescimento do mercado faturado e dos custos operacionais e de capital associados à atividade de distribuição de energia elétrica. O Componente Q do Fator X tem por finalidade incentivar a melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras ao longo do ciclo tarifário, alterando as tarifas de acordo com o comportamento de indicadores de qualidade. O Componente T do Fator X tem por objetivo estabelecer uma trajetória na definição dos custos operacionais regulatórios. Essencialmente, trata-se de uma transição entre metodologias diferentes para a definição de custos operacionais eficientes.

Os componentes Pd e T serão definidos "ex-ante", ou seja, no momento da revisão tarifária. O componente Q será especificado "ex-post", ou seja, em cada reajuste tarifário posterior à revisão tarifária do 3º ciclo de revisão tarifária.

Além disso, concessionárias de distribuição de energia têm direito a revisão extraordinária, analisadas caso a caso, para assegurar seu equilíbrio econômico-financeiro e compensá-las por custos imprevisíveis, inclusive impostos, que alterem significativamente sua estrutura de custos.

Histórico Recente das Revisões e Reajustes Tarifários da Companhia

Reajuste Tarifário 2007

Em março de 2007, o reajuste tarifário anual definiu um índice médio de aumento de 1,9%. Considerando a diminuição dos custos com a compra e transporte de energia, a redução de encargos setoriais, e ainda à baixa inflação no período, as tarifas foram reduzidas em média 4%, sendo que para o consumidor residencial o reajuste médio percebido foi de -5%.

Reajuste Tarifário 2008

Em 15 de março de 2008, foi definido o reajuste médio de 11,1% das tarifas da Ampla. O impacto médio para os consumidores foi de 10,95%, e para a classe residencial foi de 10,88%. A alta do preço de energia no mercado atacadista foi responsável por um reajuste de 18,5% sobre a compra de energia, representando 6,7 pontos percentuais dos 10,95% de impacto médio para os consumidores. A demora na chegada das chuvas de verão foi uma das principais responsáveis pela elevação do preço da energia elétrica no mercado atacadista.

Revisão Tarifária 2009

Em 13 de Março de 2009 foi publicado no Diário Oficial da União o resultado da segunda revisão tarifária periódica da Ampla, índice médio de aumento de 3,9%. Os componentes financeiros externos à revisão somaram 57 milhões, e o valor de investimentos da Ampla reconhecido no período de 2009-2013 para o Fator X foi de 1,6 bilhões. A Parcela B também foi afetada positivamente pelo reconhecimento dos investimentos. Foi definida ainda uma trajetória de redução de perdas de 0,7% ao ano.

Reajuste Tarifário 2010

Aneel aprovou uma redução média de 1,37% na tarifa dos consumidores atendidos pela Ampla, a vigorarem a partir de 15 de março de 2010. Para os consumidores atendidos em baixa tensão (em sua maioria, residenciais, comércio e domicílios rurais) a redução foi de 5,09%. A redução da tarifa da Ampla foi impactada pela queda

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

do dólar de 24%, em 2009, o que reduziu os custos de compra de energia de Itaipu pela distribuidora. O índice também foi afetado pela Compensação de Valores da Parcela A (CVA), que teve efeito negativo em 2,9%.

Reajuste Tarifário 2011

Em reunião de 01/03/2011, Aneel aprovou o reajuste anual de Ampla. O reajuste médio foi de 7,43% e está em vigor desde o dia 15/03. O aumento da tarifa foi provocado, em grande parte, pela inflação medida no período pelo IGP-M, que variou 11,30%, e pelo IPCA, de 6,05%.

Ocorreu também incremento dos valores dos encargos setoriais, principalmente no que se refere a CCC (Conta de Consumo de Combustível) e ao ESS (Encargo de Serviço do Sistema), cujos aumentos foram da ordem de 5% e 75%, respectivamente no período.

Adicionalmente, o índice foi reduzido em 0,74% em função do resultado da conta de Compensação de Valores de Parcela A (CVA), uma vez que os pagamentos realizados pela Ampla em 2010 foram menores do que os previstos em seu último reajuste tarifário.

Reajuste Tarifário 2012

O Reajuste Tarifário da Ampla Energia de 2012, com vigência a partir do dia 15 de março de 2012, estabeleceu um incremento nas tarifas de 8,11%, sendo o efeito médio a ser percebido pelo mercado cativo da Companhia de 7,01%, tendo em vista a retirada da tarifa dos componentes financeiros oriundos do reajuste tarifário anual anterior.

Reajuste Tarifário 2013

O Reajuste Tarifário da Ampla Energia de 2013, com vigência a partir do dia 15 de março de 2013, estabeleceu um aumento nas tarifas de 12,23%, sendo o efeito médio a ser percebido pelo mercado cativo da Companhia foi um aumento de 12,13%, tendo em vista a retirada da tarifa dos componentes financeiros oriundos do reajuste tarifário anual anterior.

RTE

Em junho de 2009, a Ampla encerrou a amortização do saldo de repasse de Energia Livre e Perda de Receita, e em julho de 2010, encerrou a amortização de Parcela A.

A RTE originou da necessidade de recomposição do equilíbrio econômico-financeiro de contratos de concessão, devido à crise de oferta de energia elétrica no país, em 2001, por motivo de situação hidrológica crítica.

8. Negócios extraordinários / 8.1 - Aquisição/alienação ativo relevante

a) controladores diretos e indiretos

O capital social da Emissora está dividido entre seus acionistas da seguinte forma :

Nome	Ações Ordinárias	% por acionista
Enel Brasil S/A	1.839.121.933.344	46,89%
Chilectra Inversud S/A	824.607.526.461	21,02%
Chilectra S/A	405.768.824.339	10,35%
Eneris S/A	838.778.795.523	21,38%
Outros	14.238.838.779	0,36%
Total	3.922.515.918.446	100,00%

Segue abaixo breve descrição dos principais acionistas da Ampla Energia :

Eneris: A Eneris é uma holding do setor elétrico, cujo objeto principal é a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica através de suas subsidiárias localizadas no Chile, Argentina, Brasil, Colômbia e Peru. Em termos de ativos consolidados e receita operacional, com 12,4 milhões de consumidores, é das maiores empresa do setor no Chile. Através da Endesa Chile, a Eneris atua no segmento de geração de energia elétrica na América do Sul, com capacidade instalada de 13.893 MW.

Chilectra e Chilectra Inversud: A Chilectra Inversud é uma filial da Chilectra (sucessora legal de Empresa Electrica de Panamá S.A. e Sociedad Panameña de Electricidade S.A.), sociedade constituída de acordo com as leis do Chile, com sede na Avenida Santa Rosa, 76, 17º andar, Santiago que, por sua vez, é controlada pela Eneris.

Enel Brasil: A Enel Brasil é uma sociedade holding cujos principais e únicos ativos são participações societárias em empresas que atuam no setor elétrico brasileiro. Atualmente, as principais participações societárias diretamente detidas pela Enel Brasil, são representadas por ações do capital social da Ampla, da Emissora, da CDSA, da CIEN e da CGTF.

Para completa abertura das cadeias acionárias dos controladores diretos e indiretos da Companhia, vide item 15.1 deste Formulário.

b) controladas e coligadas

A Companhia não possui empresas controladas nem coligadas.

c) participações do emissor em sociedades do grupo

Não aplicável

d) participações de sociedades do grupo no emissor

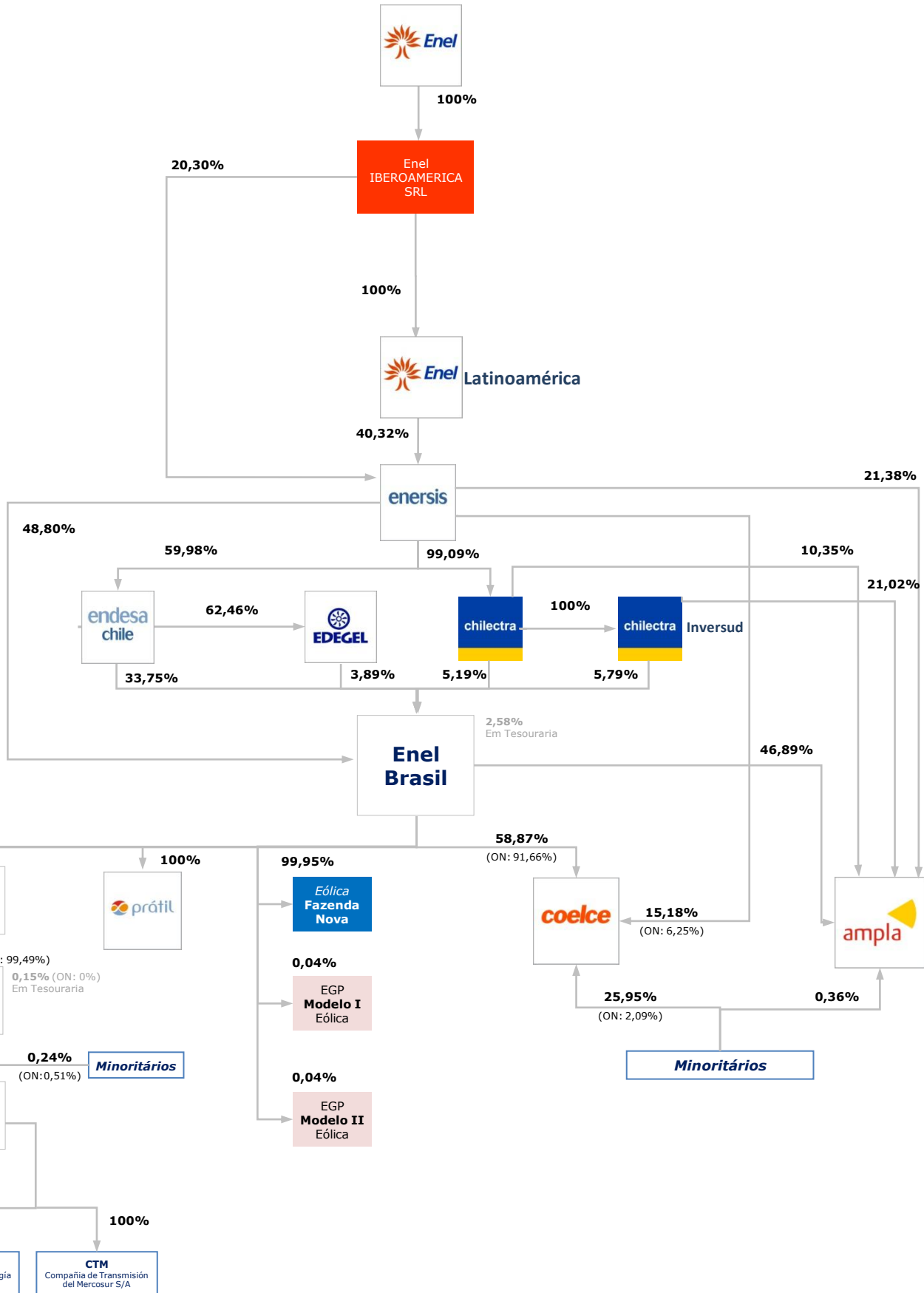
Não aplicável

e) sociedades sob controle comum

Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A. – CDSA
 CIEN – Companhia de Interconexão Energética
 CGTF – Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A.
 Eólica Fazenda Nova – Geração e Comercialização de Energia S.A.
 En-Brasil Comércio e Serviços S.A. (“Prátil”)
 Companhia Energética do Ceará - Coelce

Estrutura Acionária 2015

Enel Brasil



8. Negócios extraordinários / 8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.

Todas as informações relevantes foram divulgadas nos itens acima.

9. Ativos relevantes / 9.1 - Outros bens relev. ativo não circulante

9.1. Descrever os bens do ativo não-circulante relevantes para o desenvolvimento das atividades do emissor, indicando em especial:

a) ativos imobilizados, inclusive aqueles objeto de aluguel ou arrendamento, identificando a sua localização

A Companhia possui diversos imóveis próprios, alguns destinados à prestação dos serviços concedidos nos termos do Contrato de Concessão e outros desvinculados à prestação desses serviços.

Os principais imóveis da Emissora consistem em linhas de transmissão, subestações e redes de distribuição, todos localizados na área da concessão. O valor contábil do ativo imobilizado em serviço líquido da Emissora em 31 de dezembro de 2013 era de R\$ 3.269.250.208,82 bilhões. Nesta mesma data, a Emissora possuía cerca de 55.011 km de linhas de transmissão e distribuição em média e baixa tensão.

A Emissora é ainda proprietária de 116 subestações, cujos terrenos somam o valor aproximado de R\$ 10.790.789,57 milhões. A tabela abaixo apresenta uma descrição dos imóveis de valor mais relevante da Emissora:

ENDEREÇO	LOCALIDADE	UTILIZAÇÃO	Valor da Edificação (R\$ mil)	Próprio/ Alugado
R. Visconde do Rio Branco, 429	Niterói	Loja de Atendimento Niterói (RANI)	19.609	Próprio
Av. Marcílio Dias, 900	Resende	Antigo Almoarifado	8.000	Próprio
R. Feliciano Sodré, 230	São Gonçalo	Loja de Atendimento São Gonçalo	11.702	Próprio
Estr. das Conchas, s/nº	Macaé	Alugado à terceiros	20.000	Próprio
Praça Leoni Ramos,01	Niterói	Administração Central	88.400	Alugado
Total			147.711	

b) patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia, informando:

A principal marca da Companhia é a marca "Ampla" e a respectiva logomarca, cujos pedidos de registro foram depositados no INPI em 6 de setembro de 2004.

i. duração

10 anos contados a partir da data de concessão de seu registro, prorrogáveis por períodos sucessivos.

ii. território atingido

Todo o território nacional.

iii. eventos que podem causar a perda dos direitos relativos a tais ativos

Em relação aos registros de marca já concedidos, não é possível assegurar que terceiros (ou o próprio INPI) não tentem prejudicar os registros da Companhia (com processos de nulidade ou caducidade, por exemplo). Ademais, a manutenção dos registros de marcas, patentes, desenhos industriais e nomes de domínio é realizada através do pagamento periódico de retribuições aos órgãos competentes, após decorrido o respectivo prazo de vigência de cada um deles. O pagamento das devidas taxas também é imprescindível para evitar a extinção dos registros e a consequente cessação dos direitos do titular.

iv. possíveis consequências da perda de tais direitos para o emissor

Não obstante, as atividades da Emissora não dependem diretamente de marcas e/ou patentes de sua propriedade, sendo que eventual não aprovação dos pedidos de marcas e/ou patentes não causará impactos nas atividades da Companhia. Além disso, as marcas mais estratégicas para a principal atividade desenvolvida pela Companhia já possuem registro deferido junto ao INPI. Para informações sobre o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica da Companhia, vide item 7.5 (c) deste Formulário.

c) as sociedades em que o emissor tenha participação e a respeito delas informar:

i. denominação social;

ii. sede;

iii. atividades desenvolvidas;

9. Ativos relevantes / 9.1 - Outros bens relev. ativo não circulante

- iv. participação do emissor;*
- v. se a sociedade é controlada ou coligada;*
- vi. se possui registro na CVM;*
- vii. valor contábil da participação;*
- viii. valor de mercado da participação conforme a cotação das ações na data de encerramento do exercício social, quando tais ações forem negociadas em mercados organizados de valores mobiliários;*
- ix. valorização ou desvalorização de tal participação, nos 3 últimos exercícios sociais, de acordo com o valor contábil;*
- x. valorização ou desvalorização de tal participação, nos 3 últimos exercícios sociais, de acordo com o valor de mercado, conforme as cotações das ações na data de encerramento de cada exercício social, quando tais ações forem negociadas em mercados organizados;*
- xi. montante de dividendos recebidos nos 3 últimos exercícios sociais;*
- xii. razões para aquisição e manutenção de tal participação ;*

A Companhia não detém participações acionárias em quaisquer sociedades.

9. Ativos relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados

Descrição do bem do ativo imobilizado	País de localização	UF de localização	Município de localização	Tipo de propriedade
Subestação	Brasil	RJ		Própria
Subestação	Brasil	RJ		Alugada
Linha de Transmissão	Brasil	RJ		Própria
Linha de Transmissão	Brasil	RJ		Alugada
Terrenos remanescentes da UHE's	Brasil	RJ		Própria

9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Marcas	marca "Ampla" e a respectiva logomarca	10 anos	<p>No âmbito administrativo (junto ao INPI), os pedidos de registro de marca e de patentes que estão sob análise do INPI podem ser negados. Ademais, mesmo em relação aos registros de marca já concedidos, não é possível assegurar que terceiros (ou o próprio INPI) não tentem prejudicar os registros da Companhia (com processos de nulidade ou caducidade, por exemplo).</p> <p>Ademais, a manutenção dos registros de marcas, patentes, desenhos industriais e nomes de domínio é realizada através do pagamento periódico de retribuições aos órgãos competentes, após decorrido o respectivo prazo de vigência de cada um deles. O pagamento das devidas taxas de também é imprescindível para evitar a extinção dos registros e a consequente cessação dos direitos do titular.</p>	<p>Não obstante, as atividades da Emissora não dependem diretamente de marcas e/ou patentes de sua propriedade, sendo que eventual não aprovação dos pedidos de marcas e/ou patentes não causará impactos nas atividades da Companhia. Além disso, as marcas mais estratégicas para a principal atividade desenvolvida pela Companhia já possuem registro deferido junto ao INPI.</p> <p>Para informações sobre o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica da Companhia, vide item 7.6 (c) deste Formulário.</p>

9. Ativos relevantes / 9.1.c - Participação em sociedades

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não detém participações acionárias em quaisquer sociedades.

9. Ativos relevantes / 9.2 - Outras inf. relev. - Ativos Relev.

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

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, assim como para cumprir suas obrigações de curto e médio prazo. Considerando os indicadores financeiros e patrimoniais apresentados nos últimos três anos, conforme tabela abaixo, a Administração está confortável com o nível de endividamento da Companhia que permaneceu em patamares conversadores e até abaixo da média sugerida pela regulamentação do setor elétrico. A Companhia encerrou 2013 com uma alavancagem financeira bruta (Dívida Bruta/(Dívida Bruta+ PL) de 37% contra 55% sugerida pela regulamentação. O Índice Dívida Líquida sobre EBITDA demonstra que nos últimos três anos, a Companhia apresentou, em média, nível de dívida inferior a 2 vezes sua capacidade de geração de caixa anual, valor inferior à referência de mercado.

A Companhia apresenta liquidez e recursos de capital suficientes para cobrir seus investimentos planejados, suas despesas, suas dívidas e outras obrigações. Caso necessário, a diretoria está segura que a Companhia apresenta capacidade de contratar empréstimos para financiar suas atividades e/ou investimentos futuros.

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.

Indicadores de Endividamento	2013	2012	2011
Dívida Bruta / EBITDA	1,58	1,54	1,85
Dívida Líquida / EBITDA	1,33	1,48	1,77
EBITDA / Encargos de Dívida	8,78	7,03	5,18
Dívida Bruta / (Dívida Bruta + PL)	0,37	0,4	0,46
Dívida Líquida / (Dívida Líquida + PL)	0,33	0,39	0,45
Indicadores de Liquidez	2013	2012	2011
Liquidez Geral - (Ativo Circulante+Ativo Não Circulante)/(Passivo Circulante+Passivo Não Circulante)	1,77	1,65	1,54
Liquidez Corrente (Ativo Circulante/Passivo Circulante)	1,25	0,8	0,74
Liquidez Imediata (Caixa e Equivalentes e Aplicações Financeiras/Passivo Circulante)	0,18	0,05	0,05

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 líquida/(dívida líquida + patrimônio líquido), nos últimos 3 exercícios:

Situação Patrimonial	2013	2012	2011
Capital Próprio - Patrimônio Líquido	2.480.825	2.052.826	1.635.736
Capital de Terceiros - Dívida Líquida	1.289.040	1.302.000	1.351.919
Capital Total	3.769.865	3.354.826	2.987.655
% Capital Próprio	66%	61%	55%
% Capital Terceiros	34%	39%	45%

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

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 2013.

Obrigações Especiais Financeiras - Covenants	Fonte Exigência	Valor Compromissado	Índice em 31/12/2013
---	------------------------	----------------------------	-----------------------------

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

Dívida Financeira Líquida / EBITDA (máximo)	BNDES	3,50	1,21
Dívida Financeira Líquida / (PL + Dívida Financeira Líquida) (máximo)	BNDES	0,60	0,32
Dívida Financeira Líquida / EBITDA (máximo)	6ª e 7ª Emissões	2,70	1,47
EBITDA / Despesas Financeiras Líquidas (mínimo)	6ª e 7ª Emissões	2,50	6,24

A Companhia tem desenvolvido uma estratégia financeira com os objetivos principais de: (i) continuar a alongar o prazo médio de vencimento de suas dívidas, inclusive por meio do pagamento de dívidas de curto prazo com recursos de empréstimos e financiamentos de longo prazo; (ii) aumentar os níveis de liquidez de suas dívidas; e (iii) melhorar sua flexibilidade estratégica, financeira e operacional. Considerando o seu perfil de endividamento de longo prazo e a sua capacidade financeira de captação de recursos e geração de caixa, a Companhia não deverá encontrar dificuldades em honrar os seus compromissos financeiros atualmente contratados ou em 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 dos programas Baixa Renda e Luz para Todos; (iii) linhas de financiamento para capital de giro, contratadas com BRADESCO(R\$ 50 milhões), SANTANDER(R\$ 100 milhões) e ITAU(R\$ 75 milhões); e (iv) linhas de financiamento de longo prazo para investimentos capex através do BNDES e ELETROBRÁS.

O fluxo de caixa proveniente das atividades operacionais são suficientes para as necessidades de recursos da companhia. Todavia, a Ampla busca alavancagem através de financiamentos, empréstimos bancários, financiamento com fornecedores, operações no mercado de capitais como emissões de debêntures e de notas promissórias, dentre outros instrumentos, com a finalidade de financiar sua necessidade de recursos para suas atividades operacionais e realização de investimentos.

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 empréstimo para capital de giro, contratadas com BRADESCO(R\$50 milhões), SANTANDER(R\$ 100 milhões) e ITAU (R\$ 75 milhões). Alternativamente as linhas de créditos disponíveis no mercado financeiro, a companhia também poderá acessar o mercado de capitais através de emissões de debêntures ou de notas promissórias.

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 2013, 2012 e 2011

	31/12/2013			31/12/2012			31/12/2011		
	Encargos	Principal		Encargos	Principal		Encargos	Principal	
		Circulante	Não circulante		Circulante	Não circulante		Circulante	Não circulante
BNDES (Finame) (a)	3	1.884	-	7	2.214	1.884	12	2.214	4.098
BNDES (Capex 2011) (b)	265	10.139	65.904	280	10.210	75.942	161	3.496	59.159
BNDES (Capex 2011) (b)	278	19.305	67.568	341	19.324	86.846	313	8.229	90.443
BNDES (Capex 2011) (b)	311	19.305	67.568	379	19.324	86.846	346	8.229	90.443
BNDES (Capex 2012) (c)	91	4.149	69.836	-	-	-	-	-	-
BNDES (Capex 2012) (c)	440	11.706	128.768	-	-	-	-	-	-
BNDES (Capex 2012) (c)	495	11.706	128.768	-	-	-	-	-	-
Eletrobrás (d)	3	2.940	13.865	3	2.940	16.804	4	2.940	19.745
Eletrobrás (d)	2	2.650	9.917	2	536	10.169	1	-	5.752
Bradesco S.A. 4º, 5º e 6º contratos (f)	-	-	-	795	20.000	-	3.260	40.000	20.000
Banco do Brasil S.A (g)	1142	-	100.000	-	-	-	-	-	-
Banco do Brasil S.A (g)	251	-	30.000	-	-	-	-	-	-
Total	3.281	83.784	682.194	1.807	174.548	278.491	4.097	239.892	389.640

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

Características das operações contratadas:

	Início	Vencimento	Tipo de Amortização	Garantias	Encargos Financeiros
BNDES (Finame) (a)	20/08/2009	15/01/2015	Mensal	Fiança Bancária	4,50%
BNDES (Capex 2011) (b)	15/08/2011	15/06/2021	Mensal	Recebíveis	8,70%
BNDES (Capex 2011) (b)	15/08/2011	15/06/2018	Mensal	Recebíveis	TJLP + 3,10%
BNDES (Capex 2011) (b)	15/08/2011	15/06/2018	Mensal	Recebíveis	TJLP + 4,10%
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%
Eletrobras (d)	01/06/2004	30/05/2021	Mensal	Recebíveis e Nota Promissória	6,00%
Eletrobras (e)	21/05/2011	30/09/2018	Mensal	Recebíveis e Nota Promissória	7,00%
Bradesco S.A. 4º, 5º e 6º contratos (f)	01/02/2008	07/01/2013	Semestral	-	CDI + 1,05%
Conta Garantida Banco Alfa S.A. (f)	28/02/2013	29/05/2013	Bullet	-	CDI + 0,80%
Conta Garantida Banco Santander (f)	19/05/2011	16/05/2014	Variável	-	CDI + 1,80%
Conta Garantida Banco Banco Itaú S.A. (f)	21/12/2011	23/12/2014	Mensal	-	-
Conta Garantida Banco Bradesco (f)	09/10/2013	07/04/2014	Mensal	-	CDI + 2,30%
Banco do Brasil S.A. (g)	05/12/2007	30/10/2013	Bullet	Nota Promissória	CDI + 0,97%
Banco do Brasil S.A. (g)	19/11/2013	14/11/2019	Anual	-	107% CDI
Banco do Brasil S.A. (g)	19/11/2013	14/11/2019	Anual	-	107% CDI

- a) BNDES Finame: Financiamento contratado junto ao Banco Safra com repasse de recursos do BNDES para aquisição de equipamentos nacionais.
- b) BNDES Capex 2011: Financiamento, no montante total previsto de R\$ 331.397, para o plano de investimento da Companhia no período de 2010/2011, contrato junto ao sindicato liderado pelo Itaú, com repasse de recursos do BNDES. A Companhia sacou 100% do valor contratado
- c) BNDES Capex 2012/2013: Financiamento, no montante de R\$ 450.171, para o plano de investimento 2012/2013 da Companhia, contratado junto ao sindicato liderado pelo Itaú, com repasse de recursos do BNDES. Até 31 de dezembro de 2013 a Companhia havia sacado 79% do valor contratado.
- d) Eletrobrás: Empréstimo contratado para cobertura financeira dos custos diretos das obras do programa de eletrificação rural, que integra o programa de universalização do acesso e uso de energia elétrica - Luz Para Todos, do Ministério das Minas e Energia, com recursos originários da RGR e CDE.
- e) Eletrobrás: Empréstimo contratado para cobertura financeira dos custos das obras de reconstrução da rede de distribuição e subtransmissão da Região Serrana do Rio de Janeiro, que foram afetadas devido às chuvas no 1º trimestre de 2011. Esta operação tem recursos originários da RGR.
- f) Empréstimos contraídos para atender à necessidade de capital de giro da Companhia.
- g) Cédula de Crédito Bancário Banco do Brasil: Empréstimos com vencimentos em novembro de 2019, na modalidade de Crédito Agrário destinados ao apoio financeiro da companhia na utilização de amortização de dívidas anteriores.

Nos financiamentos junto ao 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 2013:

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	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2011
2013	-	-	165.351

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

2014	-	55.824	45.884
2015	109.462	53.940	44.000
2016	109.332	53.811	43.871
2017	152.278	53.423	43.483
2018	131.592	32.633	25.881
Após 2018	179.530	28.860	21.170
Total	682.194	278.491	389.640

Variação dos indexadores da dívida acumulados nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013, 2012 e 2011:

Indexador	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2011
IPCA	5,91%	5,79%	6,50%
IGP-M	5,51%	7,82%	5,10%
TJLP	5,00%	5,75%	6,00%
CDI	8,06%	8,40%	11,64%
SELIC	8,22%	8,49%	11,62%

Mutação de empréstimos e financiamentos:

	Moeda nacional		
	Circulante	Não circulante	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2011	248.859	389.640	638.499
Captações	-	67.362	67.362
Encargos provisionados	49.962	-	49.962
Transferências	178.511	(178.511)	-
Amortizações	(243.856)	-	(243.856)
Encargos pagos	(56.509)	-	(56.509)
Saldos em 31 de dezembro de 2012	176.967	278.491	455.458
Captações	-	519.565	519.565
Encargos provisionados	41.851	-	41.851
Transferências	115.862	(115.862)	-
Amortizações	(206.624)	-	(206.624)
Encargos pagos	(40.991)	-	(40.991)
Saldos em 31 de dezembro de 2013	87.065	682.194	769.259

Debêntures

	31/12/2013			31/12/2012			31/12/2011		
	Encargos	Principal		Encargos	Principal		Encargos	Principal	
		Circulante	Não circulante		Circulante	Não circulante		Circulante	Não circulante
5ª emissão									
2ª série	-	-	-	459	53.519	107.038	530	-	152.100
6ª emissão									
1ª série	490	-	117.000	328	-	117.000	590	-	117.000
2ª série	8.972	-	209.480	8.290	-	197.913	7.911	-	187.464
7ª emissão									
1ª série	411	-	100.000	274	-	100.000	-	-	-
2ª série	10.683	-	327.093	9.872	-	309.031	-	-	-

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

(-) Custo de transação	-	-1.084	-2.929	-	-1.122	-4.334	-	-932	-1.880
Total sem efeito de swap	20.556	-1.084	750.644	19.223	52.397	826.648	18.991	299.398	454.684
Resultado das operações de swap	-	-93	-13.256	-	123	2.308	-	-	-
Total de debêntures	20.556	-1.177	737.388	19.223	52.520	828.956	18.991	299.398	454.684

Características das emissões:

Série	5ª emissão 2ª série
Conversibilidade	Debêntures simples, não conversíveis em ações
Espécie	Quirografia
Tipo e forma	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados
Quantidade de títulos	13.467 debêntures simples
Valor nominal	R\$ 10
Data de emissão	15 de dezembro de 2009
Vencimento inicial	15 de dezembro de 2013
Vencimento final	15 de dezembro de 2015
Atualização monetária	IPCA
Repactuação	Não haverá
Remuneração	IPCA + 8,30% a.a.
Exibibilidade de juros	Anual
Amortização programada	Em três parcelas anuais
Data de amortização	2013, 2014 e 2015

Série	6ª emissão 1ª série	6ª emissão 2ª série
Conversibilidade	Debêntures simples, não conversíveis em ações	Debêntures simples, não conversíveis em ações
Espécie	Quirografia	Quirografia
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	R\$ 10
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

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

Remuneração	CDI + 1,20% a.a.	IPCA + 7,90% a.a.
Exibibilidade de juros	Semestral	Anual
Amortização programada	Em duas parcelas anuais	Em três parcelas anuais
Data de amortização	2015 e 2016	2016, 2017 e 2018

Série	7ª emissão 1ª série	7ª 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	10.000 debêntures simples	30.000 debêntures simples
Valor nominal	R\$ 10	R\$ 10
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.
Exibibilidade de juros	Semestral	Anual
Amortização programada	Em duas parcelas anuais	Em três parcelas anuais
Data de amortização	2016 e 2017	2017, 2018 e 2019

5ª Emissão

Em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 21 de outubro de 2009, foi aprovada a 5ª emissão das debêntures, que tem como objetivo o pagamento e/ou amortização de dívidas vincendas da Companhia.

De acordo com a escritura de emissão das debêntures, a Companhia está sujeita à manutenção de determinados índices financeiros, calculados trimestralmente, com base em suas demonstrações financeiras. Em 31 de dezembro de 2013, a Companhia cumpriu com a manutenção dos referidos índices, na avaliação de sua Administração.

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. Em 31 de dezembro de 2013, a Companhia vem cumprindo com a manutenção dos referidos índices, na avaliação de sua Administração.

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. Em 31 de dezembro de 2013, a Companhia vem cumprindo com a manutenção dos referidos índices, na avaliação de sua Administração.

De acordo com a escritura de emissão das debêntures, a Companhia está sujeita à manutenção de determinados índices financeiros, calculados trimestralmente, com base em suas demonstrações financeiras.

Curva de amortização das debêntures registradas no passivo não circulante sem os efeitos do swap:

Curva de Amortizações	2015	2016	2017	2018	Após 2018	Total
6ª emissão						

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

1ª série	58.500	58.500	-	-	-	117.000
2ª série	-	69.827	69.827	69.826	-	209.480
7ª emissão						
1ª série	-	50.000	50.000	-	-	100.000
2ª série	-	-	109.030	109.030	109.033	327.093
(-) Custo de transação	-1.042	-833	-667	-387	-	-2.929
Total a amortizar	57.458	177.494	228.190	178.469	109.033	750.644

ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras

A Companhia mantém contratos de financiamento de longo prazo com BNDES. Além disso, a Companhia ainda dispõe de limites previamente aprovados para realização de novas operações de financiamento de longo prazo para realização de seus investimentos com BNDES. A Companhia não possui outras relações de longo prazo formais com instituições financeiras, além das descritas no item anterior.

iii. grau de subordinação entre as dívidas

Não há condição de subordinação entre as dívidas contraídas pela Companhia. Contudo, em eventual concurso universal de credores a Companhia seguirá a Legislação vigente e aplicável que versa sobre esta matéria.

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

A Companhia mantém contratos de financiamento e escritura de emissão de debêntures com estabelecimento de covenants financeiros, tais como Dívida Financeira Líquida ÷ EBITDA ≤ 2,5; EBITDA ÷ Despesa Financeira Líquida ≥ 2,75 – nas escrituras de emissão de debêntures; e Endividamento Financeiro Líquido ÷ LAJIDA ≤ 3,5, referentes aos Contratos de Repasse BNDES. A distribuição de dividendos, alienação de ativos e controle acionário, são realizados em observância dos contratos com o BNDES/Repasse e disposições aplicáveis aos contratos do BNDES, Eletrobrás e condições gerais dos contratos de financiamento com a Eletrobrás.

Até esta data, a Companhia não havia descumprido nenhum dos índices econômico-financeiros (*covenants* financeiros) mencionados acima, nem mesmo está em risco de descumprí-los.

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

Instituição Financiadora	Linha Crédito	Nº Contrato	Valor Total Financiamento	Valor já Recebido	Saldo Disponível	Prazo de Utilização
Eletrobrás	Emergencial	ECF-2930/2010	R\$ 9.651.434,33	R\$ 7.068.710,50	R\$ 9.115.580,73	set/13
Eletrobrás	Emergencial	ECF-2937/2010	R\$ 9.523.430,00	R\$ 3.636.045,57	R\$ 3.454.899,47	set/13

h) alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

Demonstrativo de Resultado	Exercício social findo em 31/12/2013		Exercício social findo em 31/12/2012		Exercício social findo em 31/12/2011		Var. % 2013 x 2012	Var. % 2012 x 2011
	R\$ Mil	%	R\$ Mil	%	R\$ Mil	%		
Análise Vertical e Horizontal								
Receita Operacional	5.234.954	100%	5.465.278	100,00%	4.951.053	100,00%	-4,21%	10,40%
Fornecimento Faturado	4.363.974	83,36%	4.572.022	83,70%	4.102.081	82,90%	-4,55%	11,50%
Fornecimento Não Faturado	(21.596)	-0,41%	44.498	0,80%	(34.099)	-0,70%	-148,53%	-230,50%
Suprimento de Energia Elétrica	39.902	0,76%	59.608	1,10%	49.554	1,00%	-33,06%	20,30%
Baixa Renda	155.656	2,97%	71.348	1,30%	77.825	1,60%	118,16%	-8,30%
Disponibilidade da Rede Elétrica	182.657	3,49%	252.127	4,60%	235.997	4,80%	-27,55%	6,80%
Receita de Construção	444.206	8,49%	403.646	7,40%	448.631	9,10%	10,05%	-10,00%
Outras Receitas	70.155	1,34%	62.029	1,10%	71.064	1,40%	13,10%	-12,70%
Deduções da Receita	(1.385.522)	-26,47%	(1.774.289)	-32,50%	(1.638.682)	-33,10%	-21,91%	8,30%
ICMS	(1.109.834)	-21,20%	(1.178.219)	-21,60%	(1.082.223)	-21,90%	-5,80%	8,90%
PIS	(48.210)	-0,92%	(51.811)	-0,90%	(40.395)	-0,80%	-6,95%	28,30%

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

COFINS	(167.513)	-3,20%	(238.645)	-4,40%	(185.250)	-3,70%	-29,81%	28,80%
ISS	(2.832)	-0,05%	(2.245)	0,00%	(2.136)	0,00%	26,15%	5,10%
Quota para Reserva Global de Reversão	11.198	0,21%	(67.046)	-1,20%	(68.543)	-1,40%	-116,70%	-2,20%
Subvenções CCC/CDE	(34.468)	-0,66%	(194.265)	-3,60%	(227.692)	-4,60%	-82,26%	-14,70%
P&D e Eficiência Energética	(33.675)	-0,64%	(32.422)	-0,60%	(24.194)	-0,50%	3,86%	34,00%
Encargo Ex-Isolados/Outros	(188)	0,00%	(9.636)	-0,20%	(8.249)	-0,20%	-98,05%	16,80%
Receita Operacional Líquida	3.849.432	73,53%	3.690.989	67,50%	3.312.371	66,90%	4,29%	11,40%
Custo do Serviço / Despesa Operacional	(3.101.171)	-59,24%	(2.984.581)	-54,60%	(2.732.126)	-55,20%	3,91%	9,20%
Pessoal	(153.203)	-2,93%	(151.747)	-2,80%	(143.245)	-2,90%	0,96%	5,90%
Material	(13.255)	-0,25%	(13.606)	-0,20%	(13.628)	-0,30%	-2,58%	-0,20%
Serviços de Terceiros	(270.227)	-5,16%	(252.305)	-4,60%	(246.449)	-5,00%	7,10%	2,40%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.509.634)	-28,84%	(1.332.382)	-24,40%	(1.316.910)	-26,60%	13,30%	1,20%
Encargos do Uso do Sistema de Transmissão	(227.655)	-4,35%	(385.469)	-7,10%	(207.117)	-4,20%	-40,94%	86,10%
Encargos dos Serviços dos Sistemas	(25.858)	-0,49%	(53.328)	-1,00%	(57.411)	-1,20%	-51,51%	-7,10%
Custo de Desativação de Bens	(93.242)	-1,78%	(57.795)	-1,10%	(8.774)	-0,20%	61,33%	558,70%
Depreciação e Amortização	(219.347)	-4,19%	(176.630)	-3,20%	(182.232)	-3,70%	24,18%	-3,10%
PCLD (Provisões para Créditos de Liquidação Duvidosa)	(62.300)	-1,19%	(77.253)	-1,40%	(41.136)	-0,80%	-19,36%	87,80%
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	(43.860)	-0,84%	(27.464)	-0,50%	(22.087)	-0,40%	59,70%	24,30%
Taxa de Fiscalização da ANEEL	(7.728)	-0,15%	(8.341)	-0,20%	(7.392)	-0,10%	-7,35%	12,80%
Custo de Construção	(444.206)	-8,49%	(403.646)	-7,40%	(448.631)	-9,10%	10,05%	-10,00%
Outras Despesas Operacionais	(30.656)	-0,59%	(44.615)	-0,80%	(37.114)	-0,70%	-31,29%	20,20%
EBITDA	967.608	18,48%	883.038	16,20%	762.477	15,40%	9,58%	15,80%
Resultado do Serviço	748.261	14,29%	706.408	12,90%	580.245	11,70%	-1,20%	21,70%
Resultado Financeiro	29.892	0,57%	58.488	1,10%	-220.936	-4,50%	-48,89%	-126,50%
Receita Financeira	361.070	6,90%	384.385	7,00%	88.491	1,80%	-6,07%	334,40%
Renda de Aplicação Financeira	14.252	0,27%	11.579	0,20%	9.407	0,20%	23,08%	23,10%
Multas e Acréscimos Moratórios	51.939	0,99%	54.638	1,00%	46.756	0,90%	-4,94%	16,90%
Transações com Partes Relacionadas	-		-	0,00%	2.298	0,00%	-	-100,00%
Variações Monetárias Diversas	8.512	0,16%	6.603	0,10%	4.172	0,10%	28,91%	58,30%
Receita Ativo Indenizável	183.165	3,50%	307.410	5,60%	15.118	0,30%	-40,42%	1933,40%
Outras Receitas Financeiras	103.202	1,97%	4.155	0,10%	10.740	0,20%	2383,80%	-61,30%
Despesa Financeira	(331.178)	-6,33%	(325.897)	-6,00%	(309.427)	-6,20%	1,62%	5,30%
Encargos de Dívidas	(41.851)	-0,80%	(49.962)	-0,90%	(68.588)	-1,40%	-16,23%	-27,20%
Atualização Financeira de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(45.565)	-0,87%	(47.032)	-0,90%	(55.683)	-1,10%	-3,12%	-15,50%
Encargo de Fundo de Pensão	(45.200)	-0,86%	(49.984)	-0,90%	(25.382)	-0,50%	-9,57%	96,90%
Multas e Acréscimos Moratórios	(21.295)	-0,41%	(12.774)	-0,20%	(8.649)	-0,20%	66,71%	47,70%
Transações com Partes Relacionadas	-	0,00%	-	0,00%	-	0,00%	-	-
Variações Monetárias	(37.287)	-0,71%	(28.327)	-0,50%	(14.461)	-0,30%	31,63%	95,90%
Juros Debêntures	(68.340)	-1,31%	(75.713)	-1,40%	(78.536)	-1,60%	-9,74%	-3,60%
Custo de Transação Debêntures	(1.856)	-0,04%	(1.877)	0,00%	(1.687)	0,00%	-1,12%	11,30%
Indenizações DIC / FIC	(29.589)	-0,57%	(20.259)	-0,40%	(24.471)	-0,50%	46,05%	-17,20%
Correção P&D/PEE	(434)	0,0%	(768)	0,00%	(1.863)	0,00%	-43,49%	-58,80%
IOF	(5.263)	-0,10%	(3.135)	-0,10%	(5.899)	-0,10%	67,88%	-46,90%
Outras Despesas Financeiras	(34.498)	-0,66%	(36.066)	-0,70%	(24.208)	-0,50%	-4,35%	49,00%
Lucro Antes dos Tributos e Participações	778.153	14,86%	764.896	14,00%	359.309	7,30%	1,73%	112,90%
Tributos e Outros	(263.094)	-5,03%	(271.520)	-5,00%	(148.957)	-3,00%	-3,10%	82,30%
Lucro Líquido do Período	515.059	9,84%	493.376	9,00%	210.352	4,20%	4,39%	134,50%

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

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.

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.

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 apresentou 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, refletiu 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

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

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 provisionado (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.
- **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 inconstitucionalidade 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).

Resultados 2012 x 2011

A Ampla Energia encerrou o ano de 2012 com 2.712.359 unidades consumidoras (“consumidores”), 2,6% superior ao número de consumidores registrado ao final de 2011. Esse crescimento representa um acréscimo de 68.849 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 60.602 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\$ 153 milhões nos últimos 12 meses.

Em termos de consumidores efetivos, a Companhia encerrou o ano de 2012 com 2.398.341 consumidores, um incremento de 2,7% em relação ao ano de 2011. Os consumidores efetivos representam o total dos consumidores excluindo-se as unidades de consumo próprio e os consumidores ativos sem fornecimento.

A Companhia fechou 2012 com 39 clientes livres, um acréscimo de 5 novos clientes, que representa um incremento de 14,7% em relação ao número registrado no fechamento de 2011.

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Ampla Energia no ano de 2012 foi de 10.472 GWh, o que representa um incremento de 5,1% (+508 GWh) em relação ao ano de 2011, cujo volume foi de 9.964 GWh. 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.

A receita operacional bruta da Ampla Energia alcançou, em 2012, R\$ 5.465 milhões, um crescimento de 10,4% em relação ao ano de 2011, de R\$ 4.951 milhões (+R\$ 514 milhões). Esse incremento é o efeito líquido dos seguintes fatores:

- **Fornecimento de Energia Elétrica (aumento de R\$ 549 milhões):** Este incremento está associado ao aumento do volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia de 4,4%, o qual foi, ainda, impulsionado pela aplicação do efeito do reajuste tarifário de 7,01%, aplicado a partir de 15 de março de 2012.

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

- Excluindo-se o efeito da receita operacional - IFRIC 12*, a receita operacional bruta da Companhia, em 2012, alcançou o montante de R\$ 5.062 milhões, o que representa um incremento de 12,4% em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 4.502 milhões (+R\$ 559 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 incremento de 8,3% em relação ao ano anterior, alcançando -R\$ 1.774 milhões em 2012, contra -R\$ 1.639 milhões no ano de 2011 (-R\$ 136 milhões). Esse incremento é o efeito das seguintes variações:

- ICMS, PIS e COFINS (aumento de R\$ 161 milhões):** Esta variação reflete o crescimento da base de cálculo para apuração destes tributos. O percentual sobre a base de cálculo continua em linha com o ano de 2011.
- Subvenção CCC e CDE (redução de R\$ 33 milhões):** A partir de maio de 2012, através da Resolução nº 1.291 de 15/05/2012, a quota mensal do encargo CCC reduziu R\$ 7 milhões em 2012, enquanto o encargo CDE teve aumento em sua quota mensal de R\$ 7,9 milhões para R\$ 8,9 milhões no ano de 2012, conforme Resolução Homologatória nº 1.243 de 13/12/2011.

Os custos e despesas operacionais em 2012 alcançaram -R\$ 2.985 milhões, um incremento de 9,2% em relação ao ano de 2011, de -R\$ 2.732 milhões (-R\$ 253 milhões). Este incremento é o efeito das seguintes variações:

- Energia Elétrica comprada para revenda (aumento de R\$ 255 milhões):** Este acréscimo deve-se (i) às liquidações no mercado de curto prazo, em um cenário de elevação expressiva no PLD, para atendimento à demanda do mercado cativo da Companhia, tendo em vista o incremento do consumo deste mercado no 4T12, (ii) ao reajuste de preço dos contratos de compra de energia vigentes ocorridos entre os períodos, (iii) a uma maior tarifa média (mix) de compra de energia, devido à entrada de novos contratos, especialmente de térmicas, que possuem uma tarifa mais elevada e (iv) aumento do custo variável pago às térmicas despachadas para garantir o nível mínimo dos reservatórios.
- Encargo do Uso da Rede Elétrica/Encargo do Sistema – ESS (aumento de R\$ 36 milhões):** Este aumento decorre do reajuste contratual aplicado nos contratos de transmissão autorizado pela Resolução Homologatória nº 1.173, que reajustou as Receitas Anuais Permitidas das Transmissoras (RAP's) em média 4,5%, associado, ainda, ao incremento do volume de energia transportada sobre quais incidem os encargos e, também, ao maior despacho pelo ONS de usinas térmicas no período, tendo em vista a redução do nível dos reservatórios nacionais.
- Custo na Desativação de Bens (aumento de R\$ 49 milhões):** Variação, não recorrente, decorrente do registro de aproximadamente R\$ 36 milhões em 2012, associado à perda de valor de itens do ativo imobilizado.
- Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa (aumento de R\$ 36 milhões):** o aumento desta despesa decorre de ajuste na provisão para créditos de liquidação duvidosa e visa contemplar o montante de créditos que a Companhia julga ser de recebimento improvável.
- Provisão para Contingências (redução de R\$ 96 milhões):** Durante o exercício de 2012 foi concluído processo junto à Enertrade, de forma irrevogável e irretratável, resultando na reversão da provisão que estava constituída, impactando o resultado da Companhia em R\$ 102 milhões.
- Excluindo-se o efeito do custo operacional de construção - IFRIC 12*, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia, em 2012, alcançaram o montante de -R\$ 700 milhões, o que representa um incremento de 0,7% em relação ao ano anterior, cujo montante foi de -R\$ 695 milhões (aumento de R\$ 5 milhões).

Com base nas variações acima expostas, o EBITDA da Ampla Energia no ano de 2012, atingiu o montante de R\$ 883 milhões, o que representa um incremento de 15,8% em relação ao ano de 2011, cujo montante foi de R\$ 762 milhões (+R\$ 121 milhões). A margem EBITDA da Companhia em 2012 foi de 23,92%, o que representa uma evolução de 0,90 p.p. em relação a 2011, de 23,02%.

O resultado financeiro da Ampla Energia, no ano de 2012, ficou em R\$ 58 milhões, um incremento de 126,5% em relação ao ano anterior, de -R\$ 221 milhões (+R\$ 279 milhões). O principal fator que explica esta variação foi o incremento *Receita do Ativo Indenizável (aumento de R\$ 292 milhões)*: O incremento observado nesta rubrica se deve basicamente, ao registro contábil de um maior ativo e receita financeira no montante de R\$ 292 milhões, tendo em vista a mudança de metodologia de avaliação do ativo indenizável, após a promulgação da Lei 12.783 que tornou definitiva a Medida Provisória nº 579 de 11 de setembro de 2012. A nova metodologia passou a ter como base o Valor Novo de Reposição - VNR.

Com base nos efeitos expostos anteriormente, a Ampla Energia registrou em 2012 um lucro líquido de R\$ 493 milhões, valor 134,5% superior ao registrado no ano de 2011, que foi de R\$ 210 milhões (+R\$ 283 milhões). Desta forma, a Margem Líquida em 2012 alcançou 13,37%.

A dívida bruta da Ampla Energia encerrou o ano de 2012 em R\$ 1.356 milhões, uma redução de 3,9% em relação ao ano de 2011, que foi de R\$ 1.412 milhões (-R\$ 55 milhões). Esta redução está basicamente associada (i) às diversas amortizações e captações de empréstimos com bancos privados no período (totalizando uma redução na dívida de R\$ 170 milhões), (ii) à emissão da 7ª série de debêntures não conversíveis pela Companhia, no total de R\$ 400 milhões, em junho de 2012, e a (iii) amortização da 1ª série da 4ª e da 5ª emissões de debêntures não conversíveis da Ampla Energia, no montante de R\$ 300 milhões.

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

Os investimentos realizados pela Ampla Energia em 2012 alcançaram R\$ 460 milhões, um decréscimo de 2,1% (-R\$ 10 milhões) em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 470 milhões. O maior volume, em 2012, foi direcionado aos investimentos no combate às perdas, que representou R\$ 186 milhões de todo o valor investido no período mencionado. Excluindo os aportes e subsídios realizados, os investimentos líquidos realizados pela Ampla Energia atingiram R\$ 440 milhões em 2012, montante 3,3% inferior ao realizado em 2011 (de R\$ 455 milhões).

Resultados 2011 x 2010

A Ampla Energia encerrou o ano de 2011 com 2.643.510 unidades consumidoras ("consumidores"), 2,8% superior ao número de consumidores registrado ao final de 2010. Esse crescimento representa um acréscimo de 72.915 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 66.172 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\$ 161 milhões nos últimos 12 meses.

Em termos de consumidores efetivos, a Companhia encerrou o ano de 2011 com 2.334.543 consumidores, um incremento de 3,0% em relação ao ano de 2010. Os consumidores efetivos representam o total dos consumidores excluindo-se as unidades de consumo próprio e os consumidores ativos sem fornecimento.

A Companhia fechou 2011 com 34 clientes livres, um acréscimo de 5 novos clientes, que representa um incremento de 17,2% em relação ao número registrado no fechamento de 2010.

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Ampla Energia no ano de 2011 foi de 9.964 GWh, o que representa um incremento de 1,4% (+138 GWh) em relação ao ano de 2010, cujo volume foi de 9.826 GWh. Esta variação é o efeito combinado de (i) um incremento observado no mercado cativo da Companhia de 1,1% (+153 GWh) em 2011 em relação a 2010 (8.591 GWh versus 8.438 GWh), compensada por (ii) um menor volume de energia transportado para os clientes livres, cujo montante, em 2011, de 1.373 GWh, 1,1% inferior ao registrado em 2010 (-15 GWh). Essa energia (transportada) gera uma receita para a Ampla Energia através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

O mercado cativo da Companhia apresentou uma evolução de 1,8% no ano de 2011 quando comparado ao ano de 2010. As classes residencial baixa renda, industrial e rural apresentaram retração no consumo, em decorrência, respectivamente, (i) da aplicação dos novos critérios para enquadramento dos clientes residenciais baixa renda, (ii) pela migração de clientes do mercado cativo para o mercado livre e (iii) pela menor necessidade do acionamento de equipamentos e sistemas de irrigação na região rural da Companhia (pelo aumento do volume de chuvas em 2011).

Os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Ampla. A Ampla Energia encerrou o ano de 2011 com DEC de 19,24 horas, índice 19,2% inferior ao registrado no ano de 2010, de 23,81 horas. O FEC alcançou o patamar de 9,83 vezes, o que representa uma redução de 22,8% em relação a 2010, que fechou em 12,74 vezes. A Ampla Energia investiu R\$ 103 milhões em qualidade do sistema no ano de 2011.

As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram o valor de 19,66% em 2011, uma redução de 0,85 p.p. em relação às perdas registradas em 2010, de 20,51%. Esse resultado é reflexo principalmente do restabelecimento do faturamento de novos clientes pela medição eletrônica que ocorreu em julho de 2009, e que estavam suspensos pela Aneel desde outubro de 2007 (exigência de certificação pelo INMETRO). Em 2011, foram investidos no combate às perdas o montante de R\$ 163 milhões. O percentual alcançado no ano de 2011 para os níveis de perdas representa a melhor performance da Companhia neste indicador nos últimos 3 anos, o que comprova a eficácia da sua estratégia no combate às perdas dentro de sua área de concessão.

Em relação ao índice de arrecadação TAM (valores arrecadados sobre valores faturados, em 12 meses), o mesmo encerrou 2011 em 98,79%, percentual inferior (-0,90 p.p.) em relação ao encerramento de 2010, de 99,69%.

Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta da Ampla Energia alcançou, em 2011, R\$ 4.951 milhões, um crescimento de 4,6% em relação ao ano de 2010, de R\$ 4.734 milhões (+R\$ 217 milhões). Esse incremento é o decorrente do efeito líquido dos seguintes fatores: crescimento do mercado de 1,4%, reajuste tarifário médio de 5,09%, aumento da receita de IFRIC de 13,3% e redução do Baixa Renda de 38,3%. A redução do Baixa Renda reflete as alterações nos critérios de elegibilidade para enquadramento dos consumidores na Tarifa Social de Energia Elétrica. Observa-se uma migração de aproximadamente 490 mil consumidores da classe residencial baixa renda para a classe residencial convencional quando comparamos 2011 com o ano anterior, consumidores estes que deixaram de usufruir do benefício da Tarifa Social e com conseqüente redução do subsídio recebido pela Companhia.

Excluindo-se o efeito da receita operacional - IFRIC 12, a receita operacional bruta da Companhia, em 2011, alcançou o montante de R\$ 4.502 milhões, o que representa um incremento de 1,8% em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 4.338 milhões (+R\$ 164 milhões).

Deduções à Receita Operacional

As deduções da receita apresentaram incremento de 3,8% em relação ao ano anterior, alcançando -R\$ 1.639 milhões em 2011, contra -R\$ 1.579 milhões no ano de 2010 (-R\$ 60 milhões).

Custos do Serviço e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais em 2011 alcançaram -R\$ 2.732 milhões, um incremento de 1,5% em relação ao ano de 2010, de -R\$ 2.693 milhões (-R\$ 39 milhões). Esta redução é o efeito líquido das seguintes variações: aumento dos custos não gerenciáveis (compra de energia e encargos) em 4,4% e redução dos custos e despesas gerenciáveis de 2,3%.

	2011	2010	Var. %(2)
--	------	------	-----------

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

Custos e despesas não gerenciáveis			
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.316.910)	(1.235.155)	6,6%
Taxa de Fiscalização da ANEEL	(7.392)	(7.015)	5,4%
Encargos de Uso/de Serviço do Sistema	(264.528)	(280.258)	-5,6%
Total - Não gerenciáveis	(1.588.830)	(1.522.428)	4,4%
Custos e despesas gerenciáveis			
Pessoal	(143.245)	(136.192)	5,2%
Material e Serviços de Terceiros	(260.077)	(265.226)	-1,9%
Custo na Desativação de Bens	(8.774)	(11.343)	-22,6%
Depreciação e Amortização	(182.232)	(164.382)	10,9%
Provisões para Créditos de Liquidação Duvidosa	(41.136)	(159.495)	-74,2%
Provisão para Contingências	(22.087)	(6.763)	226,6%
Custo de Construção (IFRIC 12)	(448.631)	(395.864)	13,3%
Outras Despesas Operacionais	(37.114)	(31.356)	18,4%
Total - Gerenciáveis	(1.143.296)	(1.170.621)	-2,3%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(2.732.126)	(2.693.049)	1,5%

Excluindo-se o efeito do custo operacional - IFRIC 12, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia, em 2011, alcançaram o montante de -R\$ 695 milhões, o que representa uma redução de 10,3% em relação ao ano anterior, cujo montante foi de -R\$ 775 milhões (+R\$ 80 milhões).

EBITDA e Margem EBITDA

Com base nas variações acima expostas, o EBITDA da Ampla Energia no ano de 2011, atingiu o montante de R\$ 762 milhões, o que representa um incremento de 21,8% em relação ao ano de 2010, cujo montante foi de R\$ 626 milhões (+R\$ 136 milhões). A margem EBITDA da Companhia em 2011 foi de 23,0%, o que representa uma evolução de 3,17 p.p. em relação a 2010, de 19,9%.

O EBITDA Ajustado, conforme calculado pela Companhia, é igual ao lucro (prejuízo) líquido antes do IR e CSLL, das despesas financeiras líquidas e das despesas de depreciação e amortização, resultados não operacionais e participações. O EBITDA Ajustado não é uma medida de desempenho financeiro segundo as "Práticas Contábeis Adotadas no Brasil", tampouco deve ser considerado isoladamente, ou, como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais, ou como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDA Ajustado de maneira diversa da Companhia. Em razão de não serem consideradas, para o seu cálculo, as despesas e receitas com juros (financeiras), o IR e CSLL, a depreciação e amortização, os resultados não operacionais e as participações, o EBITDA Ajustado funciona como um indicador de desempenho econômico geral. Conseqüentemente, o EBITDA Ajustado funciona como uma ferramenta significativa para comparar, periodicamente, o desempenho operacional, bem como para embasar determinadas decisões de natureza administrativa. O EBITDA Ajustado permite uma melhor compreensão não só sobre o desempenho financeiro, como também sobre a capacidade de cumprir com as obrigações passivas e de obter recursos para as despesas de capital e para o capital de giro. O EBITDA Ajustado, no entanto, apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida de lucratividade, em razão de não considerar determinados custos decorrentes dos negócios, que poderiam afetar, de maneira significativa, os lucros, tais como despesas financeiras, tributos, depreciação, despesas de capital e outros encargos relacionados.

Resultado Financeiro

O resultado financeiro da Ampla Energia, no ano de 2011, ficou em -R\$ 221 milhões, um aumento de 65,1% em relação ao ano anterior, de -R\$ 134 milhões (-R\$ 87 milhões). Este incremento é o efeito líquido das seguintes variações: redução das receitas financeiras em 58,3% e aumento das despesas financeiras 10,9%.

Lucro Líquido e Margem Líquida

Com base nos efeitos expostos anteriormente, a Ampla Energia registrou em 2011 um lucro líquido de R\$ 210 milhões, valor 2,7% inferior ao registrado no ano de 2010, que foi de R\$ 216 milhões (-R\$ 6 milhões). Desta forma, a Margem Líquida em 2011 alcançou 6,4%.

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\$ 5.234 milhões em 2013. 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 disso, 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 prevêm 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.

O objetivo do Reajuste Tarifário Anual é restabelecer o poder de compra da receita da concessionária, segundo fórmula prevista no contrato de concessão. Acontece anualmente, na data de aniversário do contrato, exceto no ano de revisão tarifária. Para aplicação dessa fórmula, são calculados todos os custos não-gerenciáveis da distribuidora (parcela A). Os outros custos, constantes da parcela B, são corrigidos pelo IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas. A correção da parcela B ainda depende do fator X, índice fixado pela ANEEL na época da revisão tarifária. Sua função é repartir com o consumidor os ganhos de produtividade da concessionária, decorrentes do crescimento do número de unidades consumidoras e do aumento do consumo do mercado existente, o que contribui para a modicidade tarifária. Dessa forma, e em cumprimento do contrato de concessão, a ANEEL aplica, para os anos compreendidos entre as revisões tarifárias periódicas, o procedimento de reajuste tarifário anual (IRT),

O Reajuste Tarifário da Ampla Energia de 2013, com vigência a partir do dia 15 de março de 2013, estabeleceu um aumento nas tarifas de 12,23%, sendo o efeito médio a ser percebido pelo mercado cativo da Companhia foi um aumento de 12,13%, tendo em vista a retirada da tarifa dos componentes financeiros oriundos do reajuste tarifário anual anterior.

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

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 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 a 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

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

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

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.

2012

Para o exercício social findo em 31 de dezembro de 2012 não houve mudanças significativas nas práticas contábeis, visto que a Companhia já adotou as normas internacionais de contabilidade (IFRS) desde do exercício social findo em 31 de dezembro de 2010, estando em conformidade 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*.

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

Alguns pronunciamentos técnicos e interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC") foram revisados e têm a sua adoção obrigatória a partir de 1º de janeiro de 2012. 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 consolidadas da Companhia.

CPC 40 (R1) - Instrumentos Financeiros: Evidenciação ("CPC 40") - A revisão do CPC 40 contempla as alterações feitas pelo IASB - *International Accounting Standards Board* após a edição desse pronunciamento, o qual ainda inclui algumas compatibilizações de texto com o propósito de deixar claro que a intenção é produzir os mesmos reflexos contábeis introduzidos pela aplicação do IFRS 7 - *Financial Instruments: Disclosures* ("IFRS 7").

ICPC 08 (R1) - Contabilização da Proposta de Pagamento de Dividendos ("ICPC 08") - A revisão da ICPC 08 tem como objetivo complementar o documento original emitido pelo CPC em 2009, abordando em mais detalhes as previsões contidas na legislação societária brasileira em relação à contabilização da proposta de pagamento de dividendos ou juros sobre o capital próprio aos acionistas ou sócios.

CPC 18 (R1) - Investimento em Coligada e em Controlada ("CPC 18") - A revisão do CPC 18 contempla as alterações feitas pelo IASB - *International Accounting Standards Board* após a edição desse pronunciamento, o qual ainda inclui algumas compatibilizações de texto com o propósito de deixar claro que a intenção é produzir os mesmos reflexos contábeis introduzidos pela aplicação do IAS 28 - *Investments in Associates*. Alteração relevante trata do reconhecimento de resultados de transações entre controlada e controladora constante nos itens 22A, 22B e 22C, também tratado no ICPC 09, comentado abaixo.

ICPC 09 (R1) - Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método de Equivalência Patrimonial ("ICPC 09") - A revisão da ICPC 09 é decorrente da revisão do Pronunciamento Técnico CPC 18.

CPC 17 (R1) - Contratos de Construção ("CPC 17") - A revisão do CPC 17 contempla as alterações feitas pelo IASB - *International Accounting Standards Board* após a edição desse pronunciamento, o qual ainda inclui algumas compatibilizações de texto com o propósito de deixar claro que a intenção é produzir os mesmos reflexos contábeis introduzidos pela aplicação do IAS 11 - *Construction Contracts*.

CPC 30 (R1) - Receitas ("CPC 30") - A revisão do CPC 30 contempla as alterações feitas pelo IASB - *International Accounting Standards Board* após a edição desse pronunciamento, o qual ainda inclui algumas compatibilizações de texto com o propósito de deixar claro que a intenção é produzir os mesmos reflexos contábeis introduzidos pela aplicação do IAS 18 - *Revenue*.

CPC 35 (R2) - Demonstrações Separadas ("CPC 35") - A revisão do CPC 35 contempla as alterações feitas pelo IASB - *International Accounting Standards Board* após a edição desse pronunciamento, o qual ainda inclui algumas compatibilizações de texto com o propósito de deixar claro que a intenção é produzir os mesmos reflexos contábeis introduzidos pela aplicação do IAS 27 - *Separate Financial Statements*.

Além disso, listamos a seguir os pronunciamentos que ainda não haviam entrado em vigor até a data de emissão das demonstrações financeiras da Companhia. A Administração da Companhia pretende adotar tais pronunciamentos quando os mesmos entrarem em vigor.

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*, que passa a vigorar em ou a partir de 1º de janeiro de 2013. O objetivo deste 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.

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*, que passa a vigorar em ou a partir de 1º de janeiro de 2013. O objetivo deste pronunciamento é prescrever a contabilização de investimentos em coligadas e em controladas, além de definir 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*, que passa a vigorar em ou a partir de 1º de janeiro de 2013. O objetivo deste 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 a 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*, que passa a vigorar em ou a partir de 1º de janeiro de 2013. O objetivo deste 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*, que passa a vigorar em ou a partir de 1º de janeiro de 2013. O objetivo deste 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.

2011

Para o exercício social findo em 31 de dezembro de 2011 não houve mudanças significativas nas práticas contábeis, visto que a Companhia já adotou as normas internacionais de contabilidade (IFRS) para o exercício social findo em 31 de dezembro de 2010, estando em conformidade 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"), os quais estão

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

alinhados com as normas internacionais de contabilidade emitidas pelo IASB - International Accounting Standards Board. Na elaboração das demonstrações financeiras foram adotados princípios e práticas contábeis consistentes com os divulgados nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2010, publicadas na imprensa oficial em 20 de abril de 2011, bem como com os pronunciamentos, orientações e interpretações técnicos emitidos pelo CPC e regulamentados pela CVM.

Alguns procedimentos técnicos e interpretações emitidas pelo CPC foram revisados e teve a sua adoção obrigatória para o período iniciado em 1 de janeiro de 2011. Segue abaixo a avaliação da Companhia dos impactos das alterações destes procedimentos e interpretações:

CPC 00(R1) - Estrutura Conceitual para Elaboração e Divulgação de Relatório Contábil-Financeiro ("CPC 00"), aprovado pela Deliberação CVM nº 675, de 13 de dezembro de 2011. A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 15(R1) - Combinação de Negócios ("CPC 15"), aprovado pela Deliberação CVM nº 665, de 04 de agosto de 2011. A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 19(R1) - Investimento em Empreendimento Controlado em Conjunto (Joint Venture) ("CPC 19"), aprovado pela Deliberação CVM nº 666, de 04 de agosto de 2011. A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 20(R1) - Custos de Empréstimos ("CPC 20"), aprovado pela Deliberação CVM nº 672, de 20 de outubro de 2011. A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 26(R1) - Apresentação das Demonstrações Contábeis ("CPC 26"), aprovado pela Deliberação CVM nº 676, de 13 de dezembro de 2011. A revisão desta norma esclarece que as empresas devem apresentar análise de cada item de outros resultados abrangentes nas demonstrações das mutações do patrimônio líquido ou nas notas explicativas. Esta apresentação foi realizada pela Companhia no corpo das notas explicativas que acompanham as demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2011 (nota 26.e).

O International Accounting Standards Board - IASB emitiu também algumas normas que ainda não haviam entrado em vigor até a data da emissão das demonstrações financeiras da Companhia, dentre as principais estão:

IFRS 9 - Instrumentos Financeiros - O IFRS 9 estabelece os princípios de divulgação de ativos e passivos financeiros que irão apresentar informações úteis e relevantes para avaliação dos valores, época e incertezas dos fluxos de caixa futuros.

IFRS 10 - Demonstrações Financeiras Consolidadas - O IFRS 10 inclui nova definição de controle na determinação de quais entidades serão incluídas nas demonstrações consolidadas de um grupo. O IFRS 10 substitui em parte o IAS 27 (CPC 36).

IFRS 11 - Operações conjuntas - O IFRS 11 prescreve a contabilização para contratos nos quais existem controle conjunto. Consolidação proporcional não será mais permitida para empreendimentos conjuntos e/ou onde haja controle compartilhado.

IFRS 12 - Divulgação de participação em outras entidades - O IFRS 12 determina as exigências de divulgação para controladas, controladas em conjunto e/ou empreendimentos conjuntos, coligadas e sociedades de propósito específico. O IFRS 12 substitui requerimentos previamente incluídos nos IAS 27 (CPC 35), IAS 31 (CPC 19) e IAS 28 (CPC 18).

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.

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 extrapolação.

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

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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.

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. Para mais detalhes sobre as premissas utilizadas vide Nota 26.

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

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

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

Como parte do Grupo Endesa, que possui títulos negociados na Bolsa de Valores de Nova York, a Companhia se adequou aos requisitos da Lei Sarbanes-Oxley (SOX), criando uma área de Controles Internos, que tem a função principal de prover razoável segurança sobre a preparação e apresentação das demonstrações financeiras, monitorando e garantindo a eficácia dos planos de ação para gerenciar os riscos relacionados à atividade.

Enfatizamos que, devido às limitações inerentes aos controles internos, existe a possibilidade que tais controles não previnam ou detectem todas as deficiências.

Dentre as recomendações comunicadas no relatório de 31 de dezembro de 2013, os auditores externos identificaram duas deficiências significativas, sendo:

(a) uma relacionada a ausência de revisão detalhada do cálculo do ativo financeiro (IFRIC 12) onde foram encontrados ajustes durante as revisões trimestrais de março e junho de 2013. Para o fechamento anual de 2013 criamos um “check list” de itens que deveriam ser considerados durante o processo de revisão do cálculo e não foram encontradas diferenças.

(b) outra relacionada aos acessos lógicos do sistema comercial onde foram identificadas ausências de revisões periódicas e acessos indevidos no sistema. Várias planos de ação estão em andamento como: conferência de todos os acessos ativos ao sistema, criação de um procedimento de controle de acesso ao sistema comercial e segregação dos módulos críticos dos demais.

No 1º semestre de 2014 terá início um projeto mundial do grupo de redesenho dos controles internos com o objetivo de mapear os processos, riscos e atividades em linha com a metodologia do grupo, identificação dos controles chaves, melhorar a eficácia e eficiência dos processos relevantes e definir os tratamentos a serem dados a possíveis conflitos oriundos das análises de segregação de funções. Este projeto será assessorado por uma empresa de consultoria global.

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

Nossos auditores externos, durante a execução de seus trabalhos de auditoria do ano de 2013, identificaram a necessidade de aprimoramento em determinados controles internos e fizeram recomendações à nossa administração com relação às medidas de aprimoramento. As duas deficiências significativas estão comentadas conforme descrito no item 10.6 (a) e não causaram impactos no relatório dos auditores independentes sobre as nossas Demonstrações Financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2013.

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

10.7. Caso o emissor tenha feito oferta pública de distribuição de valores mobiliários, os diretores devem comentar:

a) como os recursos resultantes da oferta foram utilizados

6ª emissão de debêntures

O montante líquido obtido pela Emissora com a Oferta foi utilizado para reforço do capital de giro e refinanciamento de dívidas.

7ª emissão de debêntures

O montante líquido obtido pela emissora com a Oferta foi integralmente destinado ao refinanciamento de operações financeiras de curto prazo da Companhia.

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

Não aplicável.

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

Não aplicável.

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

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

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

i. arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos

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

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

iv. contratos de construção não terminada

v. contratos de recebimentos futuros de financiamentos

Não aplicável.

b) outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

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

11. Projeções / 11.1 - Projeções divulgadas e premissas

A Companhia não tem a prática de divulgar projeções.

11. Projeções / 11.2 - Acompanhamento das projeções

A Companhia não tem a prática de divulgar projeções.

12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

a) atribuições de cada órgão e comitê

Assembleia de Acionistas

Constituída segundo a Lei 6.404/76, tem a missão de deliberar e verificar a legitimidade e legalidade das ações realizadas pelos demais órgãos da Administração. Responsável por eleger o Conselho de Administração.

Conselho de Administração

Compete ao Conselho de Administração a fixação da orientação geral dos negócios da AMPLA, através de diretrizes fundamentais de administração, bem como o controle superior da AMPLA, pela fiscalização da observância das diretrizes por ele fixadas, acompanhamento da execução dos programas aprovados e verificação dos resultados obtidos. No exercício de suas atribuições, cabe também ao Conselho de Administração deliberar sobre o seguinte: (i) aprovação do plano anual de financiamento, incluindo gestão de caixa e sua alteração, contrair empréstimo no País ou no exterior em valor superior a R\$50.000.000,00; (ii) aprovação do plano anual de investimento no ativo fixo da Companhia; (iii) a prestação de garantia a financiamentos, tomados no País ou no exterior, em valor superior a R\$50.000.000,00; (iv) eleição e destituição de Diretores, fixando-lhes as atribuições; (v) a estrutura organizacional da empresa; (vi) fiscalização da gestão da empresa, inclusive mediante requisição de informações ou exame de livros e documentos; (vii) a convocação da assembleia geral; (viii) o relatório da administração e das contas da diretoria executiva; (ix) aprovação e alteração de plano estratégico de longo prazo; (x) a escolha e destituição de auditores independentes; (xi) fixação de participações de diretores e outros empregados nos lucros da AMPLA; (xii) seleção, contratação e destituição de administradores de subsidiárias e de outras sociedades em que a AMPLA detenha participação; (xiii) participação em licitação ou rejeição pela AMPLA de nova concessão de serviço público, bem como aceitação ou rejeição de qualquer modificação de seus termos ou cessão de direitos decorrentes de tal concessão; (xiv) propostas de planos que disponham sobre admissão, carreira, acesso, vantagens e regime disciplinar para os empregados da AMPLA; (xv) alienação de bens do ativo permanente, cujo valor exceda a R\$50.000.000,00; (xvi) fazer pré-pagamento ou renovação de dívidas referente ao principal, em montante igual ou superior a R\$50.000.000,00; (xvii) alienação ou aquisição de participações em outras empresas, a serem registradas no ativo permanente, cujo valor exceda a 5% (cinco por cento) do valor do ativo permanente no último Balanço publicado; (xviii) aprovar a nomeação de procuradores da AMPLA para representá-los nas assembleias gerais de acionistas das sociedades em que a AMPLA detenha participação acionária; e (xix) emissão de notas promissórias comerciais para distribuição pública, estabelecendo: I - o valor da emissão e a sua divisão em séries, se for o caso; II - a quantidade e valor nominal das Notas Promissórias; III - as garantias, quando for o caso; IV - as condições de remuneração e de atualização monetária, se houver; V - o prazo de vencimento dos títulos; VI - o demonstrativo para comprovação dos limites previstos na legislação aplicável; VII - o local de pagamento; VIII - a contratação de prestação de serviços, tais como custódia, liquidação, emissão de certificados, agente pagador, conforme o caso; e IX - e todas as demais condições e características da emissão. O conselho de administração, em cada exercício, examinará e submeterá à decisão da assembleia geral ordinária, o relatório da administração, balanço patrimonial, a demonstração dos lucros ou prejuízos acumulados, a demonstração do resultado do exercício, a demonstração das origens e aplicações dos recursos, bem como a proposta de distribuição de dividendos e de aplicação dos valores excedentes, anexando o parecer do conselho fiscal e o certificado dos auditores independentes.

Diretoria Executiva

Responsável pela administração das operações da Companhia, segundo as diretrizes apontadas pelo Conselho de Administração. A Diretoria Executiva da Ampla é formada pelo diretor presidente e nove diretores conforme designação descrita no item "d" com mandato de dois anos e reeleição permitida.

b) data de instalação do conselho fiscal, se este não for permanente, e de criação dos comitês

A Companhia tem um conselho fiscal, de funcionamento não permanente, podendo ser instalado nos exercícios sociais a pedido de acionistas que representam, no mínimo, 10% com direito a voto, ou 5% das ações sem direito a voto. Nos últimos 3 exercícios sociais, o Conselho Fiscal da Companhia não foi instalado.

O conselho fiscal será composto de 3 membros eleitos pela assembleia geral, na forma da lei, tendo a competência que lhe é atribuída pelo artigo 163 da Lei das Sociedades por Ações.

Os comitês existentes estão presentes na estrutura da controladora Enel Brasil S.A. e não são instituídos de modo formal.

c) mecanismos de avaliação de desempenho de cada órgão ou comitê

Não existem mecanismos formais de avaliação de desempenho dos órgãos da administração. No entanto, os conselheiros indicados pelo controlador são avaliados enquanto executivos do grupo.

Em 04 de junho de 2014, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a criação do Comitê para a Supervisão do Modelo de Prevenção de Riscos Penais e seu respectivo regulamento.

d) em relação aos membros da diretoria, suas atribuições e poderes individuais

12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

O Diretor Presidente é responsável pelas áreas de planejamento estratégico e controle de gestão da AMPLA, pelo departamento de auditoria, pelo departamento jurídico e pelo departamento de relações corporativas, bem como a representação ativa e passiva da Companhia.

Compete aos demais Diretores, individualmente: (i) o Diretor Técnico é responsável pelas áreas de planejamento técnico, engenharia, operação de redes e investimentos e transmissão e sub-transmissão; (ii) o Diretor Comercial é responsável pelas áreas comercial e de distribuição; (iii) o Diretor Financeiro e de Relações com Investidores é responsável pelas áreas administrativa, de informática, financeira, contábil, patrimonial e de relações com investidores; (iv) o Diretor de Recursos Humanos é responsável pela área de recursos humanos; (v) o Diretor de Relações Institucionais e Comunicação é responsável pela área de relações com órgãos e entidades governamentais; (vi) o Diretor de Regulação é responsável pelos assuntos regulatórios do setor elétrico, que sejam do interesse da Companhia; (vii) o Diretor Jurídico é responsável pela área jurídica; (viii) o Diretor de Recuperação de Mercado é responsável pela melhoria dos níveis de perdas de energia e cobrabilidade; (ix) e o Diretor de Planejamento e Controle é responsável pela área de planejamento estratégico, execução e controle da gestão. Os Diretores mencionados acima reportar-se-ão diretamente ao Diretor Presidente e não terão funções deliberativas.

e) mecanismos de avaliação de desempenho dos membros do conselho de administração, dos comitês e da diretoria

Não existem mecanismos formais de avaliação de desempenho dos órgãos.

12. Assembléia e administração / 12.2 - Regras, políticas e práticas em assembleias

a) prazos de convocação

A convocação é feita mediante anúncio publicado por 3 (três) vezes, no mínimo, contendo, além do local, data e hora da assembleia, a ordem do dia, e, no caso de reforma do estatuto, a indicação da matéria. O prazo de antecedência da primeira convocação será de 15 (quinze) dias e o da segunda convocação de 8 (oito) dias.

b) competências

A assembleia geral ordinária realizar-se-á dentro dos quatro primeiros meses seguintes ao término do exercício social, em dia e hora previamente fixados, para: tomar as contas dos administradores, examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras, deliberar sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição de dividendos; eleger, quando for o caso, os membros do Conselho de Administração; fixar os honorários dos membros do conselho de administração, da diretoria e do conselho fiscal. Compete privativamente à assembleia geral de acionistas deliberar sobre a emissão de debêntures, estabelecendo: I - o valor da emissão ou os critérios de determinação do seu limite, e a sua divisão em séries, se for o caso; II - o número e o valor nominal das debêntures; III - as garantias reais ou a garantia flutuante, se houver; IV - as condições de correção monetária, se houver; V - a conversibilidade ou não em ações e as condições a serem observadas na conversão; VI - a época e as condições de vencimento, amortização ou resgate; VII - a época e as condições do pagamento dos juros, da participação nos lucros e do prêmio de reembolso, se houver; e VIII - o modo de subscrição e colocação e o tipo das debêntures. assembleia geral de acionistas poderá, caso a caso, em conformidade com o artigo 59, §1º da Lei n.º 6.404/76, delegar ao conselho de administração a deliberação sobre as condições mencionadas nos n.ºs VI a VIII deste artigo e sobre a oportunidade da emissão. Compete, ainda, à assembleia geral deliberar acerca do pagamento de juros sobre o capital próprio aos acionistas nos termos da Lei nº 9.249/95 e legislação pertinente. Além dos casos previstos em lei, a assembleia geral será convocada sempre que o conselho de administração achar conveniente, ou nos termos da lei.

c) endereços (físico ou eletrônico) nos quais os documentos relativos à assembleia geral estarão à disposição dos acionistas para análise

Os documentos pertinentes às matérias a serem deliberadas na assembleia geral ordinária encontram-se à disposição dos acionistas, na sede da Companhia e por meio de sistema eletrônico da página da CVM. Encontram-se, ainda, disponíveis no endereço eletrônico da Companhia na *internet*.

d) identificação e administração de conflitos de interesses

O Comitê de Ética, foi criado em 2003 para assegurar o cumprimento do Código de Ética, apurando e avaliando os casos de violação, além de esclarecer dúvidas sobre a interpretação do seu conteúdo. Este comitê é formado pelo presidente, Diretoria de Recursos Humanos e Diretoria Jurídica, Gerência de Auditoria da Endesa Brasil e secretariado pelo Ouvidor Interno - responde também pelo controle e a gestão do Código.

e) solicitação de procurações pela administração para o exercício do direito de voto

O edital de convocação também poderá solicitar ao acionista que deseje ser representado por procurador na assembleia geral, que deposite o respectivo instrumento na sede da Companhia com 72 horas de antecedência do dia marcado para a realização da respectiva assembleia geral.

f) formalidades necessárias para aceitação de instrumentos de procuração outorgados por acionistas, indicando se o emissor admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico

A Companhia não admite procurações outorgadas por meio eletrônico.

A Companhia somente admite procurações originais com poderes específicos para participação em assembleias. Além disso são analisados se os poderes conferidos são permitidos pelo estatuto social ou contrato social do acionista (em caso de acionistas pessoa jurídica) e se o signatário de fato tem poderes para outorgar tal procuração. Todos estes documentos que são analisados, são solicitados com 72 (setenta e duas) horas de antecedência do dia marcado para a realização da assembleia, por ocasião da convocação das assembleias.

Adicionalmente, a Companhia também verifica se a procuração segue ao que estabelece o artigo 126, parágrafo 1º a Lei das Sociedades por Ações.

g) manutenção de fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias

A Companhia não mantém fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias.

h) transmissão ao vivo do vídeo e/ou do áudio das assembleias

A Companhia não transmite ao vivo o vídeo e/ou o áudio das assembleias.

i) mecanismos destinados a permitir a inclusão, na ordem do dia, de propostas formuladas por acionistas

Não há.

12. Assembléia e administração / 12.2 - Regras, políticas e práticas em assembléias

12. Assembléia e administração / 12.4 - Cláusula compromissória - resolução de conflitos

a) frequência das reuniões

O Conselho de Administração reúne-se, com a presença da maioria de seus membros, trimestralmente, ou quando necessário, sempre que convocado por seu presidente ou pelo vice-presidente, ou ainda por dois de seus membros, com a antecedência mínima de 24 horas.

b) se existirem, as disposições do acordo de acionistas que estabeleçam restrição ou vinculação ao exercício do direito de voto de membros do conselho

Não existe acordo de acionistas da Companhia.

c) regras de identificação e administração de conflitos de interesses

O estatuto social da Companhia não tem previsão expressa sobre regras de identificação de conflito de interesses. Para tanto, a Companhia segue as regras estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações, segundo a qual, é vedado ao administrador intervir em qualquer operação social em que tiver interesse conflitante com o da Companhia, bem como na deliberação que a respeito tomarem os demais administradores, cumprindo-lhe notificá-los do seu impedimento e fazer consignar, em ata de reunião do conselho de administração ou da diretoria, a natureza e extensão do seu interesse.

Adicionalmente, os administradores da Companhia devem ter reputação ilibada, não podendo ser eleitos, salvo dispensa da assembleia geral, aquele que tiver interesse conflitante com os da Companhia ou que ocupar cargo em sociedades consideradas concorrentes da Companhia.

12. Assembléia e administração / 12.5/6 - Composição e experiência prof. da adm. e do CF

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos e funções exercidas no emissor		Descrição de outro cargo / função			
Abel Alves Rochinha		Pertence apenas à Diretoria	18/05/2015	1 ano	0
606.567.607-10	Engenheiro	10 - Diretor Presidente / Superintendente	18/05/2015	Sim	0%
Diretor Presidente da Coelce.					
Teobaldo José Cavalcante Leal		Pertence apenas à Diretoria	18/05/2015	1 ano	0
304.786.343-15	Administrador	12 - Diretor de Relações com Investidores	18/05/2015	Sim	0%
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores na Enel Brasil.					
Déborah Meirelles Rosa Brasil		Pertence apenas à Diretoria	18/05/2015	1 ano	0
025.881.547-78	Advogada	19 - Outros Diretores Diretora Jurídica	18/05/2015	Sim	0%
Claudio Manuel Rivera Moya		Pertence apenas à Diretoria	18/05/2015	1 ano	0
058.540.317-10	Engenheiro	19 - Outros Diretores Diretor Técnico	18/05/2015	Sim	0%
Bruno Golebiovski		Pertence apenas à Diretoria	18/05/2015	1 aNO	0
021.834.017-61	Engenheiro	19 - Outros Diretores Diretor Comercial	18/05/2015	Sim	0%
Carlos Ewandro Naegele Moreira		Pertence apenas à Diretoria	18/05/2015	1 ano	0
391.142.017-04	Engenheiro	19 - Outros Diretores Diretor de Recursos Humanos na Enel Brasil.	18/05/2015	Sim	0%
Janaína Savino Villela		Pertence apenas à Diretoria	18/05/2015	1 ano	0
088.290.577-54	Jornalista	19 - Outros Diretores Diretora de Relações Institucionais e Comunicação na Enel Brasil.	18/05/2015	Sim	0%
Claudio César Weyne da Cunha		Pertence apenas à Diretoria	18/05/2015	1 ano	0
721.271.123-34	Contador	19 - Outros Diretores Diretor de Planejamento e Controle	18/05/2015	Sim	0%

12. Assembléia e administração / 12.5/6 - Composição e experiência prof. da adm. e do CF

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos e funções exercidas no emissor		Descrição de outro cargo / função			
Luis Fermin Larumbe Aragón		Pertence apenas ao Conselho de Administração	29/04/2015	1 ano	0
062.411.217-90	Economista	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	29/04/2015	Sim	0%
Manager da Enel Brasil SA.					
Marcelo Andrés Llévènes Rebolledo		Pertence apenas ao Conselho de Administração	29/04/2015	1 ano	0
058.686.147-55	Engenheiro	29 - Outros Conselheiros Membro Efetivo do Conselho de Administração	29/04/2015	Sim	0%
Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque		Pertence apenas ao Conselho de Administração	29/04/2015	1 ano	0
721.694.197-72	Advogado	21 - Vice Presidente Cons. de Administração	29/04/2015	Sim	0%
Diretor Juridico da Enel Brasil.					
Mario Fernando de Melo Santos		Pertence apenas ao Conselho de Administração	29/04/2015	1 ano	0
000.541.194-72	Engenheiro	20 - Presidente do Conselho de Administração	29/04/2015	Sim	0%
Presidente do Conselho de Administração na Enel Brasil.					
José Távora Batista		Pertence apenas ao Conselho de Administração	29/04/2015	1 ano	0
135.402.623-34	Engenheiro	29 - Outros Conselheiros Membro Efetivo do Conselho de Administração	29/04/2015	Sim	0%
Otacilio de Souza Junior		Pertence apenas ao Conselho de Administração	29/04/2015	1 ano	0
705.797.097-87	Analista de Sistemas	27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	29/04/2015	Não	0%
Representante dos empregados.					
Elizabet Codeço de Almeida Lopes		Pertence apenas ao Conselho de Administração	29/04/2015	1 ano	0

12. Assembléia e administração / 12.5/6 - Composição e experiência prof. da adm. e do CF

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos e funções exercidas no emissor		Descrição de outro cargo / função			
222.685.707-97	Advogada	28 - Conselho de Adm. Independente (Suplente)	29/04/2015	Não	0%
Membro Suplente de Otacilio de Souza Junior					
José Alves de Mello Franco		Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	29/04/2015	1 ano	0
283.567.996-00	Engenheiro	39 - Outros Conselheiros / Diretores	29/04/2015	Sim	0%
Diretor de Regulação na Enel Brasil.		Membro Efetivo do Conselho de Administração e Diretor de Regulação.			

Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações / Critérios de Independência

Abel Alves Rochinha - 606.567.607-10

De nacionalidade brasileira, formado em engenharia mecânica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, mestre em engenharia industrial, pós-graduado em administração financeira e em administração. Mais de 16 anos de experiência profissional na área Financeira, sendo 9 anos como Diretor Financeiro em várias indústrias. Foi diretor administrativo-financeiro da Ampla Energia e Serviços S.A. no período de abril de 2004 até maio de 2007. É presidente da Coelce desde 16 de maio de 2007 e eleito Diretor Presidente da Ampla em 18/05/2015.

Teobaldo José Cavalcante Leal - 304.786.343-15

É de nacionalidade brasileira, nascido em 29 de Janeiro de 1968, tem formação em Administração de Empresas pela Universidade Estadual do Ceará (UECE), com especialização em finanças e MBA Empresarial pela Fundação Dom Cabral. Ingressou no Grupo Endesa como Gerente Financeiro da COELCE, cargo no qual esteve de setembro/2003 a maio/2007, depois de 16 anos de atuação no mercado bancário, como responsável de áreas de negociação e controle de operações financeiras, finanças corporativas e mercado de capitais, entre outras funções de gestão financeira e de desenvolvimento econômico. Foi Diretor Administrativo Financeiro e de Relações com Investidores da Coelce de maio de 2007 a junho de 2008, antes de se transferir a Lima (Peru), para exercer o cargo de Diretor Econômico-Financeiro de Endesa naquele país. Regressou ao Brasil em agosto de 2012, para assumir a Direção Financeira e de Relações com Investidores de Endesa Brasil, coordenando estas áreas nas empresas do Grupo no país. Em sua trajetória profissional, participou de Conselhos Deliberativos de fundos de pensão e bolsa de valores no Brasil, além de Conselhos de Administração em empresas do Grupo Endesa, no Brasil e no Peru.

Déborah Meirelles Rosa Brasil - 025.881.547-78

nasceu na cidade de Juiz de Fora, Estado de Minas Gerais em 17 de outubro de 1974. Formou-se em direito pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro em dezembro de 1998. Concluiu o curso de pós-graduação em Direito do Consumidor e da Concorrência (2001) pela Fundação Getúlio Vargas e o MBA de Gestão de Negócios no Ibmecc em 2007. Iniciou sua trajetória profissional na GLOBOCABO/OPERAÇÃO RIO - NET RIO S/A em janeiro de 1999 como advogada. Em novembro de 1999 foi contratada como advogada especialista na área de consumidor da TELEMAR RIO. De fevereiro de 2001 a janeiro de 2004 exerceu diferentes cargos na Gerência Jurídica Operacional da Telemar, foi coordenadora da Equipe de Juizados Especiais Cíveis, coordenadora da área trabalhista e também atuou nas áreas consultivas e de contratos da diretoria jurídica da holding do Grupo Telemar. Em fevereiro de 2004 assumiu a coordenação do departamento jurídico da INFOGLOBO COMUNICAÇÕES LTDA. (Jornal O Globo e EXTRA) sendo responsável por todo o contencioso cível, trabalhista e fiscal da empresa. Em setembro de 2004 iniciou na AMPLA Energia e Serviços S/A como Líder de Processo da área de Unidade de Negócios da Diretoria Jurídica (responsável pela área de consumidor, contratos, criminal e ambiental). Em 27 de novembro de 2006 foi eleita Diretora Jurídica da Ampla.

Claudio Manuel Rivera Moya - 058.540.317-10

De nacionalidade chilena, nascido em 24 de outubro de 1959, é formado em Engenharia Elétrica pela Universidade de Santiago do Chile em 1983. Há vinte anos no Grupo Enersis da Endesa Espanha, sendo quinze dedicados ao combate ao furto de energia e à inadimplência nas empresas distribuidoras do grupo. Na empresa Argentina Edesur, as perdas de energia caíram de 26% para 12%; na distribuidora peruana Edelnor, as perdas foram reduzidas de 19% para 13%; e, na Colômbia, as perdas da Codensa passaram de 22% para 10%. Em todos os países, a gestão se realizou em situações sociais e econômicas muito desfavoráveis. No entanto, sempre se conseguiu assegurar a estabilidade financeira das empresas. Desde 2002 atua na área de recuperação de mercado da Ampla, sendo responsável pelos projetos técnicos, comerciais e sociais orientados a melhorar os índices de perdas e inadimplência. Desde junho de 2008 ocupa o cargo de Diretor de Recuperação de Mercado, o qual foi criado pela reforma estatutária de abril de 2008.

12.8 b) Nos últimos 5 anos não sofreu qualquer condenação criminal, condenação em processo ad

Bruno Golebiovski - 021.834.017-61

De nacionalidade brasileira, nascido em 07 de abril de 1971, graduou-se em Engenharia Elétrica de Produção pela Pontifícia Universidade Católica (PUC/RJ) em 1996. cursou Especialização em Análise de Projetos pela Fundação Getúlio Vargas (FGV/RJ) em 1997 e MBA Executivo pela COPPEAD / UFRJ em 2001. Ingressou no grupo Endesa em 1997 como Engenheiro de Estudo. Em agosto de 2007 foi nomeado responsável pela Área Comercial de Niterói. Em janeiro de 1998 foi designado responsável pelo Centro Operativo de Niterói onde atuou até março de 1999, quando passou a trabalhar como responsável pelo Departamento Comercial da Regional Serrana. Em outubro de 2000 passou ao cargo de Gerente Comercial da Regional Serrana, depois gerente da regional Oceânica e, em novembro de 2002, nomeado Gerente de Recursos Externos até novembro de 2003, quando assumiu o cargo de Gerente de Projetos Integrais onde ficou até dezembro de 2008. EEE em janeiro de 2009 foi designado para o cargo de gerente de Operações Comerciais, onde atuou até setembro de 2011, quando foi eleito Diretor Comercial

Carlos Ewandro Naegele Moreira - 391.142.017-04

De nacionalidade brasileira, nascido em 17 de março de 1956. Formou-se em Engenharia Elétrica pela Escola de Engenharia Veiga de Almeida em 1978. Concluiu os cursos de pós-graduação em análise de projetos (1997) e gerência de energia (2001) pela Fundação Getúlio Vargas no Rio de Janeiro. Trabalha na Companhia desde 1977, quando ingressou como estagiário e onde vem exercendo diferentes cargos como: chefe da divisão de projetos, de maio de 1991 a junho de 1993; chefe de departamento de engenharia do sistema, de julho de 1993 a março de 1997; gerente de engenharia e obras, de março de 1998 a abril de 1999; gerente de operação e manutenção, de maio de 1999 a dezembro de 2000; gerente de coordenação e organização, de janeiro de 2001 a dezembro de 2001; gerente de novos negócios e eficiência energética, de janeiro de 2002 a abril de 2002; gerente de manutenção e obras, de maio de 2002 a agosto de 2005; e diretor de relações institucionais e comunicação, desde setembro de 2005. Foi coordenador do comitê de gestão do racionamento de energia (2001-2002). Ocupou o cargo de Diretor de Relações Institucionais e Comunicação da Companhia, de setembro de 2005 a outubro de 2006. Desde novembro de 2006 ocupa o cargo de Diretor de Recursos Humanos da Companhia. Foi membro do Conselho de Administração da Fundação Braseleiros, de 1999 a 2006.

Janaína Savino Villela - 088.290.577-54

Brasileira, nascida na Cidade do Rio de Janeiro em 12 de fevereiro de 1980, com formação em jornalismo na Faculdade da Cidade. Entre 2002 e 2004 trabalhou no Jornal do Brasil como repórter e redatora de Economia. De 2004 a 2007, atuou como repórter de Economia, Finanças e Política do Valor Econômico, principal jornal de economia do Brasil. Ingressou no grupo Endesa em 2007, como especialista de Comunicação da Ampla. Em 2008, passou a exercer a função de responsável pela área de Comunicação Externa da holding Endesa Brasil e de quatro de suas seis empresas controladas (Ampla, Endesa Cien, Endesa Fortaleza e Endesa Cachoeira). Em 27/03/2013 foi eleita como Diretora de Relações Institucionais e Comunicação da Ampla Energia e Serviços S.A.

Claudio César Weyne da Cunha - 721.271.123-34

Brasileiro, casado, nascido em 28 de abril de 1976, graduou-se em Contabilidade pela Universidade de Fortaleza (Unifor) em 2000. Em 2003 concluiu o MBA em Gestão de Negócios com ênfase em Energia Elétrica pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) e fez curso de especialização no Chile pela Universidade Adolfo Ibañez (Curso Líder em Inovação). Ingressou no grupo Enel em 1999 na Gerência Financeira da Coelce. Em 2001 foi nomeado responsável pelo Departamento de Gestão Financeira ligado a Gerência Financeira da Coelce. Em 2003 assumiu a responsabilidade pelo Departamento de Planejamento e Controle da Coelce. Em 2006 foi trabalhar no Chile como Chefe de Projetos Regionais na Chilectra (Distribuidora do grupo Enel em Santiago). Em meados de 2007 retornou a Coelce para Coordenar o Projeto Luz para Todos. Em 2008 foi nomeado Gerente de Planejamento Estratégico e Controle da Coelce. Em 2009 foi transferido para o Rio de Janeiro para assumir a função de Gerente de Planejamento e Controle das empresas de Distribuição do Grupo Enel no Brasil: Ampla e Coelce. Em 2013 assumiu as funções de Responsável por Planejamento e Controle para o Grupo Enel no Brasil, sendo nomeado Diretor de Planejamento e Controle da Ampla, Diretor de Planejamento e Controle da CDSA, Diretor de Planejamento e Controle da CGTF e Diretor de Planejamento e Controle da CIEN em julho de 2014.

Luis Fermin Larumbe Aragón - 062.411.217-90

Espanhol, casado, nascido em 24 de julho de 1960, graduou-se em Ciências Econômicas e Empresariais pela Universidade Comercial de Deusto (Espanha) em 1983. Em 1991 concluiu o Curso de Registro Oficial de Auditores de Contas (ROAC) na Espanha. Em 2002 participou do Programa de Desenvolvimento de Executivos "Inalde" na Colômbia. Em 2007 concluiu o curso de gestão estratégica da Inovação pela Universidade de Los Andes (Colômbia). Ingressou no grupo Enel em 1985 para trabalhar como especialista no controle de gestão da Electra de Viesgo na Espanha. Em 1987 assumiu o cargo de responsável por essa atividade bem como por auditoria interna onde ficou até 1990, quando assumiu o cargo de responsável por planejamento e controle. Em 1996 passou a ser responsável também pela área de contabilidade. Em 1997 foi para a Codensa, empresa na Colômbia, onde atuou como responsável por controle. A partir de 1999 até 2003 ficou como responsável por planejamento e controle da EMGESA (Colômbia). Em 2004 assumiu o cargo de responsável por administração, finanças e serviços gerais da Codensa, na Colômbia, onde ficou até 2007. Em 2008 assumiu o cargo de responsável por administração, finanças e serviços gerais da Endesa Colômbia. Em 2010 foi a Empresa Nacional de Eletricidade (Chile), onde foi nomeado responsável por planejamento e controle na área de geração Latam e Chile tendo permanecido até maio de 2013, quando assumiu o cargo de responsável por administração, finanças e contabilidade Brasil na Endesa Brasil. Em outubro de 2013 foi eleito Diretor de Planejamento e Controle da Endesa Brasil

Marcelo Andrés Llévènes Rebolledo - 058.686.147-55

Nascido em Santiago, Chile, em 10 de abril de 1963. Formou-se em engenharia comercial pela Universidad do Chile em 1986, onde também cursou pós-graduação em finanças e administração de 1987 a 1989. O Sr. Llévènes Rebolledo tem mestrado em administração de empresas pelo Instituto de Estudios de Empresas em Buenos Aires, Argentina. Também concluiu curso em marketing estratégico pela Kellogg School of Management, Northwestern University, Chicago, Estados Unidos. Iniciou sua carreira profissional como professor de micro e macroeconomia em diversas universidades em Santiago, Chile, de 1984 a 1992. Também atuou como engenheiro de gestão de planejamento na Chilectra de 1986 a 1993. Posteriormente, foi engenheiro da Edesur S.A., Argentina, de 1993 a 1997. Foi contratado como gerente geral da Edelnor S.A., tendo também ocupado o cargo de gerente comercial de 1997 a 1999. Foi contratado como gerente geral da Codensa S.A., onde trabalhou de 1999 a 2001.

Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque - 721.694.197-72

De nacionalidade Brasileira, nascido em 17 de junho de 1962. É graduado em Direito pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Iniciou sua carreira em 1983, como trainee do escritório de Advocacia Gouvêa Vieira Advogados, onde ocupou, entre os anos de 1991 e 2003 a posição de sócio sênior. Desde 2003, membro do Conselho de Administração da Ampla Energia e Serviços. Desde 2005 é Diretor Jurídico da Enel Brasil. Suas principais atividades são: Prática em contencioso administrativo e forense cível, comercial, societário e tributário; Constituição de Empresas, formação de Joint Ventures, acordos de acionistas, consórcios e outros; reorganizações Societárias; Operações de fusões e aquisições de empresas; Coordenação e execução de trabalhos de aquisição de empresas em processos de privatizações nos setores elétrico e de telecomunicações; Trabalhos de consultoria legal de natureza comercial, societária, financeira e regulatória (setor elétrico); Investimentos estrangeiros; Operações de Financiamentos (Corporate e Project Finance); Negociação de aspectos legais de contratos de compra e venda de energia elétrica e de gás natural; Atuação junto a Agência Nacional de Energia Elétrica - aprovação de projetos, operações entre empresas relacionadas e outras. É membro do Conselho de Administração da Ampla Energia e Serviços S.A. desde 10 de janeiro de 1997 e do conselho da Ampla Investimentos e Serviços S.A. desde 28 de abril de 2006

Mario Fernando de Melo Santos - 000.541.194-72

De nacionalidade brasileira, nascido em 18 de Julho de 1938. É graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE). Trabalhou na Companhia Hidroelétrica do São Francisco de 1962 a 1990 exercendo função de Engenheiro e Gerente na área de Construção, Operação e Manutenção do Sistema Energético, Diretor de Operação e Presidente em exercício em diversas oportunidades. Foi coordenador nacional de Abastecimento do Departamento Nacional de Combustíveis SNE/MINFRA, de Julho de 1990 até Abril de 1991. Diretor de Operação de Sistema e Presidente interino nas Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRÁS entre 1991 e 1998. Foi Diretor – Geral da ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico por 08 anos. É presidente do Conselho de Administração da Endesa Brasil S.A. desde 2005 e presidente do Conselho de Administração da Ampla desde 29 de abril de 2008.

José Távora Batista - 135.402.623-34

De nacionalidade brasileira, nascido em 17 de março de 1954. É graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Ceará (UFC), especialista em Subestações e Sistemas de Distribuição de Energia pela Escola de Engenharia da Universidade de Fortaleza (Unifor), especialista em Engenharia de Distribuição pela Escola de Engenharia da UFC e Master in Business Administration em Gestão de Negócios em Energia Elétrica pela Fundação Getúlio Vargas-FGV. Foi admitido na Coelce em 1980, tendo ocupado as chefias de Divisão de Fiscalização de Consumidores, Divisão de Combate a Fraude, Divisão de Manutenção e Operação do Regional Centro, Departamento Regional Centro, Superintendente de Distribuição de Fortaleza, Chefe do Projeto Qualidade de Serviço e Gerente de Distribuição Sul. Ocupa a Diretoria Técnica desde dezembro de 2001. Em 23 de outubro de 2010 foi eleito membro titular do Conselho de Administração da Ampla Energia e Serviços S.A.

Otacílio de Souza Junior - 705.797.097-87

De nacionalidade brasileira, nasceu na cidade de Campos dos Goytacazes, Estado do Rio de Janeiro, em 10 de novembro de 1962. Graduou-se em análise de sistemas pela Universidade Salgado de Oliveira no ano de 2003, com Especialização em Gestão Empresarial Estratégica Executiva, pela Universidade de São Paulo – USP no ano de 2004. Ingressou na antiga CERJ – Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro em 23 de novembro de 1977 através de concurso público, na área de Serviços Gerais, passando pela Diretoria Comercial, na qual se encontra até a presente data. Em 18 de dezembro de 2006 assumiu a Presidência do Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias de Energia Elétrica do Norte e Noroeste Fluminense – STIEENNF, cumprindo seu mandato até 2010 quando foi reeleito para mais um mandato de 4 anos.

Elizabet Codeço de Almeida Lopes - 222.685.707-97

Nasceu na cidade de Campos dos Goytacazes, RJ, em 16 de junho de 1950. Passou a residir em Niterói em 1969, quando ingressou na antiga CELF - Centrais Elétricas Fluminense S.A. através de concurso público, na área de Recursos Humanos. Graduiu-se em Direito pela Universidade Federal Fluminense no ano de 1975, e, também, em Administração de Empresas, pela Sociedade Unificada de Ensino Superior Augusto Mota (SUAM)- RJ. Com a fusão das empresas CELF e CBEE - Companhia Brasileira de Energia Elétrica – CBEE passou a integrar o quadro de pessoal da CERJ, em 1977, onde continuou atuando na área de Recursos Humanos, especificamente no setor de treinamento de pessoal, onde permaneceu por vários anos. Especializou-se em cargos e salários, área em que atuou até à sua aposentadoria, ocorrida em 1995. Alguns anos após, passou a atuar junto à Associação dos Trabalhadores e Aposentados da Ampla (na época CERJ) – ATAERJ, tendo sido eleita em 1999 para o primeiro mandato de Presidente, oportunidade em que contribuiu para o desenvolvimento da Associação. A participação na gestão da ATAERJ (como Presidente e Vice-Presidente) já dura 11 anos. Atualmente, ocupa os cargos de Vice-Presidente e de Diretora Administrativo-Financeira da Associação.

José Alves de Mello Franco - 283.567.996-00

De nacionalidade brasileira, nascido em 17 de novembro de 1957. É graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora - MG, com especialização em Operação de Sistemas Hidrotérmicos pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) e mestre em Engenharia Elétrica pela UNICAMP, na área de planejamento energético. Desde 1982 atua no setor elétrico, começando nas Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - Eletronorte, passando pelo departamento de operação de sistemas, pela divisão de planejamento energético da operação e depois pela assessoria de comercialização de energia da diretoria de operação. Ocupou o cargo de superintendente da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL no período de março de 1998 a fevereiro de 2002. Foi Superintendente da Diretoria de Mercado Atacadista da Light Serviços de Eletricidade S.A no período de fevereiro a novembro de 2002. É membro do Conselho Diretor da ABRADDEE desde 2002. Desde dezembro de 2002, ocupa o cargo de Diretor de Regulação da Ampla Energia e Serviços S.A. Ocupa o cargo de membro efetivo do Conselho de Administração da Ampla Energia e Serviços S.A desde de 29 de abril de 2008.

Abel Alves Rochinha - 606.567.607-10

Teobaldo José Cavalcante Leal - 304.786.343-15

Déborah Meirelles Rosa Brasil - 025.881.547-78

Claudio Manuel Rivera Moya - 058.540.317-10

Bruno Golebiovski - 021.834.017-61

Carlos Ewandro Naegele Moreira - 391.142.017-04

Janaína Savino Villela - 088.290.577-54

Claudio César Weyne da Cunha - 721.271.123-34

Luis Fermin Larumbe Aragón - 062.411.217-90

Marcelo Andrés Llévenes Rebolledo - 058.686.147-55

Antonio Basílio Pires de Carvalho e Albuquerque - 721.694.197-72

Mario Fernando de Melo Santos - 000.541.194-72

José Távora Batista - 135.402.623-34

Otacilio de Souza Junior - 705.797.097-87

Elizabet Codeço de Almeida Lopes - 222.685.707-97

José Alves de Mello Franco - 283.567.996-00

12. Assembléia e administração / 12.7/8 - Composição dos comitês

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não possui comitês estatutários, bem como de demais comitês ou estruturas que não sejam estatutárias.

12. Assembléia e administração / 12.9 - Relações familiares

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não há.

12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			

Exercício Social 31/12/2012Administrador do Emissor

Marcelo Andrés Liévenes Rebolledo
Diretor Presidente

058.686.147-55

Subordinação

Controlador Direto

Pessoa Relacionada

Endesa Brasil S.A.
Diretor Presidente.

07.523.555/0001-67

ObservaçãoAdministrador do Emissor

Carlos Ewandro Naegele Moreira
Diretor de Recursos Humanos

391.142.017-04

Subordinação

Controlador Direto

Pessoa Relacionada

Endesa Brasil S.A.
Diretor de Recursos Humanos

07.523.555/0001-67

ObservaçãoAdministrador do Emissor

José Alves de Mello Franco
Diretor de Regulação

283.567.996-00

Subordinação

Controlador Direto

Pessoa Relacionada

Endesa Brasil S.A.
Diretor de Regulação

07.523.555/0001-67

ObservaçãoAdministrador do Emissor

12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função Teobaldo José Cavalcante Leal Diretor Financeiro e de Relações com Investidores	304.786.343-15	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada Endesa Brasil S.A. Diretor Financeiro e de Relações com Investidores	07.523.555/0001-67		
Observação			

Administrador do Emissor Janaína Savino Villela Diretora de Relações Institucionais e Comunicação	088.290.577-54	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada Endesa Brasil S.A. Diretora de Relações Institucionais e Comunicação	07.523.555/0001-67		
Observação			

Administrador do Emissor Aurélio Ricardo Bustilho de Oliveira Diretor de Planejamento e Controle	002.533.027-65	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada Endesa Brasil S.A. Diretor de Planejamento e Controle	07.523.555/0001-67		
Observação			

Administrador do Emissor Mario Fernando de Melo Santos Presidente do Conselho de Administração	000.541.194-72	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada			

12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função Endesa Brasil S.A. Presidente do Conselho de Administração Observação	07.523.555/0001-67		
<hr/>			
Administrador do Emissor Antônio Basílio Pires de Carvalho e Albuquerque Vice-Presidente do Conselho de Administração Pessoa Relacionada Endesa Brasil S.A. Diretor Jurídico Observação	721.694.197-72	Subordinação	Controlador Direto
<hr/>			
Administrador do Emissor Luciano Alberto Galasso Samaria Membro Efetivo do Conselho de Administração Pessoa Relacionada Chilectra S.A. Diretor Comercial Regional Observação	058.330.147-94	Subordinação	Controlador Indireto
<hr/>			
Administrador do Emissor Cristián Eduardo Fierro Montes Membro Efetivo do Conselho de Administração Pessoa Relacionada Chilectra S.A. Diretor Presidente Observação	600.208.163-16	Subordinação	Controlador Indireto
<hr/>			
Administrador do Emissor Cristián Eduardo Fierro Montes Membro Efetivo do Conselho de Administração Pessoa Relacionada Chilectra S.A. Diretor Presidente Observação	05.723.875/0001-35		

12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			

Administrador do Emissor

Ramón Francisco Castañeda Ponce
Membro Efetivo do Conselho de Administração

060.764.987-90

Subordinação

Controlador Indireto

Pessoa Relacionada

Chilectra S.A.
Diretor Técnico Regional

05.723.875/0001-35

Observação**Exercício Social 31/12/2011****Administrador do Emissor**

Mario Fernando de Melo Santos
Presidente do Conselho de Administração

000.541.194-72

Subordinação

Controlador Direto

Pessoa Relacionada

Endesa Brasil
Presidente do Conselho de Administração

07.523.555/0001-67

Observação**Administrador do Emissor**

Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque
Vice-Presidente do Conselho de Administração

721.694.197-72

Subordinação

Controlador Direto

Pessoa Relacionada

Endesa Brasil
Conselheiro e Diretor Jurídico

07.523.555/0001-67

Observação

12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
José Alves de Mello Franco Membro Efetivo do Conselho de Administração	283.567.996-00	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada			
Endesa Brasil Diretor de Regulação	07.523.555/0001-67		
Observação			

Administrador do Emissor			
Cristián Eduardo Fierro Montes Membro efetivo do Conselho de Administração	600.208.163-16	Subordinação	Controlador Indireto
Pessoa Relacionada			
Chilectra Diretor Presidente	05.723.875/0001-35		
Observação			

Administrador do Emissor			
André Moragas da Costa Diretor de Relações Institucionais e Comunicação	012.314.247-45	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada			
Endesa Brasil Diretor de Relações Institucionais e Comunicação	07.523.555/0001-67		
Observação			

Administrador do Emissor			
Ramón Francisco Castañeda Ponce Membro Efetivo do Conselho de Administração	060.764.987-90	Subordinação	Controlador Indireto

12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Chilectra	05.723.875/0001-35		
Gerente de Planejamento e gestão econômica			
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Luciano Alberto Galasso Samaria	058.330.147-94	Subordinação	Controlador Indireto
Membro Efetivo do Conselho de Administração			
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Chilectra	05.723.875/0001-35		
Diretor Comercial Regional Latam			
<u>Observação</u>			

12. Assembléia e administração / 12.11 - Acordos /Seguros de administradores

12.11 No caso da existência de apólice de seguro, que preveja o pagamento ou o reembolso de despesas suportadas pelos administradores, decorrentes de reparação de danos causados a terceiros ou à companhia, o emissor deverá incluir, além da descrição das disposições do seguro, informação sobre o valor do prêmio de seguro de responsabilidade civil para os administradores.

A Companhia possui Seguro de Responsabilidade Civil de Administradores e Diretores (D&O), contratado com a seguradora AIG SEGUROS BRASIL S.A, com vigência de 10/11/2013 a 10/11/2014, com o valor do prêmio de R\$ 26.067,05.

12. Assembléia e administração / 12.12 - Práticas de Governança Corporativa

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

13. Remuneração dos administradores / 13.1 - Política/prática de remuneração

13.1. Descrever a política ou prática de remuneração do conselho de administração, da diretoria estatutária e não estatutária, do conselho fiscal, dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, de risco, financeiro e de remuneração, abordando os seguintes aspectos:

a) objetivos da política ou prática de remuneração

b) composição da remuneração, indicando:

i. descrição dos elementos da remuneração e os objetivos de cada um deles

ii. qual a proporção de cada elemento na remuneração total

iii. metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração

iv. razões que justificam a composição da remuneração

a) objetivos da política ou prática de remuneração:

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações e com o estatuto social da Companhia, é responsabilidade dos acionistas, reunidos em Assembleia Geral Ordinária, fixar, anualmente, o montante global da remuneração dos membros da sua administração.

Adicionalmente, a política de remuneração da Companhia é estipulada considerando, para cada cargo, conhecimentos exigidos, complexidade das atividades e resultados específicos.

A filosofia e as políticas de remuneração se aplicam aos membros do conselho de administração e do conselho fiscal, bem como aos membros da diretoria da Companhia.

b) composição da remuneração:

Conselho de Administração

Dentre os membros do conselho de administração da Companhia, apenas o conselheiro representante dos empregados e os conselheiros independentes fazem retirada, fixa, por reunião participada, de pro-labore.

Diretoria

Os componentes da remuneração dos membros da diretoria da Companhia e a proporção de cada elemento na remuneração total estão descritos a seguir:

Salário-base: salário nominal, também definido como a remuneração fixa; e

Remuneração variável: bônus baseado em metas corporativas e individuais e pagamento anual.

Benefícios: compõem a remuneração indireta de curto prazo. A Companhia oferece benefícios, tais como: (a) assistência médico-hospitalar; (b) assistência odontológica; (c) seguro de vida; (d) previdência complementar; (e) check-up médico; e (f) veículo designado para cargos de alta liderança (apenas para diretoria da Companhia).

13. Remuneração dos administradores / 13.1 - Política/prática de remuneração

Para a diretoria da Companhia a proporção de cada elemento na remuneração total é a seguinte, por exercício social:

	2011	2012	2013
Remuneração fixa	73%	69%	64%
Remuneração variável	18%	25%	31%
Benefícios	9%	6%	5%

A metodologia de cálculo para o reajuste da remuneração total da diretoria é definida pelo acionista controlador (Endesa Brasil S.A.) considerando os índices de inflação do ano anterior.

c) principais indicadores de desempenho que são levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração

A remuneração pelo salário-base e benefícios não estão relacionados a indicadores, pois seguem práticas de mercado.

A remuneração variável é baseada em indicadores de desempenho, tais como: geração operacional de caixa, medida pelo EBITDA; lucro líquido; DEC (Duração Equivalente por Consumidor); FEC (Frequência Equivalente por Consumidor); pesquisa ABRADÉE (ISQP); cobrabilidade; dívida vencida; índice de perdas; clima laboral; acidentes - taxas de frequência e gravidade; orçamento (investimento + OYM + pessoal).

d) como a remuneração é estruturada para refletir a evolução dos indicadores de desempenho

O salário-base e os benefícios não são alterados, pois seguem práticas do mercado (conforme descrito acima). A remuneração variável está diretamente relacionada aos resultados de desempenho corporativos e individuais.

e) como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses do emissor de curto, médio e longo prazo

A remuneração fixa segue padrões de mercado. A remuneração variável está composta por indicadores de desempenho, os quais estão alinhados com os objetivos da Companhia, para garantir a sua sustentabilidade no curto, médio e longo prazo.

f) existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos

A Diretoria da Companhia possui remuneração suportada por algum(s) de seu(s) acionista(s) controlador(s) diretos ou indiretos, conforme divulgado no item 13.15.

g) existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário do emissor

Não aplicável.

13. Remuneração dos administradores / 13.1 - Política/prática de remuneração

13. Remuneração dos administradores / 13.2 - Remuneração total por órgão**Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2013 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	9,00	9,00		18,00
Nº de membros remunerados	0,00	0,00		0,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	0,00	4.306.093,26		4.306.093,26
Benefícios direto e indireto	0,00	313.471,61		313.471,61
Participações em comitês	14.000,00	0,00		14.000,00
Outros	0,00	0,00		0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	2.097.532,72		2.097.532,72
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	0,00		0,00
Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00		0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00		0,00
Observação				
Total da remuneração	14.000,00	6.717.097,59		6.731.097,59

13. Remuneração dos administradores / 13.2 - Remuneração total por órgão**Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2012 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	9,00	10,00		19,00
Nº de membros remunerados	0,00	0,00		0,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	0,00	3.623.299,01		3.623.299,01
Benefícios direto e indireto	0,00	318.746,08		318.746,08
Participações em comitês	20.000,00	0,00		20.000,00
Outros	0,00	0,00		0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	1.335.438,20		1.335.438,20
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	0,00		0,00
Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00		0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00		0,00
Observação				
Total da remuneração	20.000,00	5.277.483,29		5.297.483,29

13. Remuneração dos administradores / 13.2 - Remuneração total por órgão**Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2011 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	9,00	10,00		19,00
Nº de membros remunerados	0,00	0,00		0,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	0,00	3.644.536,42		3.644.536,42
Benefícios direto e indireto	0,00	467.623,64		467.623,64
Participações em comitês	10.800,00	0,00		10.800,00
Outros	0,00	0,00		0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	893.589,70		893.589,70
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	0,00		0,00
Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00		0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00		0,00
Observação				
Total da remuneração	10.800,00	5.005.749,76		5.016.549,76

13. Remuneração dos administradores / 13.3 - Remuneração variável

13.3. Em relação à remuneração variável dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

a) órgão

b) número de membros

c) em relação ao bônus:

i. valor mínimo previsto no plano de remuneração

ii. valor máximo previsto no plano de remuneração

iii. valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas

iv. valor efetivamente reconhecido no resultado dos 3 últimos exercícios sociais

d) em relação à participação no resultado:

i. valor mínimo previsto no plano de remuneração

ii. valor máximo previsto no plano de remuneração

iii. valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas

iv. valor efetivamente reconhecido no resultado dos 3 últimos exercícios sociais

Não há remuneração variável para os membros do Conselho de Administração.

Diretoria Estatutária Ampla	2011	2012	2013	2014 (Prevista)ⁱ
Número de membros	10	10	10	10
Bônus:	-	-	-	-
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	1.105.471,80	1.618.712,97	2.510.511,93	4.862.415,35
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	921.226,50	1.348.927,47	2.092.093,28	4.052.012,79
Valor efetivamente reconhecido no resultado	893.589,70	1.335.438,20	2.097.532,72	4.052.012,79
Em relação à participação no resultado:	-	-	-	-
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	-	-	-	-
Valor efetivamente reconhecido no resultado dos 3 últimos exercícios sociais	-	-	-	-
Remuneração total da Diretoria Estatutária	893.589,70	1.335.438,20	2.097.532,72	4.052.012,79

ⁱ O valor efetivamente apresentado para o exercício de 2014 é apenas uma previsão, uma vez que ainda não foi apurado o resultado.

13. Remuneração dos administradores / 13.4 - Plano de remuneração baseado em ações

13.4. Em relação ao plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, em vigor no último exercício social e previsto para o exercício social corrente, descrever:

- a) termos e condições gerais
- b) principais objetivos do plano
- c) forma como o plano contribui para esses objetivos
- d) como o plano se insere na política de remuneração do emissor
- e) como o plano alinha os interesses dos administradores e do emissor a curto, médio e longo prazo
- f) número máximo de ações abrangidas
- g) número máximo de opções a serem outorgadas
- h) condições de aquisição de ações
- i) critérios para fixação do preço de aquisição ou exercício
- j) critérios para fixação do prazo de exercício
- k) forma de liquidação
- l) restrições à transferência das ações
- m) critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano
- n) efeitos da saída do administrador dos órgãos do emissor sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações

Não aplicável.

13. Remuneração dos administradores / 13.5 - Remuneração baseada em ações

13.5. Informar a quantidade de ações ou cotas direta ou indiretamente detidas, no Brasil ou no exterior, e outros valores mobiliários conversíveis em ações ou cotas, emitidos pelo emissor, seus controladores diretos ou indiretos, sociedades controladas ou sob controle comum, por membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão, na data de encerramento do último exercício social

Companhia	Conselho de Administração Em 31/12/2012	Conselho Fiscal Em 31/12/2012	Diretoria Estatutária Em 31/12/2012
De Emissão da Própria Companhia	162.842	0	327
Ações Ordinárias	162.842	0	327
Controladores Diretos ou Indiretos	3	0	0
Endesa Brasil S/A	3	0	0
Sociedades Controladas	-	-	-
Sociedades sob Controle Comum	4	0	10
Cia. Energética do Ceará S/A – Ações Preferenciais	4	0	7
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S/A – Ações Ordinárias	0	0	1
Centrais Geradoras Termofortaleza S/A – Ações Ordinárias	0	0	1
Ampla Investimentos S/A - Ações Ordinárias	0	0	0
Companhia de Interconexão Energética S/A – Ações Ordinárias	0	0	1

13. Remuneração dos administradores / 13.6 - Opções em aberto

13.6. Em relação à remuneração baseada em ações reconhecida no resultado dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente, do conselho de administração e da diretoria estatutária, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

a) órgão

b) número de membros

c) em relação a cada outorga de opções de compra de ações:

i. data de outorga

ii. quantidade de opções outorgadas

iii. prazo para que as opções se tornem exercíveis

iv. prazo máximo para exercício das opções

v. prazo de restrição à transferência das ações

vi. preço médio ponderado de exercício de cada um dos seguintes grupos de opções:

- em aberto no início do exercício social

- perdidas durante o exercício social

- exercidas durante o exercício social

- expiradas durante o exercício social

d) valor justo das opções na data de outorga

e) diluição potencial em caso de exercício de todas as opções outorgadas

Não aplicável.

13. Remuneração dos administradores / 13.7 - Opções exercidas e ações entregues

13.7. Em relação às opções em aberto do conselho de administração e da diretoria estatutária ao final do último exercício social, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

a) órgão

b) número de membros

c) em relação às opções ainda não exercíveis

i. quantidade

ii. data em que se tornarão exercíveis

iii. prazo máximo para exercício das opções

iv. prazo de restrição à transferência das ações

v. preço médio ponderado de exercício

vi. valor justo das opções no último dia do exercício social

d) em relação às opções exercíveis

i. quantidade

ii. prazo máximo para exercício das opções

iii. prazo de restrição à transferência das ações

iv. preço médio ponderado de exercício

v. valor justo das opções no último dia do exercício social

vi. valor justo do total das opções no último dia do exercício social

Não aplicável.

13. Remuneração dos administradores / 13.8 - Precificação das ações/opções

13.8. Em relação às opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, nos 3 últimos exercícios sociais, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

a) órgão

b) número de membros

c) em relação às opções exercidas informar:

i. número de ações

ii. preço médio ponderado de exercício

iii. valor total da diferença entre o valor de exercício e o valor de mercado das ações relativas às opções exercidas

d) em relação às ações entregues informar:

i. número de ações

ii. preço médio ponderado de aquisição

iii. valor total da diferença entre o valor de aquisição e o valor de mercado das ações adquiridas

Não aplicável.

13. Remuneração dos administradores / 13.9 - Participações detidas por órgão

13.9. Descrição sumária das informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.6 a 13.8, tal como a explicação do método de precificação do valor das ações e das opções, indicando, no mínimo:

a) modelo de precificação

b) dados e premissas utilizadas no modelo de precificação, incluindo o preço médio ponderado das ações, preço de exercício, volatilidade esperada, prazo de vida da opção, dividendos esperados e a taxa de juros livre de risco

c) método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados de exercício antecipado

d) forma de determinação da volatilidade esperada

e) se alguma outra característica da opção foi incorporada na mensuração de seu valor justo

Não aplicável.

13. Remuneração dos administradores / 13.10 - Planos de previdência

13.10. Em relação aos planos de previdência em vigor conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários, fornecer as seguintes informações em forma de tabela:

- a) órgão
- b) número de membros
- c) nome do plano
- d) quantidade de administradores que reúnem as condições para se aposentar
- e) condições para se aposentar antecipadamente
- f) valor atualizado das contribuições acumuladas no plano de previdência até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores
- g) valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores
- h) se há a possibilidade de resgate antecipado e quais as condições

O Conselho de Administração não apresenta plano de previdência diferenciado. Em relação à Diretoria estatutária, informamos o que segue:

	Exercício social findo em 31/12/2013
a) Órgão	Diretoria Estatutária
b) Número de membros	6
c) Nome do plano	PACV – Plano de Aposentadoria de Contribuição Variável
d) Quantidade de administradores que reúnem as condições para se aposentar	2
e) Condições para se aposentar antecipadamente	O participante pode aposentar-se pelo plano desde que tenha, no mínimo, 50 anos de idade e cinco anos de contribuição.
f) valor atualizado das contribuições acumuladas no plano de previdência até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	9.824.621
g) Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	85.533,79
h) se há possibilidade de resgate antecipado e quais as condições	Ao se desligar da patrocinadora, possuindo 5 anos de contribuição, é possível o resgate de 100% das contribuições corrigidas e parte dos valores aportados pela patrocinadora (2/12% ao mês até o máximo de 50%).

13. Remuneração dos administradores / 13.11 - Remuneração máx, mín e média

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A eficácia do presente item encontra-se suspensa em relação aos associados do IBEF – Instituto Brasileiro de Executivos de Finanças, do qual o Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Companhia é afiliado e, por consequência, às sociedades às quais estejam associados (no caso à Companhia), em razão de liminar deferida pela 5ª Vara Federal da Seção Judiciária do Rio de Janeiro no âmbito da ação ordinária nº 2010.5101002888-5, ajuizada pelo IBEF.

13. Remuneração dos administradores / 13.12 - Mecanismos remuneração/indenização

13.12. Descrever arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturam mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria, indicando quais as consequências financeiras para o emissor

Nos casos de dispensa sem justa causa, ou por motivo de reorganização societária, não existe nenhuma previsão contratual de pagamento de indenização nem de manutenção de benefícios.

Entretanto, o pagamento de indenizações, benefícios e/ou consultoria de recolocação profissional, fica a critério e liberalidade da Companhia.

13. Remuneração dos administradores / 13.13 - Percentual partes relacionadas na rem.

13.13. Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, indicar o percentual da remuneração total de cada órgão reconhecida no resultado do emissor referente a membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores, diretos ou indiretos, conforme definido pelas regras contábeis que tratam desse assunto.

Conselho de Administração	2011	2012	2013
Remuneração Total Conselho de Administração	10.800,00	20.000,00	6.000,00
% da remuneração total para partes relacionadas aos controladores	0%	0%	0%

Diretoria Estatutária	2011	2012	2013
Remuneração Total Diretoria Estatutária	5.005.749,76	5.277.483,29	6.717.097,59
Remuneração Albino, Bruno Golebiovski, Claudio Rivera, Deborah Meirelles.	3.149.318,58	3.215.542,52	3.938.750,12
Remuneração dos Diretores que também são Diretores da Endesa Brasil	1.856.431,17	2.061.940,77	2.778.347,47
% da remuneração total para partes relacionadas aos controladores	37%	39%	41%

13. Remuneração dos administradores / 13.14 - Remuneração - outras funções

13.14. Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, indicar os valores reconhecidos no resultado do emissor como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão, por qualquer razão que não a função que ocupam, como por exemplo, comissões e serviços de consultoria ou assessoria prestados

Não aplicável.

13. Remuneração dos administradores / 13.15 - Rem. reconhecida - controlador/controlada

13.15. Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, indicar os valores reconhecidos no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor, como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal do emissor, agrupados por órgão, especificando a que título tais valores foram atribuídos a tais indivíduos.

Conselho de Administração	2011	2012	2013
Remuneração em:	-	-	-
Controladores Diretos e Indicadores	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-
Sociedades sob Controle Comum	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-
Controladas	-	-	-
Fixa	-	-	-
Variável	-	-	-

Diretoria Estatutária	2011	2012	2013
Remuneração em:			
Controladores Diretos e Indicadores (Endesa Brasil)	506.006,78	419.361,84	402.208,92
Fixa	368.408,38	287.916,28	257.841,89
Variável	137.598,40	131.445,56	144.367,03
Sociedades sob Controle Comum (Geradoras, Ampla Energ. e Prátil)	927.020,34	1.050.055,82	1.580.782,23
Fixa	674.935,73	720.924,35	1.013.383,48
Variável	252.084,61	329.131,47	567.398,75
Controladas	-		
Fixa	-		
Variável	-		

Destacamos que 100% dos valores apresentados neste quadro referem-se à remuneração atribuída aos Diretores do emissor em razão de os mesmos também exercerem esta mesma função (pertencerem à Diretoria) em empresas controladoras (diretas e indiretas) e em sociedades sob controle comum.

13. Remuneração dos administradores / 13.16 - Outras inf. relev. - Remuneração

13.16. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Todas as informações relevantes foram divulgadas nos itens acima.

14. Recursos humanos / 14.1 - Descrição dos recursos humanos

a) número de empregados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)

Empregados	Exercício social findo em 31/12/2013	Exercício social findo em 31/12/2012	Exercício social findo em 31/12/2011
Angra dos Reis	25	29	28
Araruama	13	11	13
CaboFrio	42	46	44
Camposde Goytacazes / SãoFidelis	73	74	78
Cantagalo	14	18	18
Duque de Caxias	1	5	12
Fortaleza*	18	14	8
Itaboraí	2	2	4
Itaperuna	2	35	40
Macaé	46	42	51
Magé	38	38	42
Maricá*	5	7	9
Niterói	545	533	570
Petrópolis / Areal	41	43	40
Resende	15	17	15
Santo Antonio de Pádua	27	29	33
São Gonçalo	191	189	171
Teresópolis	7	9	11
Total Geral	1105	1141	1187

Empregados	Exercício social findo em 31/12/2013	Exercício social findo em 31/12/2012	Exercício social findo em 31/12/2011
Diretoria	5	7	7
Gerência	117	122	101
Administrativo	613	537	506
Produção	401	475	573
Total geral	1136	1141	1187

14. Recursos humanos / 14.1 - Descrição dos recursos humanos**b) número de terceirizados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)**

Terceirizados	Exercício social findo em 31/12/2013	Exercício social findo em 31/12/2012	Exercício social findo em 31/12/2011
Angra dos Reis	341	265	258
Araruama	142	102	166
CaboFrio	414	518	428
Camposde Goytacazes / São Fidelis	466	474	473
Cantagalo	120	111	8
Duque de Caxias	Polo Desativado - Colaboradores em Magé	109	182
Fortaleza	Não existe esse Polo na Ampla	-	-
Itaboraí	22	11	356
Itaperuna	175	182	305
Macaé	399	392	391
Magé	395	266	290
Marica	83	86	83
Niterói	1686	1936	1.787
Petrópolis / Areal	231	220	256
Resende	106	99	107
Santo Antonio de Pádua	137	136	150
São Gonçalo	1090	1291	1.441
Teresópolis	129	131	170
Total Geral	5936	6329	6851

Atividade	Exercício social findo em 31/12/2013	Exercício social findo em 31/12/2012	Exercício social findo em 31/12/2011
Comercial	2152	2206	2.061
Mercado	912	1397	1.880
Recursos Humanos	7	41	237
Planejamento e Controle	0	12	1
Financeira	240	445	355
Tecnologia da Informação	21	16	9
Relações Institucionais	1	5	3
Jurídica	38	54	58
Técnica	2389	2153	2.247
GBS	176		
Total	5936	6329	6851

c) índice de rotatividade

14. Recursos humanos / 14.1 - Descrição dos recursos humanos

	Exercício social findo em 31/12/2013	Exercício social findo em 31/12/2012	Exercício social findo em 31/12/2011
Índice de Rotatividade (<i>Turnover</i>)	5,50%	9,80%	8,00%

d) exposição do emissor a passivos e contingências trabalhistas

A tabela abaixo demonstra a contingência trabalhista dos valores provisionados pela Companhia nos respectivos fechamento, para maiores detalhes sobre os processos, vide item 4.3 deste Formulário.

	Exercício social findo em 31/12/2013	Exercício social findo em 31/12/2012	Exercício social findo em 31/12/2011
Exposição do emissor a passivos e contingências trabalhistas (Valores Provisionados - R\$ milhões)	149	155	149

14. Recursos humanos / 14.2 - Alterações relevantes-Rec. humanos

Não há alteração relevante a ser comentada.

14. Recursos humanos / 14.3 - Política remuneração dos empregados

a) política de salários e remuneração variável

A Companhia considera sua política de recursos humanos como parte integrante de sua estratégia empresarial. Por meio desta política ela assegura:

- Remuneração alinhada às práticas de mercado em função do valor que agrega à organização;
- Definição de uma estrutura de cargos, carreira e salários adequada e transparente aos processos organizacionais;
- Geração de um conjunto de orientações e regras de remuneração e movimentação de cargo;
- Comunicação interna para que o colaborador conheça com clareza as suas atribuições, responsabilidades e possibilidades de crescimento;
- Pagamento de Bônus para Executivos e PPR para Demais funcionários, anualmente, de acordo com um índice de cumprimento de metas pré-estabelecidas e avaliação comportamental;
- Condições de atrair e reter os profissionais necessários para a Companhia por meio do alinhamento às faixas da mediana de mercado dentro de um painel selecionado

Os diretores não estatutários da Companhia recebem salário base, bônus e benefícios; Os diretores estatutários da Companhia recebem pró-labore, bônus e benefícios e os demais empregados são remunerados com salário base, PPR e benefícios.

b) política de benefícios

A política de benefícios da Companhia visa a assegurar benefícios usualmente concedidos no mercado. Assim, os principais benefícios concedidos são:

- para os Executivos: Veículo, plano de saúde, plano odontológico, previdência privada, seguro de vida e check-up anual; e
- para os demais empregados da Companhia: plano de saúde, plano odontológico, previdência privada e seguro de vida.

Além disso, a Companhia dispõe de uma política de treinamento e desenvolvimento que incentiva o aperfeiçoamento profissional de seus colaboradores.

c) características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não-administradores, identificando:

- grupos de beneficiários*
- condições para exercício*
- preços de exercício*
- prazos de exercício*
- quantidade de ações comprometidas pelo plano*

A Companhia não possui planos de remuneração baseados em ações.

14. Recursos humanos / 14.4 - Relações emissor / sindicatos

14.4. Descrever as relações entre o emissor e sindicatos

Os empregados da Emissora são filiados aos Sindicatos dos Eletricitários e Sindicato dos Engenheiros do Rio de Janeiro que abrangem a área de concessão da Ampla, quais sejam, Stieen (base Niterói), Stieennf (base Norte e Noroeste), Stiepar (base Angra e Parati) e Senge (Sindicato dos Engenheiros). A Emissora mantém um bom nível de relacionamento com os Sindicatos. Nos acordos coletivos há a previsão de reuniões entre a Emissora e o Sindicatos, além de reuniões extraordinárias quando solicitadas, a fim de prestar informações de ações relacionadas com os colaboradores. Os acordos coletivos de trabalho da Emissora têm vigência de um ou dois anos. Anualmente, na data-base em outubro, são negociadas as cláusulas de reajuste salarial e benefícios.

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações					
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social

AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:

0	0,000	0	0,000	0	0,000
---	-------	---	-------	---	-------

Chilectra Inversud S.A

07.294.410/0001-31	Chile	Não	Sim	30/06/2010	
824.607.526.461	21,022	0	0,000	824.607.526.461	21,022
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %			
TOTAL	0	0.000			

Chilectra S.A

05.723.875/0001-35	Chile	Não	Sim	30/06/2010	
405.768.824.339	10,345	0	0,000	405.768.824.339	10,345
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %			
TOTAL	0	0.000			

Enel Brasil S.A atual denominação social de Endesa Brasil S.A

07.523.555/0001-67	Brasileira-RJ	Não	Sim	20/01/2015	
1.839.121.933.344	46,886	0	0,000	1.839.121.933.344	46,886
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %			
TOTAL	0	0.000			

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações					
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Enersis S.A					
05.717.031/0001-81	Chile	Não	Sim	30/06/2010	
838.778.795.523	21,384	0	0,000	838.778.795.523	21,384
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
OUTROS					
14.238.838.779	0,363	0	0,000	14.238.838.779	0,363
TOTAL					
3.922.515.918.446	100,000	0	0,000	3.922.515.918.446	100,000

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário	Tipo de pessoa		CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Chilectra Inversud S.A				07.294.410/0001-31		
Chilectra S.A.						
05.453.583/0001-20	Chile	Não	Sim	03/04/2013		
56.901	100,000	0	0,000	56.901	100,000	
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
TOTAL						
56.901	100,000	0	0,000	56.901	100,000	

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações					
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Chilectra S.A				05.723.875/0001-35	
Enersis S.A.					
05.723.875/0001-35	Chile	Não	Sim	03/04/2013	
1.140.130.668	99,080	0	0,000	1.140.130.668	99,080
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
OUTROS					
10.586.599	0,920	0	0,000	10.586.599	0,920
TOTAL					
1.150.717.267	100,000	0	0,000	1.150.717.267	100,000

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário	Tipo de pessoa		CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Enel Brasil S.A atual denominação social de Endesa Brasil S.A				07.523.555/0001-67		
Chilectra Inversud S.A.						
07.294.410/0001-31	Chilena	Não	Sim	20/01/2015		
10.342.306	5,790	0	0,000	10.342.306	5,790	
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
Chilectra S.A.						
05.453.583/0001-20	Chilena	Não	Sim	20/01/2015		
9.275.291	5,190	0	0,000	9.275.291	5,190	
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
Edegel S.A.						
07.483.028/0001-76	Peruana	Não	Não	20/01/2015		
6.957.053	3,890	0	0,000	6.957.053	3,890	
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %				
TOTAL	0	0.000				

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário	Tipo de pessoa		CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações					
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Enel Brasil S.A atual denominação social de Endesa Brasil S.A				07.523.555/0001-67	
Empresa Nacional de Electricidad S.A.					
	Chilena	Não	Sim	20/01/2015	
60.299.607	33,750	0	0,000	60.299.607	33,750
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
Enel Brasil (Ações em Tesouraria)					
	Brasileira	Não	Não	20/01/2015	
4.618.298	2,580	0	0,000	4.618.298	2,580
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
Enersis S.A.					
05.723.875/0001-35	Chilen	Não	Sim	20/01/2015	
87.200.363	48,800	0	0,000	87.200.363	48,800
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
OUTROS					
7	0,000	0	0,000	7	0,000

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Enel Brasil S.A atual denominação social de Endesa Brasil S.A				07.523.555/0001-67		
TOTAL						
178.692.925	100,000	0	0,000	178.692.925	100,000	

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações					
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Enersis S.A				05.717.031/0001-81	
Enel Iberoamerica SRL					
	Italiana	Não	Sim	20/10/2015	
9.967.630.058	20,300	0	0,000	9.967.630.058	20,300
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
Enel Latinoamérica S.A.					
	Chilena	Não	Sim	22/01/2015	
19.794.583.473	40,320	0	0,000	19.794.583.473	40,320
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
OUTROS					
19.330.559.231	39,380	0	0,000	19.330.559.231	39,380
TOTAL					
49.092.772.762	100,000	0	0,000	49.092.772.762	100,000

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações					
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Chilectra S.A.				05.453.583/0001-20	
Enersis S.A					
05.723.875/0001-35		Não	Sim	03/04/2013	
1.140.130.668	99,080	0	0,000	1.140.130.668	99,080
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
OUTROS					
10.586.599	0,920	0	0,000	10.586.599	0,920
TOTAL					
1.150.717.267	100,000	0	0,000	1.150.717.267	100,000

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações					
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Edegel S.A.				07.483.028/0001-76	
Empresa Nacional de Electricidad S.A.					
	Chilena	Não	Sim	23/08/2013	
674.338.567	29,400	0	0,000	674.338.567	29,400
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
Generandes Perú S.A					
	Peruana	Não	Sim	23/08/2013	
1.243.168.378	54,200	0	0,000	1.243.168.378	54,200
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
OUTROS					
376.161.649	16,400	0	0,000	376.161.649	16,400
TOTAL					
2.293.668.594	100,000	0	0,000	2.293.668.594	100,000

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário	Tipo de pessoa		CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações					
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Empresa Nacional de Electricidad S.A.					
Adm. Fundos de Pensão					
		Não	Não	31/12/2010	
1.307.192.772	15,940	0	0,000	1.307.192.772	15,940
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
ADR (Citibank)					
		Não	Não	31/12/2010	
319.958.940	3,900	0	0,000	319.958.940	3,900
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
Corretoras de Bolsa de Valores					
		Não	Não	31/12/2010	
433.872.817	5,290	0	0,000	433.872.817	5,290
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %			
TOTAL	0	0.000			

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário	Tipo de pessoa		CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Empresa Nacional de Electricidad S.A.						
Enersis S.A.						
05.723.875/0001-35	Chilena	Não	Sim	03/04/2013		
4.919.488.794	59,980	0	0,000	4.919.488.794	59,980	
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
OUTROS						
897.271.951	10,940	0	0,000	897.271.951	10,940	
Pessoas Físicas						
		Não	Não			
323.969.306	3,950	0	0,000	323.969.306	3,950	
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
TOTAL						
8.201.754.580	100,000	0	0,000	8.201.754.580	100,000	

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário	Tipo de pessoa		CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Enel Latinoamérica S.A.						
Enel Iberoamerica SRL						
		Não	Sim	29/01/2015		
249.584.027	100,000	0	0,000	249.584.027	100,000	
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
TOTAL						
249.584.027	100,000	0	0,000	249.584.027	100,000	

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário	Tipo de pessoa		CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Chilectra Inversud S.A.				07.294.410/0001-31		
OUTROS						
56.901	100,000	0	0,000	56.901	100,000	
TOTAL						
56.901	100,000	0	0,000	56.901	100,000	

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações					
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Chilectra S.A.				05.453.583/0001-20	
OUTROS					
1.150.717.267	100,000	0	0,000	1.150.717.267	100,000
TOTAL					
1.150.717.267	100,000	0	0,000	1.150.717.267	100,000

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário	Tipo de pessoa		CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Enel Brasil (Ações em Tesouraria)						
OUTROS						
1	100,000	0	0,000	1	100,000	
TOTAL						
1	100,000	0	0,000	1	100,000	

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário	Tipo de pessoa		CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Enel Iberoamerica SRL						
OUTROS						
6.186.419.603	100,000	0	0,000	6.186.419.603	100,000	
TOTAL						
6.186.419.603	100,000	0	0,000	6.186.419.603	100,000	

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário	Tipo de pessoa		CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Enersis S.A.				05.723.875/0001-35		
OUTROS						
149.092.772.762	100,000	0	0,000	149.092.772.762	100,000	
TOTAL						
149.092.772.762	100,000	0	0,000	149.092.772.762	100,000	

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações					
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Enersis S.A.				05.723.875/0001-35	
OUTROS					
49.092.772.762	100,000	0	0,000	49.092.772.762	100,000
TOTAL					
49.092.772.762	100,000	0	0,000	49.092.772.762	100,000

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário	Tipo de pessoa		CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Enel Iberoamerica SRL						
Enel S.P.A						
		Não	Sim	03/04/2013		
6.186.419.603	100,000	0	0,000	6.186.419.603	100,000	
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
TOTAL						
6.186.419.603	100,000	0	0,000	6.186.419.603	100,000	

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário	Tipo de pessoa		CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações					
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Generandes Perú S.A					
Empresa Nacional de Electricidad S.A.					
	Chilena	Não	Sim	11/09/2013	
520.578.464	61,000	0	0,000	520.578.464	61,000
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
OUTROS					
0	0,000	0	0,000	0	0,000
Southern Cone Power Perú S.A.					
	Peruana	Não	Não	11/09/2013	
332.850.556	39,000	0	0,000	332.850.556	39,000
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
TOTAL					
853.429.020	100,000	0	0,000	853.429.020	100,000

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário	Tipo de pessoa		CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Empresa Nacional de Electricidad S.A.						
OUTROS						
8.201.754.580	100,000	0	0,000	8.201.754.580	100,000	
TOTAL						
8.201.754.580	100,000	0	0,000	8.201.754.580	100,000	

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações					
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Enersis S.A				05.723.875/0001-35	
OUTROS					
49.092.772.762	100,000	0	0,000	49.092.772.762	100,000
TOTAL					
49.092.772.762	100,000	0	0,000	49.092.772.762	100,000

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações					
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Enersis S.A.				05.723.875/0001-35	
OUTROS					
49.092.772.762	100,000	0	0,000	49.092.772.762	100,000
TOTAL					
49.092.772.762	100,000	0	0,000	49.092.772.762	100,000

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário	Tipo de pessoa		CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações					
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Enel S.P.A					
Cassa Depositi e Prestiti					
	Italiana	Não	Sim	03/04/2013	
627.528.282	10,140	0	0,000	627.528.282	10,140
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
Ministério de Economia					
	Italiana	Não	Sim	03/04/2013	
1.305.237.516	21,100	0	0,000	1.305.237.516	21,100
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
Outros					
		Não	Não		
4.254.064.541	68,760	0	0,000	4.254.064.541	68,760
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
OUTROS					
0	0,000	0	0,000	0	0,000

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo de pessoa	CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações					
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Enel S.P.A					
TOTAL					
6.186.830.339	100,000	0	0,000	6.186.830.339	100,000

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário	Tipo de pessoa		CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Empresa Nacional de Electricidad S.A.						
OUTROS						
8.201.754.580	100,000	0	0,000	8.201.754.580	100,000	
TOTAL						
8.201.754.580	100,000	0	0,000	8.201.754.580	100,000	

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário	Tipo de pessoa		CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Cassa Depositada e Prestita						
OUTROS						
1	100,000	0	0,000	1	100,000	
TOTAL						
1	100,000	0	0,000	1	100,000	

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário	Tipo de pessoa		CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Ministério de Economía						
OUTROS						
1	100,000	0	0,000	1	100,000	
TOTAL						
1	100,000	0	0,000	1	100,000	

15. Controle e grupo econômico / 15.3 - Distribuição de capital

Data da última assembleia / Data da última alteração	30/04/2013
Quantidade acionistas pessoa física	1.161
Quantidade acionistas pessoa jurídica	39
Quantidade investidores institucionais	33

Ações em Circulação

Ações em circulação correspondente a todas ações do emissor com exceção das de titularidade do controlador, das pessoas a ele vinculadas, dos administradores do emissor e das ações mantdas em tesouraria

Quantidade ordinárias	14.238.838.779	0,363%
Quantidade preferenciais	0	0,000%
Total	14.238.838.779	0,363%

15. Controle e grupo econômico / 15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

Vide organograma apresentado no item 8.2.

15. Controle e grupo econômico / 15.5 - Acordo de Acionistas

Não há acordo de acionistas em relação ao emissor arquivado na sede da Companhia.

15. Controle e grupo econômico / 15.6 - Alterações rel. particip. - controle e Adm

15.6. Indicar alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor:

(I) Incorporação da Investluz S.A. e Ampla Investimentos e Serviços S.A. pela Endesa Brasil S.A.

Em 21 de novembro de 2013 foi realizada operação de incorporação da Ampla Investimentos e Serviços S.A. e da Investluz S.A. pela Endesa Brasil S.A.

(II) Inversiones Sudamerica pela Enersis S.A.

Em 01 de outubro de 2013, em decorrência de operação ocorrida no Chile, a sociedade Inversiones Sudamerica Limitada foi dissolvida e extinta de pleno direito por haver se tornado uma subsidiária integral da Enersis S.A. Em decorrência desta operação, todos os ativos de propriedade de Inversiones Sudamerica Limitada foram transferidos para a sua única acionista, a Enersis S.A., inclusive suas participações societárias na Endesa Brasil S.A., Ampla Energia e Serviços S.A. e Ampla Investimentos e Serviços S.A.

(III) Endesa Latinoamérica e Cono Sur Participaciones S.L

Em 26 de dezembro de 2012, foi realizada uma operação de cisão parcial entre a Endesa Latinoamérica S.A. e a Cono Sur Participaciones S.L., ambas sociedades com sede na Espanha. Através desta cisão, as 302.186.887.655 ações ordinárias de emissão da Ampla Energia e Serviços S.A. representativas de 7,70% do seu capital social, de propriedade da Endesa Latinoamérica foram transferidas, junto com outros ativos, para a Cono Sur. Esta operação tem por objetivo uma mera reestruturação interna de ativos, portanto ela não implicará em alteração da composição do controle ou da estrutura administrativa da Ampla Energia. Além disso, a Cono Sur não detém, direta ou indiretamente, quaisquer bônus ou outros direitos de subscrição de ações, opções de compra de ações ou debêntures conversíveis em ações da Companhia; e não há em vigor qualquer acordo de acionistas ou contrato registrado regulando o exercício do direito de voto ou a compra e venda de valores mobiliários de emissão da Companhia. Esta informação foi devidamente divulgada, conforme fato relevante publicado em 27 de dezembro de 2012.

(iv) Ampla Energia e Serviços S.A. e Endesa Latinoamérica

Em 04 de agosto de 2011, o acionista controlador indireto da companhia, Endesa Latinoamérica, S.A., com sede na Calle Ribeira del Loira, 60 – Madri - Espanha (a seguir Endesa Latam), celebrou com a EDP – Energias de Portugal, S.A. (a seguir EDP), um contrato de compra e venda de ações com condição suspensiva, por meio do qual a Endesa Latam adquiriu as 302.176.533.045 ações ordinárias de propriedade da EDP e representativas de 7,70% do capital social da companhia. Em 04 de outubro de 2011, a operação foi consumada passando a Endesa Latam a ser acionista direta da companhia. Em 03 de novembro de 2011, a Endesa Latam juntamente com o Banco Itaú BBA S.A., na qualidade de instituição intermediária ("Instituição Intermediária"), apresentaram à Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") o pedido de registro de oferta pública de aquisição de ações por aumento de participação ("OPA") objetivando a aquisição da totalidade das ações de emissão da Ampla Energia e Serviços S.A. ("Companhia") em circulação no mercado, nos termos da Instrução CVM 361/2002, ao preço de R\$1,07 (um real e sete centavos) por lote de mil ações. Em 19 de abril de 2012, ocorreu a liquidação da OPA (i.e. no prazo de três dias úteis após a data do Leilão, conforme item 3.2 do Edital). Com a conclusão do Leilão, a Endesa Latam ("Ofertante") adquiriu 10.354.610 ações ordinárias de emissão da Companhia, pelo preço por lote de mil ações de R\$1,07 previsto no Edital, totalizando um valor de R\$11.079,43.

(i) Enel

Conforme os fatos relevantes divulgados pela Ampla em 10 de outubro de 2007 e 27 de fevereiro de 2009, a Enel e a Acciona, então na qualidade de acionistas controladores da Endesa Espanha, sociedade com sede em Madri, Reino da Espanha, e controladora indireta da Ampla, assinaram, em 20 de fevereiro de 2009, um acordo por meio do qual a Enel (diretamente e/ou por meio de sociedades por ela controladas) adquiriria de Acciona (e/ou de suas controladas) ações representativas de 25,01% do capital social e votante da Endesa Espanha. O acordo foi concluído em 25 de junho de 2009, conforme fato relevante divulgado pela Ampla em 26 de junho de 2009, consolidando a posição da Enel como acionista controladora da Endesa Espanha, aumentando sua participação de 6,705% para 92,06% do capital social e votante desta última.

15. Controle e grupo econômico / 15.7 - Principais operações societárias

Quadro 15.1 – Identificar acionista ou grupo de acionistas controladores

Em relação a Cassa Depositi e Prestiti (CDP) – acionista da Enel S.P.A – esclarecemos que trata-se de uma sociedade sob o controle público, sendo o governo italiano detentor de 80,1% das ações e um amplo grupo de fundações de bancos com 18,4%. Os 1,5% das ações restantes estão em tesouraria.

Com relação ao acionista da Administradora de Fondos de Pensiones Provida S.A. – AFP Provida não é possível identificar seu acionista BBVA Inversiones Chile S.A. da forma solicitada pelo item 15.1 do Formulário de Referência tendo em vista tratar-se de um fundo de pensão.

Em relação ao acionista da Enersis S.A Titulares de American Depositary Receipt (ADR's), segue abaixo a lista com os proprietários dos títulos em 31 de dezembro de 2013:

Nombre o Razón Social	Rut	Numero de Acciones	Participación
Endesa Latinoamérica S.A.	59.072.610-9	19.794.583.473	40,32%
Endesa S.A. (Endesa España)	59.066.580-0	9.967.630.058	20,30%
Citibank N.A. (según circular N°1.375 SVS)	59.135.290-3	5.260.330.500	10,72%
AFP Provida S.A.	98.000.400-7	1.770.756.659	3,61%
Banco de Chile (por cuenta de terceros)	97.004.000-5	1.654.861.817	3,37%
AFP Habitat S.A.	98.000.100-8	1.645.665.591	3,35%
AFP Capital S.A.	98.000.000-1	1.329.819.976	2,71%
AFP Cuprum S.A.	98.001.000-7	1.287.690.305	2,62%
Banco Itaú (por cuenta de inversionistas)	76.645.030-K	1.241.226.075	2,53%
Banco Santander (por cuenta de inv. extranjeros)	97.036.000-K	840.379.612	1,71%
Bolsa Electrónica de Chile Bolsa de Valores	96.551.730-8	317.045.355	0,65%
Banchile Corredores de Bolsa S.A.	96.571.220-8	297.494.819	0,61%
Subtotal 12 accionistas		45.407.484.240	92,49%
Otros 7.188 accionistas		3.685.288.522	7,51%
TOTAL 7.200 ACCIONISTAS		49.092.772.762	100%

16. Transações partes relacionadas / 16.1 - Regras, políticas e práticas - Part. Rel.

As operações mencionadas no item 16.2 são consideradas pela Emissora como tendo sido realizadas por valor de mercado e em condições não mais favoráveis a que seriam oferecidas a terceiros.

Adicionalmente, todas as operações descritas abaixo foram devidamente aprovadas no âmbito societário de cada uma das partes envolvidas, obedecendo aos dispostos nos respectivos estatutos e/ou contratos sociais, bem como aos termos do artigo 115 da Lei das Sociedades por Ações, que determina que o acionista ou o administrador, conforme o caso, nas assembleias gerais ou nas reuniões da administração, abstenha-se de votar nas deliberações relativas: (i) ao laudo de avaliação de bens com que concorrer para a formação do capital social; (ii) à aprovação de suas contas como administrador; e (iii) a quaisquer matérias que possam beneficiá-lo de modo particular ou que seu interesse conflite com o da Companhia.

Especificamente no caso da Companhia, compete ao seu Conselho de Administração a fixação da orientação geral dos negócios da Companhia, inclusive aqueles relacionados aos contratos a serem firmados com quaisquer dos administradores e acionistas da Companhia, ou sociedades a eles relacionadas.

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido	Saldo existente	Montante	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Fundação Ampla de Seguridade Social - Brasiletros	01/01/2002	138.758.496,14	R\$393.339 mil em 31 de dezembro de 2013.	Não é possível aferir	Não aplicável	SIM	0,000000
Relação com o emissor	A Companhia é patrocinadora da Fundação Ampla Seguridade Social						
Objeto contrato	Cobertura, consolidação e garantia junto à Companhia de refinanciamento dos custos decorrentes para completa integralização da Reserva a Amortizar calculadas anualmente e/ou sempre que necessário na reavaliação atuarial elaborada pelo Atuário Oficial William M. Mercer Ltda., cujos custos com composição das Reservas Técnicas e Fundos em 31.12.2001, conforme parecer atuarial em 31.12.2001 dos planos da Brasiletros, foram aprovados pela Patrocinadora Ampla e o conselho de curadores da Brasiletros.						
Garantia e seguros	Direitos creditórios que a Companhia possui ou venha a possuir da arrecadação das contas de energia elétrica efetivamente realizadas, até o montante do débito vencido.						
Rescisão ou extinção	Não aplicável						
Natureza e razão para a operação	i. natureza e razões para a operação: refinanciamento dos custos decorrentes para completa integralização da Reserva a Amortizar dos planos da Brasiletros. ii. taxa de juros cobrada: 6% a.a. calculados sobre os saldos devedores atualizados monetariamente pelo INPC, ou por outro qualquer que venha a substituí-lo, pelo Sistema Price de Amortização, a partir de 01.06.07, vencíveis no último dia de cada mês.						
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Endesa Brasil S.A.	31/08/2009	424.000,00	saldo nulo em 31 de dezembro de 2013.	Não é possível aferir.	Não há prazo definido.	SIM	0,000000
Relação com o emissor	A Endesa Brasil é o controlador direto da Ampla Energia.						
Objeto contrato	Não existe contrato. Trata-se de operação isolada que está sendo regularizada.						
Garantia e seguros	Não existem garantias e seguros.						
Rescisão ou extinção	Não Aplicável.						
Natureza e razão para a operação	i. natureza e razões para a operação: trata-se de operação isolada de pagamentos de pequenas despesas realizados pela Ampla em nome da Endesa Brasil e que já foi devidamente regularizada, por isso o saldo está nulo em 31 de dezembro de 2012. ii. taxa de juros cobrada: Não Aplicável.						
Posição contratual do emissor							
Especificar							
En Brasil Comércio e Serviços S.A (Prátil)	17/12/2009	0,00	R\$ 54 mil no ativo circulante em 31 de dezembro de 2013.	Não é possível aferir.	4 anos, a partir de 17 de dezembro de 2009.	NÃO	0,000000

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido	Saldo existente	Montante	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Pertence ao mesmo grupo controlador, Endesa Brasil S.A, que tem participação relevante em ambas as partes.						
Objeto contrato	Cobrança na fatura de energia elétrica de valores referentes aos serviços e/ou produtos ofertados pela Prátil aos seus clientes, efetuando o repasse à Prátil após a arrecadação.						
Garantia e seguros	Não existem garantias e seguros.						
Rescisão ou extinção	O contrato poderá ser rescindido em caso de inadimplência ou o não cumprimento das obrigações por ambas as partes. Em caso de inadimplemento pela Companhia, a Prátil poderá notificá-la para no prazo de 5 dias úteis satisfazer plenamente a obrigação descumprida, sob pena de multa não compensatória no valor de 50% da média mensal de todo valor arrecadado pela Prátil em razão do contrato, sem prejuízo do pagamento de eventuais perdas e danos a que der causa a título de indenização suplementar.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Enersis Agência	30/12/2011	0,00	134 mil.	Não é possível aferir.	Não há prazo definido.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Pertence ao mesmo grupo controlador.						
Objeto contrato	Compra de software.						
Garantia e seguros	Não possui garantias ou seguros.						
Rescisão ou extinção	Não Aplicável.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Enel Energy	01/01/2013	0,00	Saldo de R\$ 1.587 mil em 31 de dezembro de 2013.	Não é possível aferir.	-	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora Indireta. A Ampla Energia e Serviços S.A. é uma companhia do Grupo Enel, uma das maiores empresas de energia do Mundo. O Grupo produz, distribui e vende energia sustentável, respeitando as pessoas e o meio ambiente. A Enel fornece energia para mais de 60 milhões de clientes residenciais e corporativos em 40 Países, e cria valor para 1,3 milhão de investidores.						

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido	Saldo existente	Montante	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	A Companhia mantém contrato com a Enel Energy referente a serviços de licenciamento, implementação e manutenção de software. Esse contrato totalizou um montante de R\$ 1.610 como custo de serviço no exercício findo em 31 de dezembro de 2013 (nulo em 2012), e o correspondente passivo de R\$ 1.587 em 31 de dezembro de 2013 (nulo em 2012).						
Garantia e seguros	-						
Rescisão ou extinção	-						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Companhia de Interconexão Energética – CIEN	30/12/2002	2.488.743,71	R\$298 mil em 31 de dezembro de 2013.	Não é possível aferir	Até o final do período de concessão.	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Pertence ao mesmo grupo controlador, Endesa Brasil S.A, que tem participação relevante em ambas as partes.						
Objeto contrato	Serviços de transmissão de energia elétrica com o ONS.						
Garantia e seguros	Direitos creditórios que a Companhia possui ou venha a possuir da arrecadação das contas de energia elétrica efetivamente realizadas, até 110% do débito vencido.						
Rescisão ou extinção	A ONS é a responsável pela definição das transmissoras que prestam serviço a AMPLA, dessa forma esse órgão também define a duração do contrato de transmissão de energia.						
Natureza e razão para a operação	i. natureza e razões para a operação: Não Aplicável. ii. taxa de juros cobrada: Não Aplicável.						
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Centrais Elétricas Cachoeiras Douradas S/A – CDSA	19/04/2005	0,00	R\$772 mil em 31 de dezembro de 2013.	Não é possível aferir.	O início do suprimento da energia contratada, com potência associada dar-se-á a zero hora do dia 1º de janeiro de 2008 e terminará às vinte e quatro horas do dia 31 de dezembro de 2015.	SIM	0,000000

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido	Saldo existente	Montante	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Pertence ao mesmo grupo controlador, Endesa Brasil S.A, que tem participação relevante em ambas as partes.						
Objeto contrato	Comercialização de energia elétrica no ambiente regulado – CCEAR, em decorrência do 2º leilão ocorrido em 02 de abril de 2005.						
Garantia e seguros	Direitos creditórios que a Companhia possui ou venha a possuir da arrecadação das contas de energia elétrica efetivamente realizadas, até 110% do débito vencido.						
Rescisão ou extinção	O contrato poderá ser rescindido de pleno direito, a critério da parte adimplente, na ocorrência de qualquer das seguintes hipóteses: (i) falência, dissolução ou liquidação judicial ou extrajudicial da outra parte, mediante aviso ou notificação com antecedência de dez dias; (ii) na eventualidade da outra parte ter revogada qualquer autorização legal, governamental ou regulatória indispensável ao cumprimento das atividades e obrigações previstas no contrato, inclusive mas não se limitando à concessão de serviço público, permissão ou autorização; (iii) em caso de inadimplência do comprador e frustrada a execução da garantia ofertada; (iv) caso a garantia financeira apresentada se torne inexecutável por razões imputáveis ou não a ação ou omissão do comprador, e esta, notificada a substituí-la por outra garantia de igual teor e forma, não o faça no prazo de quinze dias úteis; (v) caso o contrato de constituição de garantia não seja firmado; (vi) em caso de inadimplência de qualquer obrigação contratual por qualquer das partes.						
Natureza e razão para a operação	i. natureza e razões para a operação: Não Aplicável. ii. taxa de juros cobrada: Não Aplicável.						
Posição contratual do emissor							
Especificar							

16. Transações partes relacionadas / 16.3 - Tratamento de conflitos/Comutatividade

As operações com partes relacionadas estão sempre sujeitas à aprovação / fiscalização da ANEEL, em caráter prévio ou posterior, conforme regulamentação específica. Ademais, em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações, qualquer acionista ou membro do conselho de administração está proibido de votar em deliberação acerca de matéria em que tenha interesses conflitantes com os da Companhia, ficando a decisão cabível aos demais membros que não possuem qualquer relação com a matéria em exame.

17. Capital social / 17.1 - Informações - Capital social

Data da autorização ou aprovação	Valor do capital	Prazo de integralização	Quantidade de ações ordinárias	Quantidade de ações preferenciais	Quantidade total de ações
Tipo de capital	Capital Emitido				
26/11/2013	1.298.230.386,65		3.922.515.918.446	0	3.922.515.918.446
Tipo de capital	Capital Subscrito				
26/11/2013	1.298.230.386,65		3.922.515.918.446	0	3.922.515.918.446
Tipo de capital	Capital Integralizado				
26/11/2013	1.298.230.386,65		3.922.515.918.446	0	3.922.515.918.446
Tipo de capital	Capital Autorizado				
05/12/2006	142.307.692,88		0	0	0

17. Capital social / 17.2 - Aumentos do capital social

Data de deliberação	Orgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão	Tipo de aumento	Ordinárias	Preferenciais	Total ações	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
26/11/2013	Assemblei Geral Extraordinaria	26/11/2013	300,000,000.00	Sem emissão de ações	0	0	0	0.00000000	0.00	R\$ por Unidade

Critério para determinação do preço de emissão

Forma de integralização

17. Capital social / 17.3 - Desdobramento, grupamento e bonificação

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Desde 1º de janeiro de 2008, não houve nenhum desdobramento, grupamento ou bonificação de ações de emissão da Companhia.

17. Capital social / 17.4 - Redução do capital social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não ocorreram na Companhia redução de capital nos últimos três exercícios sociais.

17. Capital social / 17.5 - Outras inf. relevantes-Capital social

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

18. Valores mobiliários / 18.1 - Direitos das ações

Espécie de ações ou CDA	Ordinária
Tag along	80,000000
Direito a dividendos	Todos os acionistas tem direitos iguais sobre os dividendos a ser distribuído conforme regras definidas no item 3.4 (b) deste Formulário.
Direito a voto	Pleno
Conversibilidade	Não
Direito a reembolso de capital	Sim
Descrição das características do reembolso de capital	O valor do reembolso, conforme art. 45 da Lei das Sociedades Anônimas, será determinado com base no valor patrimonial constante do último balanço provado pela Assembleia Geral.
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	<p>Nos termos da Instrução da CVM nº 358, de 3 de janeiro de 2002, conforme alterada, a Companhia, os acionistas controladores, os membros do conselho de administração, os diretores e membros do conselho fiscal, os membros dos comitês e de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, criados por disposição estatutária, bem como qualquer outra pessoa que tenha conhecimento de informação referente a ato ou fato relevante, sabendo que se trata de informação ainda não divulgada ao mercado, são proibidos de negociar com valores mobiliários de emissão da Companhia, incluindo operações com derivativos que envolvam valores mobiliários de emissão da Companhia, antes da divulgação ao mercado de ato ou fato relevante ocorrido nos negócios da Companhia.</p> <p>Esta restrição também é aplicável: (A) aos membros do conselho de administração, diretores e membros do Conselho Fiscal que se afastarem de cargos na administração da Companhia anteriormente à divulgação de negócio ou fato iniciado durante</p>
Resgatável	Não
Hipóteses de resgate e fórmula de cálculo do valor de resgate	
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, nem o estatuto social, tampouco as deliberações adotadas pelos acionistas em assembleias gerais de sociedade por ações podem privar os acionistas dos seguintes direitos: (a) direito a participar da distribuição dos lucros; (b) direito a participar, na proporção da sua participação no capital social, da distribuição de quaisquer ativos remanescentes na hipótese de liquidação da Companhia; (c) direito de preferência na subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição, exceto em determinadas circunstâncias previstas na Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976; (d) direito de fiscalizar, na forma prevista na Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976, a gestão dos negócios sociais; (e) direito de votar nas assembleias gerais; e (f) direito a retirar-se da Companhia, nos casos previstos na Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976.
Outras características relevantes	Todas as características relevantes foram divulgadas nos itens acima.

18. Valores mobiliários / 18.2 - Regras estatutárias que limitem direito de voto

O estatuto social da Companhia não contém regras que limitem o direito de voto de acionistas, bem como, não possui regras que os obriguem a realizar oferta pública.

18. Valores mobiliários / 18.3 - Suspensão de direitos patrim./políticos

Não há qualquer exceção ou cláusula suspensiva relativa a direitos patrimoniais previstas no estatuto social da Companhia.

18. Valores mobiliários / 18.4 - Volume/cotação de valores mobiliários**Exercício social 31/12/2013**

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado Unidade	Valor maior cotação Unidade	Valor menor cotação Unidade	Fator cotação	Valor média cotação Unidade
31/03/2013	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	78.430	1,23	1,03	R\$ por Lote de Mil	0,00
30/06/2013	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	313.904	1,90	0,93	R\$ por Lote de Mil	0,00
30/09/2013	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	245.157	1,43	1,06	R\$ por Lote de Mil	0,00
31/12/2013	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	162.475	1,30	1,15	R\$ por Lote de Mil	0,00

Exercício social 31/12/2012

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado Unidade	Valor maior cotação Unidade	Valor menor cotação Unidade	Fator cotação	Valor média cotação Unidade
31/03/2012	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	307.637	2,03	1,59	R\$ por Lote de Mil	0,00
30/06/2012	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	231.068	1,70	1,31	R\$ por Lote de Mil	0,00
30/09/2012	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	155.133	1,50	1,22	R\$ por Lote de Mil	0,00
31/12/2012	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	89.940	1,64	1,10	R\$ por Lote de Mil	0,00

Exercício social 31/12/2011

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado Unidade	Valor maior cotação Unidade	Valor menor cotação Unidade	Fator cotação	Valor média cotação Unidade
31/03/2011	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	771.536	1,40	1,13	R\$ por Lote de Mil	0,00
30/06/2011	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	239.765	1,34	1,12	R\$ por Lote de Mil	0,00
30/09/2011	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.427.070	1,45	1,01	R\$ por Lote de Mil	0,00
31/12/2011	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	2.642.193	3,40	1,21	R\$ por Lote de Mil	0,00

18. Valores mobiliários / 18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Identificação do valor mobiliário	4ª Emissão de Debêntures
Data de emissão	01/08/2006
Data de vencimento	01/08/2012
Quantidade	37.000
Valor total	370.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Não
Características dos valores mobiliários de dívida	<p>Remuneração das debêntures</p> <p>As debêntures renderão juros correspondentes às taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros - DI de um dia, Extra-Grupo, expressas na forma percentual ao ano, base 252 dias úteis, calculadas e divulgadas pela CETIP, acrescidas exponencialmente de spread de 0,85%, conforme definido em processo de bookbuilding, conforme explicitado no item 4.7.2 da escritura de emissão, incidente sobre o valor nominal da debênture, pro rata temporis, a partir da data de emissão ou da última data de pagamento da remuneração, conforme o caso, e pagos ao final de cada período de capitalização, conforme definidos nos itens 4.7.3 e 4.7.4 da escritura de emissão.</p> <p>Pagamento da remuneração das debêntures</p> <p>A remuneração das debêntures será paga semestralmente, a partir da data de emissão, sendo que a última data de pagamento da remuneração deverá coincidir com a data de vencimento das debêntures. Desse modo, a primeira data de pagamento da remuneração será 1º de fevereiro de 2007, a segunda data de pagamento da remuneração da será 1º de agosto de 2007 e as datas de pagamento da remuneração subsequentes serão os mesmos dias 1º de fevereiro e 1º de agosto dos anos subsequentes, até a data de vencimento.</p> <p>Aquisição Facultativa.</p> <p>A Emissora poderá, a qualquer tempo, adquirir as debêntures em circulação, por preço não superior ao seu valor nominal, ou ao saldo do valor nominal, se for o caso, acrescido da remuneração aplicável até a data da aquisição, calculada pro rata temporis, desde a data de emissão ou da última data de pagamento da remuneração, observado o disposto no artigo 55, parágrafo 2º da Lei das Sociedades por Ações. As debêntures objeto de aquisição facultativa poderão ser canceladas, permanecer em tesouraria ou ser novamente colocadas no mercado.</p>
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Não haverá repactuação das debêntures.
Outras características relevantes	<p>Agente Fiduciário:</p> <p>Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, cujos direitos e obrigações estão estabelecidos nos termos da escritura particular da 4ª Emissão de debêntures, observada a Instrução CVM 28/83. É devida ao agente fiduciário, uma remuneração a ser paga em parcelas trimestrais de R\$6.000,00, sendo a primeira devida na data da assinatura da escritura de emissão e as demais a cada 90 dias. As parcelas serão reajustadas pela variação acumulada do IGP-M a partir de 01 de julho de 2006, ou na falta deste, ou ainda na impossibilidade de sua utilização, pelo índice que vier a substituí-lo, a partir da data do primeiro pagamento até as datas dos pagamentos subsequentes, calculadas pro rata die.</p>

18. Valores mobiliários / 18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Identificação do valor mobiliário	6ª Emissão de Debêntures
Data de emissão	15/06/2011
Data de vencimento	15/06/2018
Quantidade	30.000
Valor total	300.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Não
Características dos valores mobiliários de dívida	<p>Remuneração: (1) as debêntures da 1ª série não terão o seu valor nominal unitário atualizado e farão jus a uma remuneração correspondente à variação acumulada da Taxa DI over Extra-Grupo, base 252 dias, calculada e divulgada pela CETIP S.A. – Balcão Organizado de Ativos e Derivativos ("CETIP" e "Taxa DI") acrescida exponencialmente de spread a ser definido em procedimento de bookbuilding, observado o spread máximo de 1,40% ao ano, e (2) as debêntures da 2ª série terão seu valor nominal unitário atualizado pela variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, e farão jus a uma remuneração a ser definida em procedimento de bookbuilding, observada a remuneração máxima equivalente a 145 bps acrescida exponencialmente à remuneração da Nota do Tesouro Nacional - série B ("NTN-B") com vencimento em maio de 2015. A remuneração das debêntures da 1ª série será paga semestralmente, a partir da data de emissão, e a atualização monetária e remuneração da 2ª série serão pagas anualmente, a partir da data de emissão.</p> <p>Espécie e garantias: as Debêntures serão da espécie quirografária, sem garantia adicional.</p> <p>Prazo e condições de vencimento, amortização, resgate e vencimento antecipado: (1) Prazo e condições de vencimento: As debêntures da 1ª série terão prazo final de cinco anos e as debêntures da 2ª série terão prazo final de sete anos, ambos contados a partir da data de emissão; (2) Amortização: o valor nominal unitário das debêntures da 1ª série será amortizado em duas parcelas iguais, anualmente, a partir do 4º ano, e o valor nominal unitário das debêntures da 2ª série será amortizado em três parcelas iguais, anualmente, a partir do 5º ano; (3) Resgate: haverá um prazo de carência, na curva do papel, com pagamento de prêmio, tudo ainda por ser definido pela Companhia em conjunto com os bancos coordenadores da emissão; e (4) Vencimento Antecipado: as debêntures terão certos eventos que acionarão o seu vencimento antecipado, que serão definidos de comum acordo entre a Companhia e os bancos coordenadores da emissão, com base nas práticas usuais de mercado e da Companhia.</p> <p>Colocação: as Debêntures serão objeto de uma oferta pública de distribuição com esforços restritos, nos termos da Instrução CVM nº 476/09.</p> <p>Classificação de risco: as Debêntures contarão com uma classificação de risco mínimo em escala local a ser concedido pela S&P, Moody's ou Fitch equivalente a "AA-", em linha com as emissões recentes da Companhia.</p> <p>Mercado secundário: SND – Módulo Nacional de Debêntures, administrado e operacionalizado pela CETIP S.A. – Balcão Organizado de Ativos e Derivativos.</p>
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Não haverá repactuação programada.
Outras características relevantes	Agente fiduciário: Pentagono S.A. DTVM.

18. Valores mobiliários / 18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Identificação do valor mobiliário	7ª Emissão de Debêntures
Data de emissão	15/06/2012
Data de vencimento	15/06/2019
Quantidade	40.000
Valor total	400.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Não
Características dos valores mobiliários de dívida	<p>Remuneração: (1) o valor nominal unitário das debêntures da 1ª série não será corrigido ou atualizado monetariamente e fará jus a uma remuneração correspondente a 100% (cem por cento) da variação acumulada das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, “over extra grupo”, base 252 dias úteis, calculadas e divulgadas pela CETIP (“Taxa DI Over”), acrescida exponencialmente de spread a ser definido de acordo com o processo de Bookbuilding, observando o spread máximo de 1,18% ao ano. (2) O valor nominal unitário das debêntures da 2ª série será atualizado monetariamente, a partir da data de emissão, pela variação do IPCA e fará jus a uma remuneração a ser definida de acordo com o procedimento de Bookbuilding. A remuneração aplicável às debêntures da 2ª série observará (i) uma taxa mínima de 6,90% ao ano; e (ii) uma taxa máxima equivalente à remuneração das Notas do Tesouro Nacional – Série B, com vencimento em agosto de 2020, apurada pela média aritmética das negociações das NTN-B 2020 a serem apuradas nos 5 dias imediatamente anteriores à data do Procedimento de Bookbuilding, conforme taxas indicativas divulgadas pela ANBIMA, acrescida de spread máximo de até 1,50% ao ano.</p> <p>Espécie e garantias: as Debêntures serão da espécie quirografária, sem garantia adicional.</p> <p>Prazo e condições de vencimento, amortização, resgate e vencimento antecipado: (1) Prazo e condições de vencimento: As debêntures da 1ª série terão prazo final de cinco anos e as debêntures da 2ª série terão prazo final de sete anos, ambos contados a partir da data de emissão; (2) Amortização: o valor nominal unitário das debêntures da 1ª série será amortizado em duas parcelas iguais, anualmente, a partir do 4º ano, e o valor nominal unitário das debêntures da 2ª série será amortizado em três parcelas iguais, anualmente, a partir do 5º ano; (3) Resgate antecipado: a Emissora poderá, observados os termos e condições estabelecidos e mediante deliberação em reunião do conselho do conselho de administração da emissora, a seu exclusivo critério: (i) a partir do 24º mês, exclusive, contado da data de emissão, para as debêntures da 1ª série, e (ii) a partir do 36º mês, exclusive, após a data de emissão, para as debêntures da 2ª série, realizar o resgate antecipado total das debêntures da 1ª e/ou 2ª série. (4) Vencimento Antecipado: as debêntures poderão ser declaradas antecipadamente vencidas na hipótese de ocorrência de qualquer evento de inadimplemento, observando os termos e condições estabelecidos em todos os documentos relativos à Emissão.</p> <p>Colocação: as Debêntures serão objeto de uma oferta pública de distribuição com esforços restritos, nos termos da Instrução CVM nº 476/09.</p> <p>Mercado secundário: SND – Módulo Nacional de Debêntures, administrado e operacionalizado pela CETIP S.A. – Balcão Organizado de Ativos e Derivativos.</p>
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Não haverá repactuação programada.
Outras características relevantes	Agente Fiduciário: Oliveira Trust DTVM S.A.

18. Valores mobiliários / 18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Identificação do valor mobiliário	5ª Emissão de Debêntures
Data de emissão	15/12/2009
Data de vencimento	15/12/2015
Quantidade	25.000
Valor total	250.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Não

18. Valores mobiliários / 18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Características dos valores mobiliários de dívida

5ª emissão de debêntures.

Em 15 de dezembro de 2009, a Companhia emitiu 25.000 debêntures simples, não-conversíveis em ações, em duas séries, todas nominativas e escriturais, da espécie sem garantia nem preferência (quirografária) com valor nominal unitário de R\$10.000,00, no valor total de R\$250 milhões. O prazo das debêntures da primeira série será de 3 anos contados da data de emissão, vencendo-se, portanto, em 15 de dezembro de 2012; e das debêntures da segunda série será de 6 anos contados da data de emissão, vencendo-se, portanto em 15 de dezembro de 2015. As debêntures da primeira série inicialmente rendiam juros, correspondentes a 100,0% da variação do CDI, capitalizada de um spread de 1,10% ao ano, base 252 dias úteis; já as debêntures da segunda série inicialmente rendiam juros, correspondentes a 100% da variação do IPCA, capitalizada de um spread de 8,30% ao ano, base 252 dias úteis. As debêntures não possuem restrições à circulação.

Remuneração das debêntures

Remuneração da Primeira Série

O valor nominal das debêntures da primeira série não será atualizado. Sobre o valor nominal das debêntures da primeira série incidirão juros remuneratórios correspondentes à variação acumulada das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, extragrupo, na forma percentual, calculadas e divulgadas diariamente pela CETIP, no informativo diário disponível em sua página na Internet (<http://www.cetip.com.br>), capitalizada de um spread ou sobretaxa de 1,10%, definido no procedimento de bookbuilding, base 252 dias úteis, incidentes sobre o valor nominal das debêntures da primeira série, desde a data de emissão até a respectiva data de pagamento das debêntures da primeira série.

Remuneração da Segunda Série

O valor nominal das debêntures da segunda série ou saldo do valor nominal das debêntures da segunda série, conforme o caso, será atualizado, a partir da data de emissão, pela variação do IPCA, sendo o produto da atualização da segunda série automaticamente incorporado ao valor nominal ou ao saldo do valor nominal das debêntures da segunda série. As debêntures da segunda série farão jus a juros remuneratórios de 8,30%, conforme definido no procedimento de bookbuilding.

Pagamento da remuneração das debêntures

Debêntures da Primeira Série: O pagamento dos juros remuneratórios da primeira série será feito semestralmente, a partir da data de emissão, no dia 15 dos meses de junho e dezembro de cada ano, sendo o primeiro pagamento devido em 15 de junho de 2010 e o último pagamento em 15 de dezembro de 2012, que é a data de vencimento da primeira série.

Debêntures da Segunda Série: O pagamento dos juros remuneratórios da segunda série será feito anualmente, a partir da data de emissão, no dia 15 do mês de dezembro de cada ano, sendo o primeiro pagamento devido em 15 de dezembro de 2010 e o último pagamento em 15 de dezembro de 2015, que é a data de vencimento da segunda série.

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários

Não haverá repactuação programada.

18. Valores mobiliários / 18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil**Outras características relevantes**

Agente Fiduciário:

Planner Trustee DTVM Ltda, cujos direitos e obrigações estão estabelecidos nos termos da escritura particular da 5ª emissão de debêntures, observada a Instrução CVM 28/83. É devida ao agente fiduciário, uma remuneração a ser paga em parcelas trimestrais de R\$4.000,00, sendo a primeira devida no primeiro dia útil após a data da assinatura da escritura de emissão e as demais na mesma data dos trimestres subsequentes. As parcelas serão reajustadas pela variação acumulada do IGP-M a partir da data do pagamento da primeira parcela, ou na falta deste, ou ainda na impossibilidade de sua utilização, pelo índice que vier a substituí-lo, a partir da data do primeiro pagamento até as datas dos pagamentos subsequentes, calculadas pro-rata die.

18. Valores mobiliários / 18.6 - Mercados de negociação no Brasil

As ações ordinárias da Companhia são negociadas na BM&FBOVESPA e têm como agente custodiante o Banco Bradesco S.A., através de sua corretora.

As debêntures da 4ª emissão estão registradas para negociação no mercado secundário, por meio do SND, administrado e operacionalizado pela CETIP, com base nas políticas e diretrizes fixadas pela ANDIMA, sendo a negociação liquidada e as debêntures custodiadas na CETIP; e do Sistema de Negociação BOVESPAFIX, da BOVESPA, sendo a negociação liquidada e as debêntures custodiadas na CBLC.

As debêntures da 5ª emissão são negociadas no mercado secundário por meio do SND, administrado e operacionalizado pela CETIP, sendo as negociações liquidadas e as debêntures custodiadas na CETIP; e do Sistema BOVESPAFIX, administrado pela BM&FBOVESPA, sendo as negociações liquidadas e as debêntures custodiadas na BM&FBOVESPA.

As debêntures da 6ª emissão foram registradas para distribuição no mercado primário e negociação no mercado secundário por meio do SDT – Módulo de Distribuição de Títulos - e por meio do SND – Módulo Nacional de Debêntures, respectivamente, ambos administrados e operacionalizados pela CETIP S.A., sendo a distribuição e as negociações liquidadas e as debêntures custodiadas eletronicamente na CETIP.

As debêntures da 7ª emissão foram registradas para distribuição no mercado primário e negociação no mercado secundário por meio do SDT – Módulo de Distribuição de Títulos - e por meio do SND – Módulo Nacional de Debêntures, respectivamente, ambos administrados e operacionalizados pela CETIP S.A., sendo a distribuição e as negociações liquidadas e as debêntures custodiadas eletronicamente na CETIP.

18. Valores mobiliários / 18.9 - Ofertas públicas de distribuição

18.9 Ofertas Publicas de Aquisição

Em 04 de agosto de 2011, o acionista controlador indireto da Ampla Energia e Serviços S.A., Endesa Latinoamérica S.A. (a seguir Endesa Latam), celebrou com a EDP – Energias de Portugal S.A. (a seguir EDP), um contrato de compra e venda de ações com condição suspensiva, por meio do qual a Endesa Latam adquiriu as 302.176.533.045 ações ordinárias de propriedade da EDP e representativas de 7,70% do capital social da Ampla Energia e Serviços S.A. Em 04 de outubro de 2011, a operação foi consumada passando a Endesa Latam a ser acionista direta da Ampla Energia e Serviços S.A. Em 03 de novembro de 2011, a Endesa Latam juntamente com o Banco Itaú BBA S.A., na qualidade de instituição intermediária ("Instituição Intermediária"), apresentaram à Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") o pedido de registro de oferta pública de aquisição de ações por aumento de participação ("OPA") objetivando a aquisição da totalidade das ações de emissão da Ampla Energia e Serviços S.A. em circulação no mercado, nos termos da Instrução CVM 361/2002, ao preço de R\$1,07 (um real e sete centavos) por lote de mil ações.

Em 19 de abril de 2012, ocorreu a liquidação da OPA (i.e. no prazo de três dias úteis após a data do Leilão). Com a conclusão do Leilão, a Endesa Latam adquiriu 10.354.610 ações ordinárias de emissão da Ampla Energia e Serviços S.A., pelo preço por lote de mil ações de R\$1,07 previsto no Edital, totalizando um valor de R\$11.079,43.

Todas essas informações foram devidamente divulgadas, conforme fatos relevantes publicados em 05 de agosto de 2011, 04 de outubro de 2011, 03 de novembro de 2011 e 20 de abril de 2012.

18. Valores mobiliários / 18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas

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

19. Planos de recompra/tesouraria / 19.1 - Descrição - planos de recompra

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não realizou nenhum plano de recompra nos últimos 3 anos.

19. Planos de recompra/tesouraria / 19.2 - Movimentação v.m. em tesouraria

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não possui ações em tesouraria.

20. Política de negociação / 20.1 - Descrição - Pol. Negociação

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não possui políticas empregadas pela administração para a negociação de valores mobiliários de sua própria emissão.

20. Política de negociação / 20.2 - Outras inf.relev - Pol. Negociação

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

21. Política de divulgação / 21.1 - Normas, regimentos ou procedimentos

A Companhia possui uma norma interna (Política de Divulgação – N.001), para assegurar que as informações a serem divulgadas publicamente sejam recolhidas, processadas e relatadas de maneira precisa e tempestiva, conforme descrita no item 21.2 deste Formulário.

Não obstante, de acordo com a legislação do mercado de valores mobiliários, devemos informar à CVM e à BM&FBovespa a ocorrência de qualquer ato ou fato relevante que diga respeito aos nossos negócios. A Instrução CVM 358 dispõe sobre a divulgação e uso de informações sobre ato ou fato relevante relativo às companhias abertas, regulando o seguinte: (i) estabelece o conceito de fato relevante, estando incluído nesta definição qualquer decisão de acionistas controladores, deliberação de assembleia geral ou dos órgãos da administração de companhia aberta, ou qualquer outro ato ou fato de caráter político-administrativo, técnico, negocial ou econômico-financeiro ocorrido ou relacionado aos negócios da companhia, que possa influir de modo ponderável na (a) cotação dos valores mobiliários; (b) decisão de investidores em comprar, vender ou manter tais valores mobiliários; e (c) na decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos inerentes à condição de titulares de valores mobiliários emitidos pela companhia; (ii) dá exemplos de ato ou fato potencialmente relevante que incluem, entre outros, a assinatura de acordo ou contrato de transferência do controle acionário da companhia, ingresso ou saída de sócio que mantenha com a companhia contrato ou colaboração operacional, financeira, tecnológica ou administrativa, incorporação, fusão ou cisão envolvendo a companhia ou sociedades ligadas; (iii) obriga o diretor de relações com investidores, os acionistas controladores, diretores, membros dos conselhos de administração e fiscal e de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas a comunicar qualquer fato relevante à CVM; (iv) requer a divulgação simultânea de fato relevante em todos os mercados onde a companhia tenha as suas ações listadas para negociação; (v) obriga o adquirente do controle acionário de companhia aberta a divulgar fato relevante, incluindo a sua intenção de cancelar o registro de companhia aberta no prazo de 1 ano da aquisição; (vi) estabelece regras relativas à divulgação de aquisição ou alienação de participação relevante em companhia aberta; e (vii) restringe o uso de informação privilegiada.

Nos termos da Instrução CVM 358, em circunstâncias excepcionais, podemos submeter à CVM um pedido de tratamento confidencial com relação a um ato ou fato relevante, quando nossos acionistas controladores ou nossos administradores entenderem que a divulgação colocaria em risco interesse legítimo da Companhia. Além das divulgações legais e regulamentares, os principais canais de divulgação da Companhia são:

Site da Companhia

A Companhia possui site (www.ampla.com), através do qual, as informações mais relevantes do desempenho econômico-financeiro da Companhia são divulgadas, bem como documentos legais, comentários de desempenho, apresentações, entre outros. O site é constantemente atualizado.

Divulgação de Resultados – Earnings Releases

Após o fechamento de cada trimestre, a companhia elabora uma análise detalhada do resultado operacional e econômico-financeiro do período encerrado, trazendo ao público as explicações para as variações mais relevantes entre os trimestres e períodos comparados. Este documento, denominado de Earnings Release é divulgado no site da Companhia.

Canal de Relações com Investidores

A Companhia possui diversos canais de comunicação para os investidores e acionistas entrarem em contato diretamente com a área de relações com investidores. Além dos telefones, que são divulgados diretamente no site, a Companhia também dispõe do e-mail ri@ampla.com, que é direcionado para os analistas da área de relações com investidores.

21. Política de divulgação / 21.2 - Descrição - Pol. Divulgação

OBJETO

Art. 1º - Pela presente norma fica impedido o uso indevido de informações privilegiadas no mercado de valores mobiliários pelas pessoas que as tenham acesso, em proveito próprio ou de terceiros e em detrimento dos investidores em geral, do mercado e da própria Companhia.

Parágrafo Único - As informações acerca dos negócios e das atividades da Companhia, resultantes de deliberações de seus Acionistas Controladores e Administradores, as quais possam repercutir nas negociações dos valores mobiliários da Companhia, serão divulgadas em conformidade com as orientações da CVM e em especial a Instrução CVM nº 358/02, e suas posteriores alterações, e, ainda, ao disposto nesta Norma, e sempre através de informe denominado "ATO RELEVANTE ou FATO RELEVANTE".

CONCEITO DE ATO E FATO RELEVANTE

Art. 2º - Ato ou Fato Relevante, nos termos do artigo 155, § 1º, da Lei nº 6.404/76 e do artigo 2º da Instrução CVM nº 358/02 é: qualquer decisão de Acionista(s) Controlador (es), deliberação da assembléia geral ou dos órgãos de administração da Companhia ou qualquer outro ato ou fato de caráter político-administrativo, técnico, negocial ou econômico-financeiro ocorrido ou relacionado aos seus negócios que possa influir de modo ponderável:

- I - na percepção do valor da Companhia;
- II - na cotação dos Valores Mobiliários;
- III - na decisão de investidores de comprar, vender ou manter aqueles Valores Mobiliários; ou
- IV - na decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos inerentes à condição de titular dos Valores Mobiliários.

Parágrafo Único - São exemplos de Ato ou Fato Relevante aqueles constantes do Art. 2º da Instrução CVM nº 358/02.

DESTINAÇÃO

Art. 3º - Sujeitar-se-ão à presente Norma as seguintes pessoas:

- (i) Acionistas Controladores, Diretores, Membros dos Conselhos de Administração e Fiscal e, ainda, integrantes dos demais órgãos técnicos ou consultivos da Companhia;
- (ii) Executivos e Funcionários com acesso a Informação Relevante;
- (iii) Por quem quer que tenha conhecimento de informação relativa a Ato ou Fato relevante sobre a Companhia, em razão de cargo, função ou posição na Companhia.

Parágrafo Único - As pessoas relacionadas no caput deste artigo devem firmar, nos exatos termos dos artigos 15, § 1º, inciso I e 16, § 1º da Instrução CVM nº 358/02 e, ainda, conforme o modelo constante do Anexo I, o Termo de Adesão à presente Norma.

ATUAÇÃO E RESPONSABILIDADES

Art. 4º - Os Acionistas Controladores, Diretores, Membros dos Conselhos de Administração e Fiscal, Executivos, Funcionários ou qualquer membro dos demais órgãos técnicos ou consultivos da Companhia ou, ainda, quem quer que tenha firmado o Termo de Adesão, ficam obrigados a:

- (i) guardar sigilo das informações relativas a Ato ou Fato Relevante às quais tenham acesso privilegiado até sua divulgação ao mercado;
- (ii) zelar para que subordinados e terceiros de sua confiança também o façam, respondendo solidariamente com estes na hipótese de descumprimento do dever de sigilo;
- (iii) comunicar qualquer ato ou fato relevante de que tenham conhecimento ao Diretor de Relações com Investidores;
- (iv) agir, invariavelmente, com lealdade e veracidade, objetivando assegurar aos investidores informações necessárias às suas decisões de investimento;
- (v) assegurar que a divulgação de informações acerca da situação patrimonial e financeira da Companhia seja precisa e completa, tudo na forma prevista nesta Norma e na regulamentação vigente;
- (vi) comunicar, imediatamente, o Ato ou Fato Relevante à CVM, na hipótese em que, no cumprimento de seu dever de comunicação e divulgação, e não se configurando a decisão de manter sigilo, na forma do Art. 6º da Instrução CVM nº 358/02, o Diretor de Relações com Investidores seja omissos.

Art. 5º - Compete ao Diretor de Relações com Investidores:

- (i) administrar todas as informações relativas a ato ou Fato Relevante da Companhia;
- (ii) responder pela divulgação e comunicação de Ato ou Fato Relevante;
- (iii) observar os prazos de informação e divulgação estabelecidos nos Arts. 3º e 5º da Instrução CVM nº 358/02; e
- (iv) responder pela execução e acompanhamento da presente Norma.

COMUNICAÇÃO E DIVULGAÇÃO

Art. 6º - A informação sobre Ato ou Fato Relevante deverá ser simultaneamente comunicada à CVM e as Bolsas de Valores.

Art. 7º - A divulgação de Ato ou Fato relevante dar-se-á por meio de publicação nos jornais de grande circulação, usualmente utilizados pela Companhia, de forma resumida, mas com a indicação do endereço na Internet onde a informação completa estará disponível a todos os investidores.

SIGILO DO ATO OU FATO RELEVANTE

Art. 8º - Objetivando preservar interesse legítimo da Companhia, nos termos do Art. 6º da Instrução da CVM nº 358/02, o Ato ou Fato Relevante, excepcionalmente, deixará de ser comunicado e divulgado.

21. Política de divulgação / 21.2 - Descrição - Pol. Divulgação

§ 1º - Na hipótese da informação escapar ao controle o havendo oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociada dos valores mobiliários da Companhia, os Administradores e Acionistas Controladores, ainda que tenham decidido pela não divulgação de Ato ou Fato Relevante, devem divulgar imediatamente o Ato ou Fato Relevante, diretamente ou através do Diretor de Relações com Investidores.

§ 2º - Os Administradores e Acionistas Controladores poderão solicitar à CVM que, excepcionalmente, decida pelo sigilo do Ato ou Fato Relevante, cuja divulgação caracterize risco aos interesses legítimos da Companhia.

NEGOCIAÇÃO DE ADMINISTRADORES E PESSOAS LIGADAS

Art. 9º - Os Acionistas Controladores, Diretores, Membros dos Conselhos de Administração e Fiscal, Executivos, Funcionários ou qualquer membro dos demais órgãos técnicos ou consultivos da Companhia ou, ainda, quem quer que tenha firmado o Termo de Adesão, que seja(m) titular(es) de valores mobiliários de emissão da Companhia, seja em nome próprio, seja em nome do (a) Cônjuge, de quem não esteja separado judicialmente; do (a) Companheiro (a); de dependente indicado na declaração de imposto de renda; de sociedades controladas direta ou indiretamente, deverá(ão) informar à Companhia, à CVM e, se for o caso, às Bolsas de Valores, a quantidade, as características e a forma de aquisição de valores mobiliários de sua titularidade, bem como as alterações em sua(s) posição(ões) acionária(s).

Parágrafo Único - A informação deverá ser encaminhada observando o disposto no § 2º do Art. 11 da Instrução CVM nº 358/02.

21. Política de divulgação / 21.3 - Responsáveis pela política

Diretor de Relações com Investidores.

21. Política de divulgação / 21.4 - Outras inf.relev - Pol. Divulgação

Todas as informações relevantes foram divulgadas nos itens acima.