

Índice

1. Responsáveis pelo formulário

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis	1
---	---

2. Auditores independentes

2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores	2
2.3 - Outras informações relevantes	3

3. Informações financ. selecionadas

3.1 - Informações Financeiras	4
3.2 - Medições não contábeis	5
3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras	6
3.4 - Política de destinação dos resultados	7
3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido	11
3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas	12
3.7 - Nível de endividamento	13
3.8 - Obrigações de acordo com a natureza e prazo de vencimento	14
3.9 - Outras informações relevantes	15

4. Fatores de risco

4.1 - Descrição dos fatores de risco	16
4.2 - Comentários sobre expectativas de alterações na exposição aos fatores de risco	26
4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes	27
4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores	57
4.5 - Processos sigilosos relevantes	60
4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto	61
4.7 - Outras contingências relevantes	62
4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados	63

5. Risco de mercado

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado	64
--	----

Índice

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado	70
5.3 - Alterações significativas nos principais riscos de mercado	71
5.4 - Outras informações relevantes	72
6. Histórico do emissor	
6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM	73
6.3 - Breve histórico	74
6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas	75
6.6 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial	76
6.7 - Outras informações relevantes	77
7. Atividades do emissor	
7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas	78
7.2 - Informações sobre segmentos operacionais	79
7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais	80
7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total	84
7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades	85
7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior	113
7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades	114
7.8 - Relações de longo prazo relevantes	115
7.9 - Outras informações relevantes	116
8. Grupo econômico	
8.1 - Descrição do Grupo Econômico	118
8.2 - Organograma do Grupo Econômico	119
8.3 - Operações de reestruturação	120
8.4 - Outras informações relevantes	121
9. Ativos relevantes	
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros	122
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados	125

Índice

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia	126
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades	127
9.2 - Outras informações relevantes	128
10. Comentários dos diretores	
10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais	129
10.2 - Resultado operacional e financeiro	144
10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras	153
10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor	154
10.5 - Políticas contábeis críticas	163
10.6 - Controles internos relativos à elaboração das demonstrações financeiras - Grau de eficiência e deficiência e recomendações presentes no relatório do auditor	164
10.7 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios	165
10.8 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras	166
10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras	167
10.10 - Plano de negócios	168
10.11 - Outros fatores com influência relevante	171
11. Projeções	
11.1 - Projeções divulgadas e premissas	172
11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas	173
12. Assembleia e administração	
12.1 - Descrição da estrutura administrativa	174
12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais	176
12.3 - Datas e jornais de publicação das informações exigidas pela Lei nº6.404/76	178
12.4 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração	179
12.5 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem	180
12.6 / 8 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal	181
12.7 - Composição dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, financeiro e de remuneração	187
12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores	188

Índice

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros	189
12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores	197
12.12 - Outras informações relevantes	198

13. Remuneração dos administradores

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária	199
13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal	201
13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal	204
13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária	205
13.5 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão	206
13.6 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária	207
13.7 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária	208
13.8 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária	209
13.9 - Informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.6 a 13.8 - Método de precificação do valor das ações e das opções	210
13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários	211
13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal	212
13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria	213
13.13 - Percentual na remuneração total devido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores	214
13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam	215
13.15 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal reconhecida no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor	216
13.16 - Outras informações relevantes	217

14. Recursos humanos

14.1 - Descrição dos recursos humanos	218
14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos	222
14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados	223

Índice

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos	224
15. Controle	
15.1 / 15.2 - Posição acionária	225
15.3 - Distribuição de capital	249
15.4 - Organograma dos acionistas	250
15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte	251
15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor	252
15.7 - Outras informações relevantes	253
16. Transações partes relacionadas	
16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas	257
16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas	258
16.3 - Identificação das medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses e demonstração do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou do pagamento compensatório adequado	262
17. Capital social	
17.1 - Informações sobre o capital social	263
17.2 - Aumentos do capital social	264
17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações	265
17.4 - Informações sobre reduções do capital social	266
17.5 - Outras informações relevantes	267
18. Valores mobiliários	
18.1 - Direitos das ações	268
18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública	269
18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto	270
18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados	271
18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos	272
18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação	277

Índice

18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros	278
18.8 - Ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor	279
18.9 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros	280
18.10 - Outras informações relevantes	281
19. Planos de recompra/tesouraria	
19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor	282
19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria	283
19.3 - Informações sobre valores mobiliários mantidos em tesouraria na data de encerramento do último exercício social	284
19.4 - Outras informações relevantes	285
20. Política de negociação	
20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários	286
20.2 - Outras informações relevantes	287
21. Política de divulgação	
21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações	288
21.2 - Descrever a política de divulgação de ato ou fato relevante indicando o canal ou canais de comunicação utilizado(s) para sua disseminação e os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de informações relevantes não divulgadas	289
21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações	291
21.4 - Outras informações relevantes	292
22. Negócios extraordinários	
22.1 - Aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor	293
22.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor	294
22.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais	295
22.4 - Outras informações relevantes	296

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

David Augusto de Abreu

Cargo do responsável

Diretor de Relações com Investidores

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Marcelo Andres Liévenes Rebolledo

Cargo do responsável

Diretor Presidente

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

2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores

Possui auditor?	SIM
Código CVM	471-5
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	Ernst & Young Terco Auditores Independentes S.S.
CPF/CNPJ	61.366.936/0001-25
Período de prestação de serviço	30/03/2011
Descrição do serviço contratado	Auditoria das demonstrações financeiras preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	O contrato com a Ernst & Young foi firmado em 2011 e até a presente data não foi realizado nenhum pagamento.
Justificativa da substituição	-
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	-

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Marcio Fampa Ostwald	30/03/2011	029.083.357-43	Praia de Botafogo, 300 -, 13º andar, Botafogo, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, CEP 22250-040, Telefone (021) 21091400, Fax (021) 21091600

2.3 - Outras informações relevantes

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

3.1 - Informações Financeiras - Individual

(Reais)	Exercício social (31/12/2010)	Exercício social (31/12/2009)	Exercício social (31/12/2008)
Patrimônio Líquido	1.583.469.000,00	1.553.992.000,00	1.545.902.000,00
Ativo Total	4.313.606.000,00	4.505.620.000,00	4.472.204.000,00
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	3.154.775.000,00	3.150.958.000,00	2.451.327.000,00
Resultado Bruto	755.727.000,00	943.935.000,00	848.326.000,00
Resultado Líquido	216.092.000,00	360.860.000,00	281.386.000,00
Número de Ações, Ex-Tesouraria (Unidades)	3.922.515.918.446	3.922.515.918.446	3.922.515.918.446
Valor Patrimonial de Ação (Reais Unidade)	0,000404	0,000396	0,000394
Resultado Líquido por Ação	0,000055	0,000092	0,000072

3.2 - Medições não contábeis

(R\$ mil)	2010	2009
Receita Líquida	3.154.775	3.150.958
(-) CPV	-2.399.048	-2.207.023
(-) Despesas com Vendas, Despesas Gerais e Administrativas	-294.001	-274.095
Ebit	461.726	669.840
(+) Depreciação e Amortização	-172.122	-170.825
Ebitda	633.848	840.665

A Companhia calcula o EBITDA (LAJIDA) como sendo 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.

A Administração da Companhia entende que o EBITDA (LAJIDA) funciona como uma ferramenta significativa para comparar, periodicamente, o desempenho operacional, bem como para embasar determinadas decisões de natureza administrativa. O EBITDA 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, 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.

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

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

3.4 - Política de destinação dos 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 2010 e 31 de dezembro de 2009.

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.

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:

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.

3.4 - Política de destinação dos resultados

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 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 – cláusula 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.

Adicionalmente, a Companhia, ré de uma execução fiscal movida pela Fazenda Nacional, recebeu em dezembro de 2001, uma intimação que penhorava parcela de dividendos a serem distribuídos em 09 de dezembro de 2011, no montante de R\$12.993.111,94, a fim de substituir a garantia da carta de fiança dada na referida execução por dinheiro em espécie. Oportunamente, a Companhia informa que nenhum

3.4 - Política de destinação dos resultados

acionista minoritário deixou de receber a parcela de dividendos que lhe cabia na referida data e que está tomando as medidas legais cabíveis para suspender tal decisão.

O disposto abaixo se aplica ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008.

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.

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:

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.

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.

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”

3.4 - Política de destinação dos resultados

Há também a restrição prevista no parágrafo 4º do artigo 202 da Lei nº 6.404/76 (Lei das Sociedades por Ações), 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.

3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido

(Reais)	Exercício social 31/12/2010	Exercício social 31/12/2009	Exercício social 31/12/2008
Lucro líquido ajustado	113.408.655,49	211.166.725,77	265.531.612,71
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado	45,250000	54,000000	35,000000
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido do emissor	3,300000	8,200000	0,600000
Dividendo distribuído total	51.321.000,00	114.340.000,00	92.936.064,41
Lucro líquido retido	62.087.655,49	96.826.725,77	172.595.548,30
Data da aprovação da retenção	29/04/2011	30/04/2010	29/04/2009

Lucro líquido retido	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo
Dividendo Obrigatório						
Ordinária	51.321.000,00	31/12/2011	114.340.000,00	21/06/2010	92.936.064,41	30/10/2009

3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas

Na RCA de 17/11/2009, foi deliberado o pagamento de dividendos no valor de R\$193.303.064,64 contra a reserva de reforço de capital de giro com base no balanço de 30/06/2009. O pagamento foi efetuado no dia 30/11/2009.

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
31/12/2010	2.730.137.000,00	Índice de Endividamento	172,41000000	

3.8 - Obrigações de acordo com a natureza e prazo de vencimento

Exercício social (31/12/2010)					
Tipo de dívida	Inferior a um ano	Um a três anos	Três a cinco anos	Superior a cinco anos	Total
Garantia Real	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Garantia Flutuante	89.965.000,00	32.448.000,00	0,00	0,00	122.413.000,00
Quirografárias	967.747.000,00	1.021.110.000,00	200.128.000,00	418.739.000,00	2.607.724.000,00
Total	1.057.712.000,00	1.053.558.000,00	200.128.000,00	418.739.000,00	2.730.137.000,00
Observação					

3.9 - Outras informações relevantes

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

4.1 - Descrição dos 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 2010, as contingências decorrentes de processos judiciais e administrativos nos quais a Emissora figurava como parte correspondiam aproximadamente a R\$4,29 bilhões, dos quais R\$446 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.

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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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.

Parcela das receitas da Emissora foi empenhada e/ou onerada em favor de seus credores, nos termos de determinados contratos financeiros e de fornecimento de energia.

Em 31 de dezembro de 2010 a Companhia tinha 8,1% de suas receitas operacionais líquidas empenhada e/ou onerada em favor de determinados credores, nos termos de determinados contratos financeiros e contratos de fornecimento de energia. Em caso de inadimplemento de tais contratos, as receitas oneradas poderão ser utilizadas para quitar obrigações vencidas da Emissora, o que poderá afetar adversamente a situação financeira e os resultados operacionais da Emissora.

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\$265 milhões em 31 de dezembro de 2010, 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.

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 perdas totais (média móvel de 12 meses) de energia da Emissora no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009 e 2010 foram de 21,24% e 20,51%, 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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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 dele 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

Não aplicável.

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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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.

A Emissora mantém diversos contratos com empresas de prestação de serviços para a condução de parte substancial de suas atividades, como o corte e religamento de energia elétrica, atendimento comercial e atendimento emergencial e construção de redes. Na hipótese de uma ou mais das referidas empresas 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 caso os prestadores de serviços contratados pela Emissora sejam considerados empregados da Emissora para fins da legislação trabalhista aplicável. Caso isto ocorra, os resultados e/ou a condição financeira da Emissora poderão ser significativamente afetados de forma adversa.

Além disso, o Tribunal Superior do Trabalho, em recurso julgado recentemente pela Quinta Turma, decidiu pela impossibilidade de terceirização de atividades consideradas "atividades-fim" da companhia. A Companhia ingressou com o recurso cabível para a mesma Turma, sendo mantida a decisão, restará a discussão do tema perante a Seção de Dissídios Individuais – SDI 1 e posteriormente junto ao Supremo Tribunal Federal – STF, caso a abordagem do julgamento envolva matéria constitucional, o que entendemos ser o caso. Caso o entendimento da justiça em julgamentos futuros seja mantido, inclusive naqueles relativos às atividades desenvolvidas pela Companhia, a Companhia poderá ser obrigada a substituir os terceirizados por ela contratados, 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.

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\$365 milhões em 31 de dezembro de 2010, 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 2010, o saldo total das contas vencidas era de aproximadamente R\$256 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, obteve um resultado equivalente a 99,7%.

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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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.

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.

Adicionalmente, a constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico foi contestada diante do STF, por meio de ações diretas de inconstitucionalidade. Em 11 de outubro de 2006, o STF indeferiu as medidas cautelares das ações diretas de inconstitucionalidade, por 7 votos a 4, declarando que, em princípio, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico não viola a Constituição Federal. No entanto, o mérito das ações diretas de inconstitucionalidade ainda não foi julgado, sendo que, em 6 de janeiro de 2009, a Procuradoria Geral da República deu parecer favorável pela improcedência do pedido. Caso a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, ou uma parte significativa dela, seja declarada inconstitucional, as diretrizes regulatórias estabelecidas pela referida Lei poderão não ser eficazes, resultando em incertezas com relação a como e quando o Governo Federal será capaz de introduzir mudanças no setor elétrico. O efeito das medidas regulatórias implementadas de acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o resultado dos processos judiciais em trâmite no STF e as futuras alterações regulatórias no setor elétrico brasileiro são difíceis de se prever e poderão ter um efeito adverso sobre os negócios e os resultados operacionais da Companhia.

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:

4.1 - Descrição dos fatores de risco

- 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.

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;

4.1 - Descrição dos fatores de risco

- 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.

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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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.

Modificações nas Práticas Contábeis Adotadas no Brasil em função de sua convergência às práticas contábeis internacionais (IFRS) podem afetar adversamente os resultados da Emissora.

Em 28 de dezembro de 2007, foi aprovada a Lei nº 11.638/07, complementada pela Lei nº 11.941, de 27 de maio de 2009 (conversão, em lei, da MP nº 449/08), que altera, revoga e introduz novos dispositivos à Lei das Sociedades por Ações, notadamente em relação ao capítulo XV, sobre matérias contábeis, em vigência desde 1º de janeiro de 2008. A Lei nº 11.638/07 teve, principalmente, o objetivo de atualizar a legislação societária brasileira para possibilitar o processo de convergência das práticas contábeis adotadas no Brasil com aquelas constantes nas normas internacionais de contabilidade (IFRS) e permitir que novas normas e procedimentos contábeis, emitidas por entidade que tenha por objeto o estudo e a divulgação de princípios, normas e padrões de contabilidade e de auditoria sejam adotadas, no todo ou em parte, pela CVM.

Em decorrência da promulgação da Lei nº 11.638/07 e da Lei nº 11.941/09, inclusive por conta das MP que lhes deram origem, durante o ano de 2008 foram editados pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC diversos pronunciamentos com aplicação obrigatória para o encerramento das demonstrações contábeis referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008.

Adicionalmente, em continuidade a esse processo de convergência, poderão ser editados novos pronunciamentos contábeis os quais podem eventualmente trazer impactos relevantes sobre o resultado das operações da Companhia. Apesar do CPC divulgar uma agenda para aprovação dos novos pronunciamentos, a Companhia não tem controle e não pode prever quais serão os novos pronunciamentos contábeis a serem emitidos em face do IASB estar continuamente revisitando os procedimentos e também possuir uma agenda de harmonização com o USGAAP. Demonstrações contábeis a serem futuramente elaboradas pela Companhia poderão eventualmente vir a ser alteradas de forma a afetar a apuração dos resultados da Companhia de maneira relevante em decorrência de diversos pronunciamentos contábeis emitidos pelo CPC e normatizados pela CVM no decorrer dos exercícios de 2009, 2010 e 2011.

A modificação de referidas normas contábeis relacionadas ao setor de energia elétrica pode produzir impactos relevantes nas demonstrações financeiras das empresas distribuidoras de energia elétrica,

4.1 - Descrição dos fatores de risco

incluindo a Emissora, com possível efeito em seus resultados contábeis, incluindo possíveis impactos nas bases de distribuição de dividendos, bem como no caso da Emissora na manutenção de índices financeiros por ela assumidos no âmbito da Oferta e em alguns outros contratos financeiros.

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.

4.2 - Comentários sobre expectativas de alterações na exposição aos fatores de risco

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. Atualmente, a Companhia não tem expectativas de redução ou aumento na exposição aos riscos apresentados no item 4.1.

4.3 - Processos judiciais, administrativos e relevantes

A Companhia é parte em processos judiciais e administrativos decorrentes da condução normal de seus negócios, incluindo processos cíveis, administrativos, tributários e trabalhistas. A Companhia classifica o risco de perda em processos judiciais e administrativos como "remoto", "possível" ou "provável". As provisões constituídas e apresentadas nas demonstrações financeiras com referência a tais processos refletem razoavelmente as perdas estimáveis e prováveis apuradas pela administração da Companhia com base no parecer de advogados.

A Companhia mantém provisionados apenas os valores relativos aos processos que estão classificados dentro os de risco de perda "provável". Esta avaliação de risco é realizada pelo departamento jurídico da Companhia, em conjunto com advogados externos. Com base no histórico de perdas da Companhia nos tribunais, a sua administração acredita que os valores atualmente provisionados são suficientes para cobrir eventuais perdas decorrentes dos processos dos quais é parte.

Em 31 de dezembro de 2010, as contingências decorrentes de processos judiciais e administrativos nos quais a Emissora figurava como parte correspondiam aproximadamente a R\$4.294 milhões dos quais R\$ 446 milhões encontravam-se provisionados.

Natureza do Processo	Juízo	Instância	Data de instauração	Autor	Réu	Valor envolvido	Valor provisionado	Explicação Sumária	Probabilidade de perda	Análise do impacto em caixa e em resultado
1	1ª Vara de Fazenda Pública	1ª Instância	1/12/2006	AMPLA	Estado do Rio de Janeiro	13,13	-	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	Conselho de Contribuintes	2ª Instância	28/6/1999	Secretaria de Estado da Fazenda	AMPLA	18,42	-	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	Conselho de Contribuintes	2ª Instância	28/6/1999	Estado do Rio de Janeiro	AMPLA	9,47	-	Lavratura do Auto de Infração nº 01.082243-5 contra a AMPLA, sob alegação de que a empresa teria creditado indevidamente os valores referentes às entradas de mercadorias ao seu ativo permanente - Fornecimento de energia elétrica.	Possível	Impacto em caixa e em resultado
4	Conselho de Contribuintes	2ª Instância	1999	Estado do Rio de Janeiro	AMPLA	1,46	-	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	Impacto em caixa e em resultado
5	1ª Vara de Fazenda Pública	1ª Instância	18/12/2006	AMPLA	Estado do Rio de Janeiro	9,69	-	Ação anulatória de crédito fiscal - De acordo com o auto de infração a Ampla efetuiu saída de mercadorias sem a devida tributação pelo ICMS.	Possível	Impacto em caixa e em resultado
6	1ª Vara de Fazenda Pública	1ª Instância	25/1/2007	AMPLA	Estado do Rio de Janeiro	10,49	-	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 consento 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

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Natureza do Processo	Juízo	Instância	Data de instauração	Autor	Réu	Valor envolvido	Valor provisionado	Explicação Sumária	Probabilidade de perda	Análise do impacto em caixa e em resultado
7	Fiscal	2ª Instância	9/11/2000	Secretaria do Estado de Fazenda	AMPLA	13,27	-	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 imposto pago a maior e restituiu os valores pagos pelos usuários mediante crédito financeiro na conta de energia.	Possível	Impacto em caixa e em resultado
8	Fiscal	Instância Superior	26/9/2005	Secretaria do Estado de Fazenda	AMPLA	21,36	-	Auto de Infração lavrado sob o argumento de que a Ampla ter recolhido o ICMS relativo ao Fundo Estadual de Combate à Pobreza - FECF, espontaneamente, fora do prazo legal e sem os acréscimos legais.	Possível	Impacto em caixa e em resultado
9	Fiscal	Instância Superior	26/9/2005	Secretaria do Estado de Fazenda	AMPLA	147,50	-	Auto de Infração lavrado sob o argumento de que 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	2ª Instância	3/6/2009	Secretaria do Estado de Fazenda	AMPLA	303,94	-	Auto de Infração lavrado pelo Estado do Rio de Janeiro referente ao ICMS sobre perdas comerciais (furto de energia).	Remoto	Impacto em caixa e em resultado
11	Fiscal	2ª Instância	3/6/2009	Secretaria do Estado de Fazenda	AMPLA	60,79	-	Auto de Infração lavrado pelo Estado do Rio de Janeiro referente ao ICMS (Fundo Estadual de Combate à Pobreza) sobre perdas comerciais (furto de energia).	Remoto	Impacto em caixa e em resultado
12	Fiscal	Instância Superior	7/7/2003	Receita Federal do Brasil	AMPLA	164,83	5,03	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
13	Fiscal	1ª Instância	26/6/2009	Município de Itaboraí	AMPLA	40,62	-	O Município de Itaboraí notificou a Ampla para o pagamento dos valores supostamente devidos em razão da Taxa pelo uso de solo desde 2006 até 2009.	Possível	Impacto em caixa e em resultado
14	Fiscal	Instância Superior	1/7/2005	Receita Federal do Brasil	AMPLA	742,28	-	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
15	Fiscal	1ª Instância	20/9/2005	Município de Magé	AMPLA	14,69	-	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, consubstanciada no Auto de Infração nº 1056 lavrado contra a AMPLA.	Remoto	Impacto em caixa e em resultado
16	Fiscal	1ª Instância	18/12/2003	Município de Itaboraí	AMPLA	6,81	-	Cobrança de Taxa de Uso de Solo 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

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

	Natureza do Processo	Juízo	Instância	Data de instauração	Autor	Réu	Valor envolvido	Valor provisionado	Explicação Sumária	Probabilidade de perda	Análise do impacto em caixa e em resultado caso de perda
17	Fiscal	Secretaria Municipal de Fazenda de Rio Bonito	2ª Instância	2006	Município de Rio Bonito	AMPLA	1,92	-	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
18	Fiscal	7ª Vara Cível de Niterói	1ª Instância	17/8/2009	Município de Niterói	AMPLA	4,22	-	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
19	Fiscal	2ª Vara Cível de Rio das Ostras	1ª Instância	28/4/2006	Município de Rio das Ostras	AMPLA	2,58	-	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	2ª Vara Cível de Rio das Ostras	1ª Instância	28/4/2006	Município de Rio das Ostras	AMPLA	2,86	-	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
21	Fiscal	2ª Vara Cível de Rio das Ostras	1ª Instância	28/4/2006	Município de Rio das Ostras	AMPLA	2,87	-	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
22	Fiscal	Secretaria Municipal de Fazenda de Cabo Frio	1ª Instância	2003	Município de Cabo Frio	AMPLA	8,67	-	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
23	Fiscal	7ª Vara Cível de Niterói	1ª Instância	2/9/2009	Município de Niterói	AMPLA	1,29	-	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
24	Fiscal	Conselho de Contribuintes	2ª Instância	2/7/2009	Delegado da Receita Federal	AMPLA	32,05	-	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
25	Fiscal	Conselho de Contribuintes	2ª Instância	20/10/2009	Delegado da Receita Federal	AMPLA	12,43	-	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 deste imposto no período de apuração fechado em 30/06/2006.	Remoto	Impacto em caixa e em resultado
26	Fiscal	STJ	Instância Superior	2/9/2002	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	11/6/2007	Estado do Rio de Janeiro	AMPLA	7,61	7,61	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

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e 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
28	Fiscal	1ª Instância	23/7/2002	Estado do Rio de Janeiro	AMPLA	5,99	5,99	Ação anulatória de débito fiscal - De acordo com o Auto de Infratção, a Ampla não comprovou os valores dos créditos de ICMS registrados por ocasião das entradas de mercadorias destinadas ao ativo fixo.	Provável	Não haverá impacto. Valor provisionado e depositado em juízo
29	Fiscal	2ª Instância	1/6/2009	AMPLA	Município de Niterói	5,50	-	O município de Niterói notificou a Ampla para o pagamento de "Taxa de Empacanhamento" 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
30	Fiscal	2ª Instância	1/10/1996	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
31	Fiscal	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 nsº 2.445 e 2.449, de 1988 e o devido de acordo com a Lei Complementar nº 770, acrescido de encargos legais.	Possível	Decisão transitada em julgado.
32	Fiscal	Instância Superior	2/10/1996	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 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.	Provável	Não há impacto
33	Fiscal	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

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e 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
34	Fiscal	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 nº 7.689/88), relativa ao ano-calendário de 1988 e seguintes. Se defende a tese da inconstitucionalidade e ilegalidade da Lei nº 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
35	Fiscal	2ª Instância	28/7/2003	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
36	Fiscal	Instância Superior	12/7/2004	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
37	Fiscal	2ª Instância	9/6/2005	AMPLA	União Federal	(101,54)	-	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 elvado de inconstitucionalidade (art. 3º, §1º, da lei nº 9.718/98).	Remoto	Não há impacto
38	Fiscal	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
39	Fiscal	2ª Instância	23/1/2009	AMPLA	União Federal	Recuperação	-	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.	Provável	Não há impacto

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e 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
40 Cível	5ª Vara Cível da Comarca de Niterói	2ª instância	38751	ASSOBRAEE	AMPLA	Indeterminado	0	A Demandante ingressou com a presente Ação requerendo que se declare a nulidade das Resoluções DNAEE nº 038 e 045 de 1986, as quais estabeleceram o reajuste tarifário, para que AMPLA seja condenada à restituição da cobrança indevida, equivalente a 20% do que teria cobrado de todos seus consumidores no período de março a novembro de 1986, bem como para que AMPLA seja compelida a apresentar a planilha de todos os pagamentos efetuados por todos os consumidores no período de março a novembro de 1986	Possível	Eventual condenação acarretaria na devolução, por parte da Ampla dos valores pagos a maior pela utilização de energia elétrica por conta do suposto aumento ilegal imposto pelas Portarias DNAEE nº 038.045 de 1986, como requerido pelo autor.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e 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
41 Cível	3ª Vara Empresarial de la Comarca de Rio de Janeiro	1ª instância	38727	ANDEC - Associação Nacional dos Consumidores de Crédito (Coletiva)	AMPLA	Indeterminado	0	A Demandante ingressou com a presente Ação Civil Coletiva requerendo a condenação genérica de Ampla na devolução para todos seus consumidores que se enquadrem na definição de consumidor "" contida no art. 2º do CDC, dos valores pagos a maior pela utilização de energia elétrica, no período compreendido entre o 27.02.86 a 27.11.86, por conta do suposto aumento ilegal imposto pelas Portarias DNAEE nº 038.045 de 1986, devidamente acrescido de interesses legais e correção monetária plena.	Possível	Eventual condenação acarretaria na devolução, por parte da Ampla, dos valores pagos a maior pela utilização de energia elétrica por conta do suposto aumento ilegal imposto pelas Portarias DNAEE nº 038.045 de 1986, como requerido pelo autor.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e 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
42 Cível	2ª Vara Empresarial de la Comarca de Rio de Janeiro	1ª instância	38727	ANDEC - Associação Nacional dos Consumidores de Crédito - ACP	AMPLA	Indeterminado	0	A Demandante ingressou com a presente Ação requerendo a condenação genérica de Ampla na devolução para todos seus consumidores que se enquadrem na definição de consumidor contida no art. 2º do CDC, dos valores pagos a maior pela utilização de energia elétrica, no período compreendido entre o 27.02.86 a 27.11.86, por conta do suposto aumento ilegal imposto pelas Portarias DNAEE nº 038 045 de 1986, devidamente acrescido de interesses legais e correção monetária plena	Possível	Eventual condenação acarretaria na devolução, por parte da Ampla dos valores pagos a maior pela utilização de energia elétrica por conta do suposto aumento ilegal imposto pelas Portarias DNAEE nº 038 045 de 1986, como requerido pelo autor.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e 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
Cível	5ª Vara Cível da Comarca de Niterói	2ª instância	37609	Sociedade de Defesa do Consumidor	AMPLA	Indeterminado	0	Se trata de Coletiva promovida pela Sociedade de Defesa do Consumidor, com o objeto da repetição dos valores que seus sócios teriam pago mais pela utilização de energia elétrica, no período de entre 27/02/86 e 27/11/86, por conta do incremento pretensamente ilegal imposto pelas Resoluções DNAEE nº 038.045 de 1986, devidamente acrescido de interesses legais e correção monetária plena.	Possível	Eventual condenação acarretaria na devolução, por parte da Ampla dos valores pagos a maior pela utilização de energia elétrica por conta do suposto aumento ilegal imposto pelas Portarias DNAEE nº 038.045 de 1986, como requerido pelo autor.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e 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
44 Cível	Vara Federal Única de Angra dos Reis	1ª instância	38944	MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL DE ANGRA DOS REIS - Ambiental	AMPLA	Indeterminado	0	Ação Civil Pública, entabada 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 FE006191, 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 ilha pelo sistema subterrâneo; além do pagamento da indenização no montante de R\$ 1.000.000,00.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e 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
Cível	17ª Vara Federal do Rio de Janeiro	1ª instância	39492	MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL	AMPLA	Indeterminado	0	<p>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.</p>	Possível	<p>Eventual condenação no presente caso não teria efeito prático para a empresa, vez que conforme arquivado em nossa defesa não há instalações 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 de medição eletrônica.</p>

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e 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
46	2ª Vara Empresarial do Rio de Janeiro	1ª instância	39623	AFCONT – Associação Fluminense do Consumidor e Trabalhador	AMPLA	Indeterminado	0	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.
47	5ª Vara Empresarial do Rio de Janeiro	1ª instância	40130	Comissão de Defesa do Consumidor da Assembleia Legislativa (ALERJ)	AMPLA	Indeterminado	0	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 e em decorrência do evento ocorrido no dia 10/11/2009.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e 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
Cível	16ª Vara Federal de Rio de Janeiro	1ª instância	40127	Comissão de Defesa do Consumidor da Assembleia Legislativa (ALERJ)	AMPLA	Indeterminado	0	<p>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</p>	Possível	<p>Eventual condenação implicará no pagamento de indenização pelos danos morais (a serem designados pelo juízo) e danos materiais (danos nos produtos eletrônicos) causados aos consumidores e decorrência das constantes interrupções de energia elétrica além de pagamento de multa administrativa à ANEEL.</p>

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e 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
Cível	5ª Vara Federal do Rio de Janeiro	1ª instância	38778	Comissão de Defesa do Consumidor da Assembleia Legislativa (ALERJ)	AMPLA	Indeterminado	0	<p>A Demandante ajuizou a presente Ação requerendo basicamente: (i) 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 verificada anteriormente; (iii) 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 (b) Que AMPLA seja condenada a indenizar os danos materiais e morais sofridos pelos clientes</p>	Remota	<p>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 pagas a não aplicação da medição eletrônica.</p>

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e 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
50 Cível	3ª Vara Federal da Comarca de Belo Horizonte/MG	1ª instância	40113	Associação de Defesa de Interesses Coletivos - ADIC	AMPLA	Indeterminado	0	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 equilíbrio econômico-financeiro do contrato; bem como de indenizar a todos os consumidores pelos danos materiais correspondentes 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.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e 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
51	Cível	2ª instância	35886	Meridional	AMPLA	764,79	0	Em 19/04/98, a Meridional S.A. Serviços Empreendimentos ("Meridional") propôs Ação Monitória 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.	Possível	A condenação importará no pagamento parcial ou total da quantia pleiteada nos autos da ação.
52	Cível	1ª instância	38931	Cibran - Companhia Brasileira de Antibióticos	AMPLA	96,56	0	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.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e 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
53 Cível - Arbitral	8ª Vara Cível da Comarca de Niterói	1ª instância	39954	AMPLA	ENERTRADE	92,59	92,59	<p>Em 26 de junho de 2002, a Companhia e a Enertrade firmaram um contrato de compra e venda de energia (40MW médios), com início em 31 de dezembro de 2002 e vigência de 20 anos. O referido contrato foi encaminhado, em 22 de julho de 2002, à ANEEL para sua avaliação e posterior homologação.</p> <p>Em razão de se tratar de contrato entre partes relacionadas, visto que a Enertrade pertence ao mesmo grupo da EDP, a ANEEL homologou o referido contrato em 05 de junho de 2003 com as seguintes ressalvas: (i) redução do preço em 25% (de R\$97,4 a R\$ 72,6/MWh de dezembro 2002); e (ii) adequar a cláusula de rescisão do contrato (de acordo com a energia remanescente).</p> <p>Embora as primeiras faturas, com o preço original, já tivessem sido pagas pela Companhia, esta passou a, além de pagar o valor homologado pela ANEEL, glosar os valores pagos a maior das faturas subsequentes da Enertrade. A Enertrade continuou enviando a fatura sem a citada redução, alegando que o prazo para manifestação da ANEEL havia decaído, estando o referido contrato tacitamente homologado.</p> <p>A Enertrade obteve liminar na justiça, em processo impetrado contra a ANEEL e do qual a Companhia não é parte, suspendendo os efeitos do ofício da ANEEL, ou seja, retrocedendo o preço original, sem a redução decidida pela ANEEL. Em consequência disso, caso fosse mantida a decisão da liminar, a Companhia passaria a dever à Enertrade um valor maior, sem o respectivo repasse à tarifa dessa parcela.</p> <p>Objetivando ratificar o direito assegurado, ainda que liminarmente, de receber o valor integral do contrato supracitado, a Enertrade, em dezembro de 2005, instaurou procedimento arbitral contra a Companhia, na Câmara de Conciliação e Arbitragem da Fundação Getúlio Vargas/RJ, (Procedimentos Arbitrais nº 03/05 e 04/06).</p> <p>Em março/09, o Tribunal Arbitral da Câmara de Conciliação e Arbitragem da FGV emitiu a sentença arbitral nos autos dos procedimentos arbitrais nº. 03/05 e 04/06 (foram reunidos pelo Tribunal Arbitral para julgamento visto que o de nº. 04/06 trata-se de reconvenção proposta pela Ampla), condenando à Ampla nos seguintes termos: (i) pagamento da diferença entre o preço do contrato e o valor pago entre o período de 01/01/04 a 28/08/06, atualizado financeiramente e com juros de 1% a.m.; (ii) pagamento dos meses de outubro a dezembro de 2003, atualizados financeiramente com juros de 1% e multa de 2% a. m., e (iii) o contrato foi considerado resolvido desde 28/08/06. Foram interpostos recursos processuais pelas Partes, e após a análise dos mesmos o Tribunal Arbitral manteve a sentença nos mesmos termos. Com base na decisão arbitral, a ENERTRADE requereu o pagamento do valor de R\$ 69.028.998,00 (este valor é atualizado mensalmente, conforme critérios de atualização do Tribunal de Justiça, e em setembro/09 perfaz a quantia atualizada de R\$ 73.515.838,00).</p> <p>Considerando o exposto, a AMPLA interpôs em maio/09 perante a 8ª Vara</p>	Provável	A perda da ação anulatória pela Ampla implicará na execução judicial da sentença arbitral pela ENERTRADE em face da AMPLA, o que atualmente perfaz a quantia aproximada de MMR\$ 80.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e 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
Cível	8ª Vara Cível da Comarca de Niterói	2ª instância	34621	Laboratórios B. Braun S.A	AMPLA	14,37	0,42	<p>Cível de Niterói/RJ uma Ação Anulatória (processo nº. 2009.002.02.2917-0) da Sentença Arbitral, com pedido de tutela antecipada suspendendo a execução da sentença arbitral até o término do referido litígio, tendo sido a referida tutela deferida à AMPLA. A ENERTRADE então interpôs, em julho/09, Agravo de Instrumento com pedido de efeitos suspensivos à decisão que deferiu a liminar perante o Tribunal de Justiça do RJ. Dito Tribunal, preliminarmente, afastou os efeitos suspensivos, tendo a ENERTRADE interposto Agravo Regimental contra o indeferimento dos efeitos. Em agosto/09, o Tribunal manifestou-se não conhecendo do Agravo Regimental.</p> <p>Importante ressaltar que o Juízo da 8ª Vara Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal, denegou a segurança requerida pela ENERTRADE nos autos do Mandado de Segurança, decisão já transitada em julgado. Este fato, já informado pela AMPLA nos autos da ação anulatória é considerado positivo a mesma visto que: (i) a ENERTRADE somente requereu a arbitragem com base em decisão liminar suspendendo a decisão da ANEEL quanto a não homologação dos valores do Contrato de Compra e Venda de Energia proferida em 2004 nos autos do Mandado de Segurança, e (ii) a decisão desfavorável à ENERTRADE em sede do Mandado de Segurança reforça a tese da Ampla na ação anulatória.</p> <p>Em novembro e dezembro de 2009, as Partes requereram a suspensão do processo pelo prazo total de 90 dias, a fim de viabilizar eventual acordo. Em março/09 as partes requerem o prosseguimento do feito, pois não foi possível a realização de acordo global em razão de pendências regulatórias.</p> <p>Atualmente estamos aguardando a decisão do Tribunal de Justiça quanto ao Agravo de Instrumento.</p>	Provável	A condenação importará no pagamento parcial ou total da quantia pleiteada nos autos da ação
								<p>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 ("tarifaço"). A demandante sustenta que o incremento tarifário determinado pelas Portarias DNAEE nº 038 e 045 de fevereiro 1986, durante o 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</p>		

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e 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
55	Cível	1ª instância	36081	Cibrapele	AMPLA	68,78	0,65	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. Assim 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; (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;	Provável	A condenação importará no pagamento parcial ou total da quantia pleiteada nos autos da ação
56	Cível	1ª instância	39435	Astec Assessoria de Serviço Técnicos e Tributários Ltda.	AMPLA	56,6	0	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 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.	Possível	A condenação importará no pagamento parcial ou total da quantia pleiteada nos autos da ação
57	Cível	1ª instância	34621	Perma Ind. de Bebidas S/A	AMPLA	33,15	0,99	Portarias 38 e 45 DNAEE - TARIFAÇO. 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 ("tarifaço"). A demandante sustenta que o incremento tarifário determinado pelas Portarias DNAEE nº 038 e 045 de fevereiro 1986, durante o 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	Provável	A condenação importará no pagamento parcial ou total da quantia pleiteada nos autos da ação

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e 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
58	Cível	17ª Vara Federal do Distrito Federal	2ª instância	35762	Fábrica Boechat Ltda	AMPLA	46,93	1,25	Provável	A condenação importará no pagamento parcial ou total da quantia pleiteada nos autos da ação
59	Cível	8ª Vara Cível da Comarca de Niterói	2ª instância	38110	Televisão Cidade S/A	AMPLA	34,24	0	Possível	A condenação importará no pagamento parcial ou total da quantia pleiteada nos autos da ação e revisão do valor do contratado e compartilhamento de infraestrutura

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e 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
60	2ª Vara Cível de Itaboraí	1ª instância	38121	Município de Itaboraí	AMPLA	32,17	0	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 alumiado 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 parcelado ou total da quantia pleiteada nos autos da ação e revisão da metodologia de faturamento de energia elétrica para iluminação pública.
61	8ª Vara da Fazenda Pública da Comarca do Rio de Janeiro	2ª instância	38517	Electrovidro	AMPLA	40,16	28,4	Portarias 38 e 45 DNAEE - TARIFACO. 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 ("tarifaço"). A demandante sustenta que o incremento tarifário determinado pelas Portarias DNAEE nº 038 e 045 de fevereiro 1986, durante o 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	Provável	A condenação importará no pagamento parcelado ou total da quantia pleiteada nos autos da ação
62	12ª Vara Federal do Rio de Janeiro	2ª instância	35758	Real Veículos e outros	AMPLA	9,11	0,27	Portarias 38 e 45 DNAEE - TARIFACO. 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 ("tarifaço"). A demandante sustenta que o incremento tarifário determinado pelas Portarias DNAEE nº 038 e 045 de fevereiro 1986, durante o 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	Provável	A condenação importará no pagamento parcelado ou total da quantia pleiteada nos autos da ação

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e 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
63	8ª Vara Cível de Niterói	2ª instância	37021	Companhia Eletromecânica Celma	AMPLA	22,58	0,93	Portarias 38 e 45 DNAEE - TARIFAÇO. 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 ("tarifaço"). A demandante sustenta que o incremento tarifário determinado pelas Portarias DNAEE nº 038 e 045 de fevereiro 1986, durante o 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	Provável	A condenação importará no pagamento parcial ou total da quantia pleiteada nos autos da ação
64	7ª Vara Cível da Comarca de Niterói	1ª instância	38548	FRASPOL IND E COM LTDA	AMPLA	11,28	0,33	Portarias 38 e 45 DNAEE - TARIFAÇO. 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 ("tarifaço"). A demandante sustenta que o incremento tarifário determinado pelas Portarias DNAEE nº 038 e 045 de fevereiro 1986, durante o 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	Provável	A condenação importará no pagamento parcial ou total da quantia pleiteada nos autos da ação
65	7ª Vara Cível da Comarca de Duque de Caxias	1ª instância	39105	Sadia Concórdia	AMPLA	5,29	0,15	Portarias 38 e 45 DNAEE - TARIFAÇO. 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 ("tarifaço"). A demandante sustenta que o incremento tarifário determinado pelas Portarias DNAEE nº 038 e 045 de fevereiro 1986, durante o 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	Provável	A condenação importará no pagamento parcial ou total da quantia pleiteada nos autos da ação
66	3ª Vara Cível da Comarca de Niterói	1ª instância	32417	Cerâmica Marajó e outros	AMPLA	12,3	7,78	Portarias 38 e 45 DNAEE - TARIFAÇO. 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 ("tarifaço"). A demandante sustenta que o incremento tarifário determinado pelas Portarias DNAEE nº 038 e 045 de fevereiro 1986, durante o 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	Provável	A condenação importará no pagamento parcial ou total da quantia pleiteada nos autos da ação

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e 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
67	5ª Vara Federal de Rio de Janeiro	2ª instância	30969	Municípios de Trajano de Moraes y Cahoeiras de Macacu	AMPLA	15,01	5,93	A anterior Constituição Federal brasileira (1969) estabelecia que o Governo Federal devia fixar um imposto sobre à produção, importação, circulação, distribuição e consumo de energia elétrica (IUEE – imposto Único sobre Energia Elétrica). A mesma Constituição mandava que um 60% deste tributo dovesse repartir-se entre os Estados, o Distrito Federal e os Municípios. O Decreto Federal nº 68.419/71 dispôs que um sexto desses 60%, isto é, um 10% do imposto total, devia ir aos municípios. Até o exercício correspondente ao ano 1980, esses fundos eram entregados pelas concessionárias aos municípios em ações próprias de sua capital social, porque assim o permitia o citado Decreto Federal. O 01/01/81, entrou em vigência do Decreto Lei nº 1805/80, que suprimiu a possibilidade de pagar em ações. A partir dessa data a lei estabeleceu que os pagamentos devam fazer-se em efetivo, mas na prática os municípios continuavam recebendo os valores em ações e não em efetivo. Assim, os Demandantes pedem:(i) que as quotas-parte do IUEE devidas aos municípios sejam transferidas em dinheiro;(ii) que as demandadas sejam solidariamente condenadas a pagar aos demandantes, a partir de 01/01/80, todas as diferenças que foram apressadas a título de IUEE, de acordo com vos coeficientes estabelecidos pelo DNAAE, respeitada a proporção de 10% do total arrecadado pela União, cabível aos demandantes;(iii) que sejam descontados vos valores reais, e nou nominais, das quotas-partes já recebidas pelos demandantes, encontrando-se as diferentes em dinheiro que deverou ser pagas aos requerentes.	Provavel	A condenação importará no pagamento parcelado ou total da quantia pleiteada nos autos da ação
68	15ª Vara Federal do Rio de Janeiro	2ª instância	33721	USINA SANTA CRUZ A	AMPLA	8,09	0,24	Portarias 38 e 45 DNAAE - 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 legal de 20% sobre as tarifas dos clientes industriais ("tarifação"). A demandante sustenta que o incremento tarifário determinado pelas Portarias DNAAE nº 038 e 045 de fevereiro 1986, durante o 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 parcelado ou total da quantia pleiteada nos autos da ação

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e 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
69 Cível	9ª Vara Cível da Comarca de Niterói	2ª instância	38715	SMD - SERVIÇOS DE MEDIÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE DOCUMENTOS LTDA.	AMPLA	12,8	0,23	SMD fue contratada por Ampla para prestar servicios de lectura de consumo de energia y entrega de facturas. La Demandante pretende la condena de Ampla por daños morales y lucros cesantes, en virtud de presunta "quebra 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.	Provável	Eventual condenação implicará no pagamento de danos morais, lucros cessantes, SMD, em razão de suposta quebra de contrato alegada.
70 Cível	Cartório da Vara Única de Arraial do Cabo	1ª instância	37553	Roberto Barbosa Ramos e Alмира Barbosa Ramos	AMPLA	12,49	0,44	Trata-se de ação indenizatória (acidente com energia elétrica) movida em decorrência do acidente fatal ocorrido em 04/09/02, em Cabo Frio, quando o filho dos autores (na época com 11 anos de idade) foi vítima de descarga elétrica (eletroplessão) em razão de um cabo energizado localizado na altura do chão. O pedido dos autores é, em síntese, de indenização por danos materiais (pensionamento vitalício para genitora da vítima) e danos morais que, somados os dois autores, chegam no valor total de R\$ 4.050.059,00.	Provável	A condenação importará no pagamento da quantia pleiteada.
71 Cível	1ª Vara Cível da Comarca de Niterói	1ª instância	39580	PAGUE AQUI RECEBIMENTO E SERVIÇOS LTDA (CONTA FÁCIL)	AMPLA	11,94	0	A empresa "Pague Aqui" foi contratada pela Ampla para prestar o serviço de arrecadação de faturas de energia elétrica em postos de serviço alternativos, fora da rede bancária. Todavia, ocorreram problemas na execução do contrato, e em determinado momento a contratada deixou de realizar os repasses dos valores arrecadados para a Ampla, dando origem algumas ações judiciais. Nos autos da Ação de Cobrança proposta pela Ampla, em 12/05/2008 a "Pague Aqui" apresentou Reconvenção, pretendendo legítimar a retenção de valores realizada, e a condenação da Ampla ao pagamento de indenização por descumprimento contratual.	Possível	A condenação importará no pagamento parcial ou total da quantia pleiteada nos autos da reconvenção.
72 Cível	3ª Vara Cível da Comarca de Cabo Frio - RJ	2ª instância	37230	Frederico Octavio Silva da Gama	AMPLA	7,79	3,89	El Demandante solicita una indemnización, alegando que se encontraba inclinado en la terraza de una discoteca cuando de repente recibió un violento choque eléctrico de los cables de un poste de la calle que se ubicaba muy cercano a la terraza, ocasionándole la pérdida de uno de los miembros superiores y el genital. El Demandante pide Daños, patrimonial, moral, estético y pensión vitalicia.	Provável	A condenação importará no pagamento da quantia pleiteada.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e 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
73	3ª Vara Cível de Campos dos Goytacazes	1ª instância	38460	GILVANDRO PEREIRA RIBEIRO	AMPLA	6,93	0	En 19/10/04, en accidente de tránsito ocurrido en la Carretera del Hilo (Campos dos Goytacazes - RJ) un vehículo de la Marca VW - GOL batió en un poste ocasionando la energización de la cerca de alambre farpado en la cual el Autor estaba encontrado, ocasionándole lesiones gravísimas e irreversibles. El Autor, actualmente, vive en estado vegetativo.	Possível	A condenação importará no pagamento da quantia pleiteada.
74	1ª Vara Cível da Comarca de Angra	2ª instância	36872	MARIA APARECIDA DE ARAUJO PIRES	AMPLA	8,92	-	Trata-se de ação indenizatória (acidente com energia elétrica) movida em decorrência do acidente. O pedido dos autores é, em síntese, de indenização por danos materiais e morais.	Possível	A condenação importará no pagamento da quantia pleiteada.
75	1ª Vara Cível da Comarca de Itaboraí	1ª instância	40235	GILSON NASCIMENTO DE SOUZA	AMPLA	16,14	-	Se trata de una acción indemnizatoria (acción indemnizatoria), alegan que el 11/7/2009, el demandante mencionado en primer lugar, respectivamente marido y padre de los demás demandantes, accidentalmente recibió una descarga eléctrica proveniente de un transformador de energía instalado muy próximo al portón de su residencia, localizada en la dirección "Rua Evaldo Saramago Pinheiro, lote 05, quadra 15, Rio Várzea, Itaboraí/RJ".	Possível	A condenação importará no pagamento da quantia pleiteada.
76	3ª Vara Cível de Niterói	2ª instância	40492	MAXI EMPREENDIMENTOS HOTELEIROS LTDA	AMPLA	16,34	-	Trata-se de ação de indenização por danos materiais em decorrência de oscilação / interrupção no fornecimento de energia.	Possível	A condenação importará no pagamento da quantia pleiteada.
77	1ª Vara Federal da Comarca de Niterói	1ª instância	34261	LUCIO LEITE DE OLIVEIRA E OUTROS	AMPLA	10,73	7,79	DESAPROPRIACAO PARA INST. DE LINHA DE TRANSMISSAO	Possível	A condenação importará no pagamento da quantia pleiteada.
78	5ª VF/NIT	VF	34820	AMPLA	INSS	3,21	0	Ação visando a anulação das NFD'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
79	2ª VF/NIT	VF	35339	AMPLA	INSS	11,52	0	Ação visando a anulação da NFD'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

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e 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	
80	Trabalhista	5ª VF/NIT	TRF	32994	UNIÃO FEDERAL	AMPLA	11,52	0	Ação onde a Ampla pleiteia desconstituir o efeito das Notificações Fiscais de Cobranças de Débitos (NFD'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.	Possível	Impacto em caixa e resultado
81	Trabalhista	1ª VF/NIT	VF	34274	AMPLA	INSS	4,39	0	Ação visando a anulação da NFD'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)	Remoto	Impacto em caixa e resultado
82	Trabalhista	1ª VF/NIT	TRF	34700	AMPLA	INSS	0,2	0	Ação que objetiva a declaração do direito da AMPLA de recolher as contribuições previdenciárias destinadas ao custeio da aposentadoria especial e dos benefícios concedidos em razão do grau de incidência de incapacidade laborativa decorrente dos riscos ambientais do trabalho (SAT) com base nos riscos relativos à verdadeira atividade preponderante de cada um dos estabelecimentos da AMPLA.	Possível	Impacto em caixa e resultado
83	Trabalhista	2ª CC / 4ª CJ	DRF	35431	AMPLA	INSS	14,98	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 PLR, transmutando a sua natureza jurídica para salarial.	Possível	Impacto em caixa e resultado
84	Trabalhista	5ª VF/NIT	VF	39759	UNIÃO FEDERAL	AMPLA	23,7	0	Execução fiscal referente as NFD'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
85	Trabalhista	3ª VT/NIT	TRT	36892	MINISTÉRIO PÚBLICO DO TRABALHO	AMPLA	Indeterminado	0	Processo que tem como objeto a obrigação de não fazer de contratação de mão de obra terceirizada.	Remoto	Impacto em caixa e resultado
86	Trabalhista	2ª VT/CG	VT	37622	SIND. TRAB. IND. ENELETT. NORTE E NOROESTE FLUM.	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
87	Trabalhista	1ª VT/NIT	TST	32599	Sind.Trab.Ind.Energia Elétrica Niterói	AMPLA	44,97	44,97	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"	Remoto	Impacto em caixa e resultado
88	Trabalhista	2ª VT/NIT	TRT	34731	Selma de Souza Toscano e outros	AMPLA	24,1	24,1	Os demandantes, desvinculados da Companhia, pretendem sua reintegração à mesma e a garantia de sua estabilidade	Possível	Impacto em caixa e resultado

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e 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
89	Trabalhista	2ª VT/NIT	VT	32234	Newton José dos Santos e outros	AMPLA	4,81	4,81	Os demandantes pleiteiam 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
90	Trabalhista	2ª VT/CG	VT	37622	Ademar Franco Rocha de Sales e outros	AMPLA	3,15	3,15	Os demandantes pleiteiam a incorporação ao cargo de Assessor Administrativo III, nível T04 e pagamento de diferenças salariais desde fevereiro de 1994.	Provável	Impacto em caixa
91	Trabalhista	1ª VT/NIT	VT	33635	Sind.Trab.Ind.Energia Elétrica Niterói	AMPLA	4,01	4,01	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
92	Trabalhista	1ª VT/CG	VT	32568	Sind.Trab.Ind.Energia Elétrica Norte e Noroeste Fluminense	AMPLA	2,1	2,1	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 2.335/87 "Plano Verão" e honorários advocatícios de 15%.	Provável	Impacto em caixa
93	Trabalhista	3ª VT/NIT	TRT	32933	Jose Reinaldo Ferreirinha e outros	AMPLA	19,3	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
94	Trabalhista	1ª VT/MAC	VT	34335	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 do 1992.	Provável	Impacto em caixa
95	Trabalhista	1ª VT/NIT	VT	31868	Sind.Trab.Ind.Energia Elétrica Niterói	AMPLA	2,38	2,38	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
96	Trabalhista	1ª VT/NIT	VT	35796	Sergio Lopes Figueiredo	AMPLA	4,32	4,32	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.	Provável	Impacto em caixa
97	Trabalhista	1ª VT/NIT	TST	33970	Sindicato dos Engenheiros do Rio de Janeiro	AMPLA	2,02	2,02	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
98	Trabalhista	3ª VT/NIT	VT	30317	Sindicato dos Engenheiros do Rio de Janeiro	AMPLA	0,69	0	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

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Número	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	
											Impacto em caixa	Impacto em caixa
99	Trabalhista	3ª VT/NIT	VT	35521	Katsuiti Otani	AMPLA	0,12	0,12	Trata-se de ação cujo objeto envolve complementação salarial	Provável	Impacto em caixa	
100	Trabalhista	1ª VT/NIT	VT	34731	Rogério Manoel Campos da Costa	AMPLA	0,64	0,64	O objeto da ação versa sobre reintegração, com base na Resolução SEME-29.	Provável	Impacto em caixa	
101	Trabalhista	1ª VT/NIT	TST	35796	Antonio Carlos de Santos Souza e outros	AMPLA	0,42	0,42	Os demandantes pleiteiam nulidade da supressão do pagamento da alimentação e honorários advocatícios.	Provável	Impacto em caixa	
102	Trabalhista	1ª VT/NIT	VT	35065	Jalme Armond e outros	AMPLA	2,39	2,39	O objeto da ação versa sobre diferença de depósito de FGTS	Provável	Impacto em caixa	
103	Trabalhista	1ª VT/TER	VT	38718	Diomar Suete Leite	AMPLA	2,56	2,56	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	
104	Trabalhista	3ª VT/NIT	VT	33239	Sérgio Gonçalves Monteiro	AMPLA	0,94	0,94	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	
105	Trabalhista	2ª VT/NIT	VT	33239	Sind.Trab.Ind.Energia Elétrica Niterói	AMPLA	1,8	1,8	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	
106	Trabalhista	1ª VT/NIT	VT	30773	Acacio Ferreira Cantanhão e outros	AMPLA	1,47	1,47	Ajuizamento de ação pleiteando a procedência da condenação a título de participação nos ganhos da Ampla.	Provável	Impacto em caixa	
107	Trabalhista	3ª VT/NIT	VT	36526	Antônio Carlos do Couto Dias e outros	AMPLA	0,09	0,09	Trata de ação onde os Demandantes requerem a nulidade do contrato com a Coopeletro - Cooperativa dos Eletricários 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 diferenças salariais, horas extras, adicional de periculosidade, vantagem pessoal, anuênios (vantagens por ter cumprido um 01 ano de trabalho), adicional de penosidade, férias, adicional natalino e danos morais. Todos foram desligados em 31/12/1998.	Provável	Impacto em caixa	
108	Trabalhista	1ª VT/MAC	VT	32143	Antonio Paulo da Silva e outros	AMPLA	0,93	0,93	Em referida ação, os Demandantes pleiteiam "horas itinere" com os consequentes reflexos.	Provável	Impacto em caixa	
109	Trabalhista	1ª VT/RES	TST	36161	Helio Ricardo Moreira Silva e outros	AMPLA	0,89	0,89	Na referida ação, os Demandantes pleiteiam reintegração, danos morais e honorários advocatícios.	Provável	Impacto em caixa	

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e 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
110	1ª VT/NIT	VT	36161	Sérgio França	AMPLA	0,81	0,81	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
111	1ª VT/NIT	VT	35431	Arisleno Teixeira e outros	AMPLA	1,33	1,33	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
112	1ª VT/MAG	VT	39448	Jorge Roberto Cadilho da Silva	AMPLA	1,96	0	Trata-se de ação onde o Demandante pleiteia a sua reintegração alegando suposta estabilidade proveniente de acidente de trabalho.	Possível	Impacto em caixa e resultado
113	1ª VT/NIT	VT	35184	Paulo Correa Machado e outros	AMPLA	1,05	1,05	Ação onde o Demandante pleiteia diferenças de FGTS.	Provável	Impacto em caixa

* O processo 15 tem como réu a Ampla Energia e Serviços, no entanto no momento da Cisão que originou a Ampla Investimentos os Fixed Rate Notes foram passados a esta companhia, razão pela qual este processo está nas notas explicativas das duas companhias.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores**Processo 1: Ampla e Enertrade****a) juízo**

Cível – Arbitral

b) instância

8ª Vara Cível da Comarca de Niterói - 1ª instância

c) data de instauração

21/05/2009

d) partes no processo

Ampla e Enertrade

e) valores, bens ou direitos envolvidos

R\$80 milhões

f) principais fatos

Em 26 de junho de 2002, a Companhia e a Enertrade firmaram um contrato de compra e venda de energia (40MW médios), com início em 31 de dezembro de 2002 e vigência de 20 anos. O referido contrato foi encaminhado, em 22 de julho de 2002, à ANEEL para sua avaliação e posterior homologação.

Em razão de se tratar de contrato entre partes relacionadas, visto que a Enertrade pertence ao mesmo grupo da EDP, a ANEEL homologou o referido contrato em 05 de junho de 2003 com as seguintes ressalvas: (i) redução do preço em 25% (de R\$97,4 a R\$72,6/MWh de dezembro 2002); e (ii) adequar a cláusula de rescisão do contrato (de acordo com a energia remanescente).

Embora as primeiras faturas, com o preço original, já tivessem sido pagas pela Companhia, esta passou a, além de pagar o valor homologado pela ANEEL, glosar os valores pagos a maior das faturas subsequentes da Enertrade. A Enertrade continuou enviando a fatura sem a citada redução, alegando que o prazo para manifestação da ANEEL havia decaído, estando o referido contrato tacitamente homologado.

A Enertrade obteve liminar na justiça (Juízo da 8ª Vara Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal), em processo impetrado contra a ANEEL e do qual a Companhia não é parte, suspendendo os efeitos do ofício da ANEEL, ou seja, retrocedendo o preço original, sem a redução decidida pela ANEEL. Em consequência disso, caso fosse mantida a decisão da liminar, a Companhia passaria a dever à Enertrade um valor maior, sem o respectivo repasse à tarifa dessa parcela.

Objetivando ratificar o direito assegurado, ainda que liminarmente, de receber o valor integral do contrato supracitado, a Enertrade, em dezembro de 2005, instaurou procedimento arbitral contra a Companhia, na Câmara de Conciliação e Arbitragem da Fundação Getúlio Vargas/RJ, (Procedimentos Arbitrais nº 03/05 e 04/06).

Em março/09, o Tribunal Arbitral da Câmara de Conciliação e Arbitragem da FGV emitiu a sentença arbitral nos autos dos procedimentos arbitrais nº. 03/05 e 04/06 (foram reunidos pelo Tribunal Arbitral para julgamento visto que o de nº. 04/06 trata-se de reconvenção proposta pela Ampla), condenando à Ampla nos seguintes termos: (i) pagamento da diferença entre o preço do contrato e o valor pago entre o período de 01/01/04 a 28/08/06, atualizado financeiramente e com juros de 1% a.m.; (ii) pagamento dos meses de outubro a dezembro de 2003, atualizados financeiramente com juros de 1% e multa de

4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores

2% a.m., e (iii) o contrato foi considerado resolvido desde 28/08/06. Foram interpostos recursos processuais pelas Partes, e após a análise dos mesmos o Tribunal Arbitral manteve a sentença nos mesmos termos. Com base na decisão arbitral, a ENERTRADE requereu o pagamento do valor de R\$69.028.998,00 (este valor é atualizado mensalmente, conforme critérios de atualização do Tribunal de Justiça, e em dezembro/09 perfaz a quantia atualizada de R\$75.609.696,67

Considerando o exposto, a AMPLA interpôs em maio/09 perante a 8ª Vara Cível de Niterói/RJ uma Ação Anulatória (processo nº. 2009.002.022917-0) da Sentença Arbitral, com pedido de tutela antecipada suspendendo a execução da sentença arbitral até o término do referido litígio, tendo sido a referida tutela deferida à AMPLA. A ENERTRADE então interpôs, em julho/09, Agravo de Instrumento com pedido de efeitos suspensivos à decisão que deferiu a liminar perante o Tribunal de Justiça do RJ. Dito Tribunal, preliminarmente, afastou os efeitos suspensivos, tendo a ENERTRADE interposto Agravo Regimental contra o indeferimento dos efeitos. Em agosto/09, o Tribunal manifestou-se não conhecendo do Agravo Regimental.

Importante ressaltar que o Juízo da 8ª Vara Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal, denegou a segurança requerida pela ENERTRADE nos autos do Mandado de Segurança, decisão já transitada em julgado. Este fato, já informado pela AMPLA nos autos da ação anulatória é considerado positivo a mesma visto que: (i) a ENERTRADE somente requereu a arbitragem com base em decisão liminar suspendendo a decisão da ANEEL quanto a não homologação dos valores do Contrato de Compra e Venda de Energia proferida em 2004 nos autos do Mandado de Segurança, e (ii) a decisão desfavorável à ENERTRADE em sede do Mandado de Segurança reforça a tese da Ampla na ação anulatória.

Em novembro e dezembro de 2009, as Partes requereram a suspensão do processo pelo prazo total de 90 dias, a fim de viabilizar eventual acordo.

Em março/09 as partes requerem o prosseguimento do feito, pois não foi possível a realização de acordo global em razão de pendências regulatórias.

Em 02 de junho de 2010 ocorreu o julgamento do Agravo de Instrumento interposto pela Enertrade. O resultado do julgamento foi favorável para Ampla, ficando portanto mantida a liminar obtida em 22 de maio de 2009.

Em junho de 2010 foi publicado despacho da Juíza de 1ª instância designando a audiência preliminar para o dia 13/9/2010.

Em agosto/10, a Enertrade apresentou Embargos de Declaração ao Tribunal de Justiça para continuar tentando cassar a liminar, sendo que o Tribunal, em sua decisão, manteve a liminar favorável à Ampla.

Em outubro/2010, a Enertrade apresentou Recurso Especial contestando novamente ao Tribunal de Justiça a manutenção da liminar favorable à Ampla.

Em setembro/2010 e outubro/2010, as Partes requereram novos prazos para suspensões do processo com o intuito de retomar as negociações para celebração de um acordo.

g) se a chance de perda é:

Provável

h) análise do impacto em caso de perda do processo

A perda da ação anulatória pela Ampla implicará na execução judicial da sentença arbitral pela ENERTRADE em face da AMPLA, o que atualmente perfaz a quantia aproximada de R\$80 milhões.

i) valor provisionado, se houver provisão

R\$94,9 milhões

4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores**Processo 2: 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:

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 vincendos 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:

POSSÍVEL.

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:

R\$ 492.428,64.

4.5 - Processos sigilosos relevantes

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

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto

	Natureza do Processo	Tipo de Ação	Explicação Sumária	Número total de ações	Valor total envolvido na ações (MMR\$)	Valor total provisionado nas ações (MMR\$)
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	275	173,13	18,98
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	125	42,33	27,81
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	39	281,79	45,58

4.7 - Outras contingências relevantes

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

4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados

Não aplicável à Companhia.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

O negócio da Companhia compreende a distribuição de energia para os consumidores de suas áreas de concessão, portanto, os instrumentos financeiros significativos estão relacionados às seguintes transações:

- Os saldos de contas a receber e a pagar a longo prazo estão relacionados à recomposição tarifária extraordinária e, portanto, não estão sujeitos a ajuste a valor de mercado.
- As aplicações em Fundos de Investimentos e CDBs – Certificados de Depósitos Bancários seguem a variação do CDI – Certificado de Depósito Interbancário.
- Os empréstimos da Companhia concentrados no curto prazo, para atendimento de seu capital de giro, aproximam-se do valor de mercado na data de balanço. Para os empréstimos e debêntures de longo prazo, por se tratarem, em sua maioria, de fontes de financiamentos específicas, o valor de mercado não foi calculado de forma a obter o valor de negociação a taxas vigentes no mercado para contratos em condições e prazos similares.

Os principais fatores de risco de mercado que afetam o negócio da Companhia podem ser assim enumerados:

(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. 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.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

Contrato	2010 (R\$/mil)	Possível (R\$/mil)	Remoto (R\$/mil)
ALFA DI-B	63.233	64.872	66.512
BB DI-A	101.016	103.712	106.408
BNDES CAPEX	83.136	86.126	89.116
BNDES CAPEX SE	14.668	15.196	15.724
BNDES FINAME S	1.011	1.011	1.011
BNDES FINAME T	2.194	2.194	2.194
BNDES FINAME U	2.393	2.393	2.393
BNDES FINAME V	757	757	757
BNDES FINAME W	2.189	2.189	2.189
BNDES FINEM REDE AMPLA	24.609	26.026	27.443
BRADESCO DI-C	10.746	11.087	11.428
BRADESCO DI-D	42.069	42.740	43.412
BRADESCO DI-E	42.069	43.140	44.211
BRADESCO DI-F	21.035	21.570	22.105
DEBENTURES (AMPL14)	387.277	396.927	406.578
DEBÊNTURES (AMPL15)	115.947	119.020	122.092
DEBÊNTURES (AMPL25)	143.417	145.467	145.467
ELETRORBRAS - 0022/04 (LUZ PARA TODOS)	2.974	2.974	2.974
ELETRORBRAS - 158/2006 (LUZ PARA TODOS)	6.000	6.000	6.000
ELETRORBRAS - 245/2008 (LUZ PARA TODOS)	7.562	7.562	7.562
HSBC DI-A	121.047	124.194	127.342
HSBC DI-B	30.264	31.058	31.853
ITAU DI-A	13.367	13.726	14.085
UNIBANCO DI - C	10.812	11.158	11.504
Total	1.249.792	1.281.099	1.310.360
Sensibilização Indicadores	-	+25%	+50%
Custo da Dívida	10,94%	13,64%	16,34%

(b) Risco de crédito

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.

(c) 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.

(d) Risco de vencimento antecipado

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

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.

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 têm afetado, e poderão continuar a afetar, 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 escassez de liquidez e crédito, combinada com recentes e substanciais perdas nos mercados de ações em todo o mundo, inclusive no Brasil, poderá causar uma prolongada recessão mundial ou, até mesmo, uma depressão.

A Emissora poderá enfrentar problemas significativos de liquidez, 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

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

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 refinanciar 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.

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 eleição presidencial acontecerá em outubro de 2010. Durante as últimas eleições presidenciais, foi observada volatilidade nas taxas de câmbio, juros, nos índices de inflação e nos preços de mercado dos valores mobiliários das companhias brasileiras. As incertezas sobre o resultado das eleições de 2010 e a especulação sobre as medidas do futuro Governo Federal podem influenciar a percepção dos investidores com relação ao risco no Brasil e poderão ter um efeito significativamente adverso sobre os negócios e/ou resultados operacionais da Companhia.

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. A Companhia não pode garantir que o Real não sofrerá uma desvalorização ou valorização frente ao Dólar no futuro.

Em 31 de dezembro de 2010, 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

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

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 2010, o endividamento total em aberto da Companhia era de R\$1.250 milhões, sendo 100% denominados em Reais dos quais 98% eram taxas de juros indexadas, principalmente, ao CDI (77%), à TJLP (10%) e ao IPCA (11%).

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 significativamente, afetando adversamente a liquidez, a situação financeira e os resultados operacionais 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.

No período encerrado em 31 de dezembro de 2010, o IGP-M apurado foi de 11,32% e o IPCA, apurado no mesmo período, foi de 5,91%.

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.

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.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

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.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

a) Riscos para os quais se busca proteção

A Companhia está exposta, principalmente, ao risco de mercado decorrente das variações nas taxa de juros, que impacta o valor justo e o fluxo de caixa de suas operações financeiras. O risco relativo a taxa de juros esta detalhado 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 atende aos requisitos da Lei Sarbanes-Oxley tendo, portanto, políticas internas de controles que primam por um ambiente rígido de controle para a minimização da exposição dos riscos.

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.

5.3 - Alterações significativas nos principais riscos de mercado

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

5.4 - Outras informações relevantes

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

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na 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

6.3 - Breve histórico

A Companhia, sob a denominação de Guinle & Cia, foi constituída em 1909, tornou-se companhia aberta em 1969 e foi controlada pelo Estado do Rio de Janeiro entre 29 de dezembro de 1978 e 21 de novembro de 1996 (sendo que teve sua denominação alterada para CERJ – Companhia de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro, em 1980), quando foi privatizada e passou a ser controlada pela Endesa, juntamente com a EDP e a Sociedad Panameña de Electricidad S.A. Em 27 de abril de 2005, a Companhia passou a ter sua atual denominação, Ampla Energia e Serviços S.A.

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

Não ocorreram quaisquer eventos societários relevantes pelos quais tenham passado a Companhia ou qualquer de suas controladas ou coligadas.

6.6 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial

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

6.7 - Outras informações relevantes

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

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas 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 atende parte do mercado consumidor do Estado do Rio de Janeiro, atuando em 66 municípios, ou seja, 32.188 km², correspondente a aproximadamente 73,3% do território do Estado do Rio de Janeiro, e envolvendo uma população estimada de 7,0 milhões de habitantes, dos quais aproximadamente 2,5 milhões são clientes da Companhia. A Companhia também atende a localidade de Maringá no Distrito de Mirantão, localizado no Município de Bocaina de Minas, no Estado de Minas Gerais. A Companhia distribuiu, aproximadamente, 2,8% do total de energia elétrica distribuída no Brasil em 2008, de acordo com a ABRADDEE, que representa aproximadamente 3,7% dos clientes de energia elétrica no País.

Número de Clientes	Exercícios sociais findos em					
	2008		31 de dezembro de 2009		2010	
		%		%		%
Clientes Faturados	2.301.568		2.521.158		2.570.114	
Residencial	2.082.164	90,50%	2.266.524	89,90%	2.314.996	90,07%
Industrial	4.906	0,20%	5.616	0,20%	5.501	0,21%
Comercial	143.480	6,20%	168.266	6,70%	166.841	6,49%
Rural	57.237	2,50%	65.280	2,60%	66.538	2,59%
Poder público	11.615	0,50%	13.045	0,50%	13.636	0,53%
Iluminação pública	1.142	0,00%	1.323	0,10%	1.395	0,05%
Serviços públicos	1.024	0,00%	1.104	0,00%	1.207	0,05%
Clientes Livres	16	0,00%	18	0,00%	23	0,00%
Revenda	5	0,00%	5	0,00%	13	0,00%
Clientes Efetivos	2.301.589	100,00%	2.521.181	100,00%	2.570.150	100,00%

7.2 - Informações 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 2010	Exercício Social encerrado em 31 de Dezembro de 2009	Exercício Social encerrado em 31 de Dezembro de 2008
Receita Líquida (R\$ mil)	3.154.775	3.150.958	2.451.327

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 2010	Exercício Social encerrado em 31 de Dezembro de 2009	Exercício Social encerrado em 31 de Dezembro de 2008
Lucro Líquido (R\$ mil)	216.092	360.860	281.386

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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 MWh, exceto percentuais):

	2009		2010	
	MWh	%	MWh	%
Itaipu	2.243.600	21,6%	2.164.100	18,7%
Bilateral	350.400	3,4%	350.400	3,0%
CCEAR	7.254.238	70,0%	8.858.217	76,3%
Outros	521.713	5,0%	230.735	2,0%
Total	10.369.951	100%	11.603.453	100%

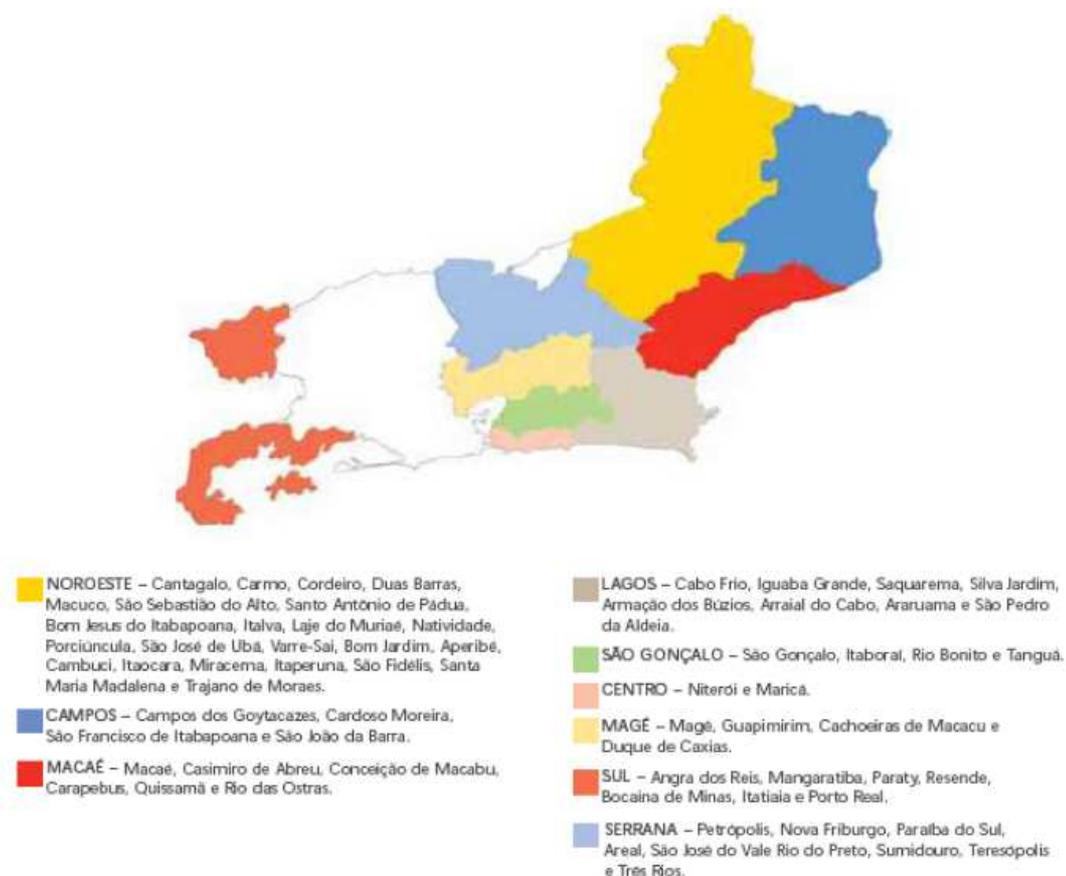
b) características do processo de distribuição

Área da Concessão – Estado do Rio de Janeiro.

A Ampla atende parte do mercado consumidor do Estado do Rio de Janeiro, atuando em 66 municípios, ou seja, 32.188 km², correspondente a aproximadamente 73,3% do território do Estado do Rio de Janeiro, e envolvendo uma população estimada de 7,0 milhões de habitantes, dos quais aproximadamente 2,5 milhões são clientes da Companhia. A Companhia também atende a localidade de Maringá no Distrito de Mirantão, localizado no Município de Bocaina de Minas, no Estado de Minas Gerais. De acordo com o último estudo elaborado pela ABRADDEE, a Companhia distribuiu, aproximadamente, 2,7% do total de energia elétrica distribuída no Brasil em 2010, que representa aproximadamente 3,45% dos clientes de energia elétrica no País.

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

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais



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.

A Companhia atualmente possui 131 linhas de transmissão. Essas linhas distribuem 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. Em 2010, além das 131 linhas de transmissão, a Companhia ainda possuía 104.530 transformadores de distribuição e 116 subestações fixas de distribuição (em 2008 eram 114), com uma rede de distribuição total de aproximadamente 48.950 km (em 2008 eram 48,5 mil km), sendo 31.881 km de média tensão e 17.069 km de baixa tensão.

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

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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.

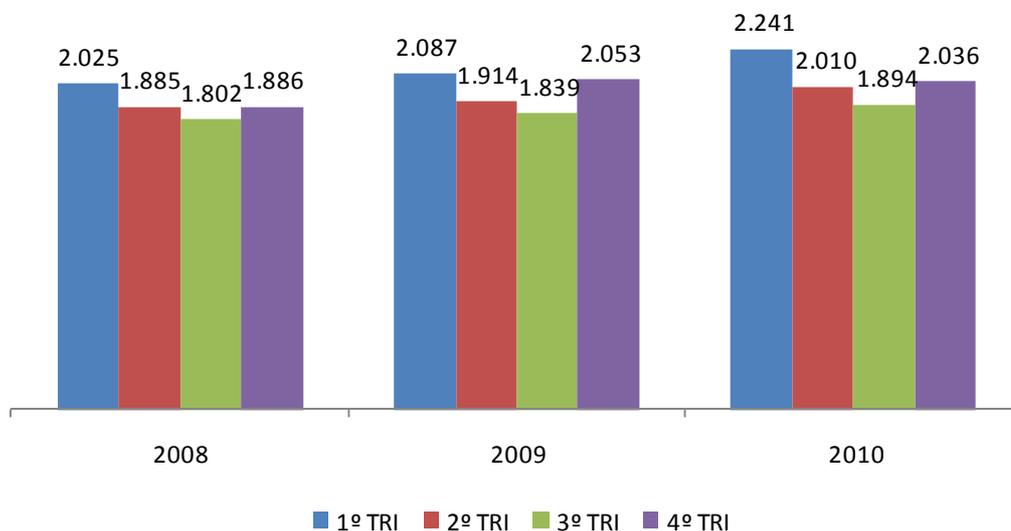
A Ampla encerrou o ano de 2010 com 29 clientes livres e 4 parcialmente livres, sendo que o consumo desses clientes representou 13,5% do volume total de energia elétrica distribuída pela Companhia.

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. Em 31 de dezembro de 2010, a Companhia tinha 29 clientes livres e 4 parcialmente livres em sua área de concessão.

d) eventual sazonalidade

O consumo e, conseqüentemente, a venda de energia elétrica 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.



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

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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.

Dessa forma, sendo os preços regulamentados, é improvável a ocorrência de alta volatilidade.

A tabela abaixo indica a quantidade total de energia comprada pela Ampla de cada fornecedor nos períodos indicados.

	2008		2009		2010	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%
Itaipu	2.288.349	25,0%	2.243.600	21,6%	2.164.100	18,7%
Bilateral	351.360	3,8%	350.400	3,4%	350.400	3,0%
CCEAR	6.389.691	69,7%	7.254.238	70,0%	8.858.217	76,3%
Outros	139.416	1,5%	521.713	5,0%	230.735	2,0%
Total	9.168.815	100,0%	10.371.960	5%	11.605.463	2%

7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total

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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- 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,

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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.

· 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:

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

(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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 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

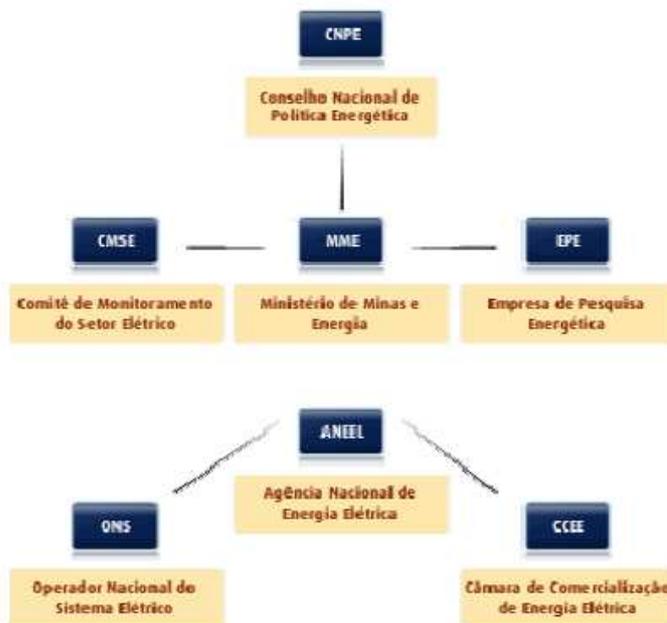
7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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



Conselho Nacional de Política Energética - CNPE

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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, encaminhando-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:

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- 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;
- 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;

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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, consequentemente, 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.

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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 fornecedores. 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.

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 disto, 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 extinguirem 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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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.

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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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.

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

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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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.

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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

· 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

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.

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.

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.

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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica

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,

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

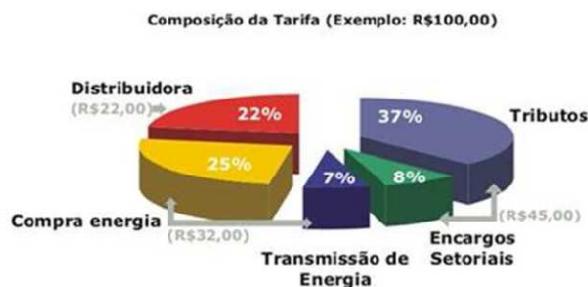
podendo ser um ativo ou passivo regulatório. Na data do reajuste anual, se o saldo da CVA indicar um direito a receber para a distribuidora, a ANEEL deverá homologar o respectivo acréscimo para as tarifas. Se o saldo da CVA indicar uma obrigação a ressarcir o consumidor, a ANEEL deverá homologar o respectivo 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) 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.

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.

Abaixo segue o detalhe da alocação dos referidos custos, segundo disposição média do setor, em uma conta de luz, que chega ao consumidor final, no valor de R\$100,00. Destaca-se que a distribuidora é o Agente arrecadador de todo o sistema.



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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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,

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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.

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;

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- 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 acerto 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 o CVU e o PLD, seja rateado entre todos os agentes de mercado, proporcionalmente à energia comercializada nos últimos doze meses contabilizados, inclusive

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 aflúncias 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:

- 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.
- 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 e Impactos de Segurança, Meio Ambiente e Saúde 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-06 – Procedimento Geral de Atendimento aos 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 Pro Sig.

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.

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.

← - - - **Formatados:** Marcadores e numeração

Os objetivos, metas e programas estabelecidos pela Ampla são de conhecimento de todos, estando disponíveis nos canais de comunicação interno. O PG-10 Procedimento Geral de Monitoramento e Medição estabelece o monitoramento de tais objetivos.

Estudos Ambientais, Licenças e Autorizações

A Ampla possui unidades (subestações, linhas de transmissão, 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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

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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

conduzidos pela ANEEL que, ao cabo de seu decurso, procede à homologação das tarifas para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro.

7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior

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

7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades

Não aplicável.

7.8 - Relações de longo prazo relevantes

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

7.9 - Outras informações relevantes

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.

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 de Revisão Tarifária 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.

7.9 - Outras informações relevantes

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 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%.

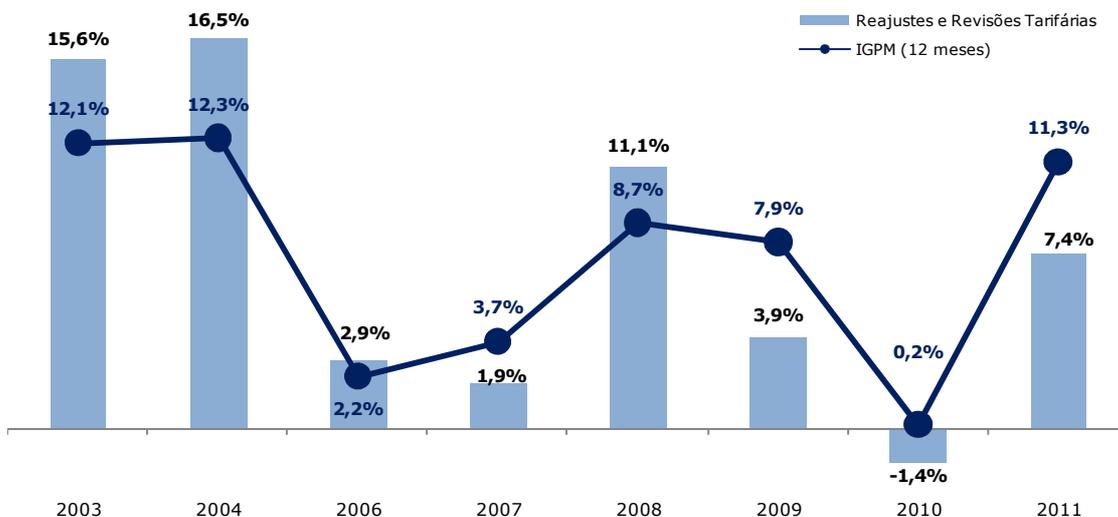
Ocorreu também incremento dos valores dos encargos setoriais, principalmente no que se refere a CCC (Conta de Consumo de Combustível) e ao ESS (Encargo de Serviço do Sistema), cujos aumentos foram da ordem de 5% e 75%, respectivamente no período.

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.

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.



8.1 - Descrição do Grupo Econômico

a) controladores diretos e indiretos

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

Nome	Ações Ordinárias	% por acionista
Endesa Brasil S.A.....	1.839.121.933.344	46,89
Energis S.A.	536.591.907.868	13,68
Chilectra S.A.....	405.768.824.339	10,34
Chilectra Inversud S.A.....	824.607.526.461	21,02
Outros.....	316.425.726.434	8,07
Total	3.922.515.918.446	100

Segue abaixo breve descrição dos principais acionistas da Ampla:

Endesa Brasil. A Endesa 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 Endesa Brasil são representadas por ações do capital social da Ampla, da Ampla Investimentos e Serviços S.A., da Companhia Energética do Ceará (Coelce), da Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A. (CDSA), da CIEN – Companhia de Interconexão Energética, da CGTF – Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A., e da Investluz S.A., conforme organograma apresentado no item 8.2.

Energis. A Energis 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 Energis 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 Energis.

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

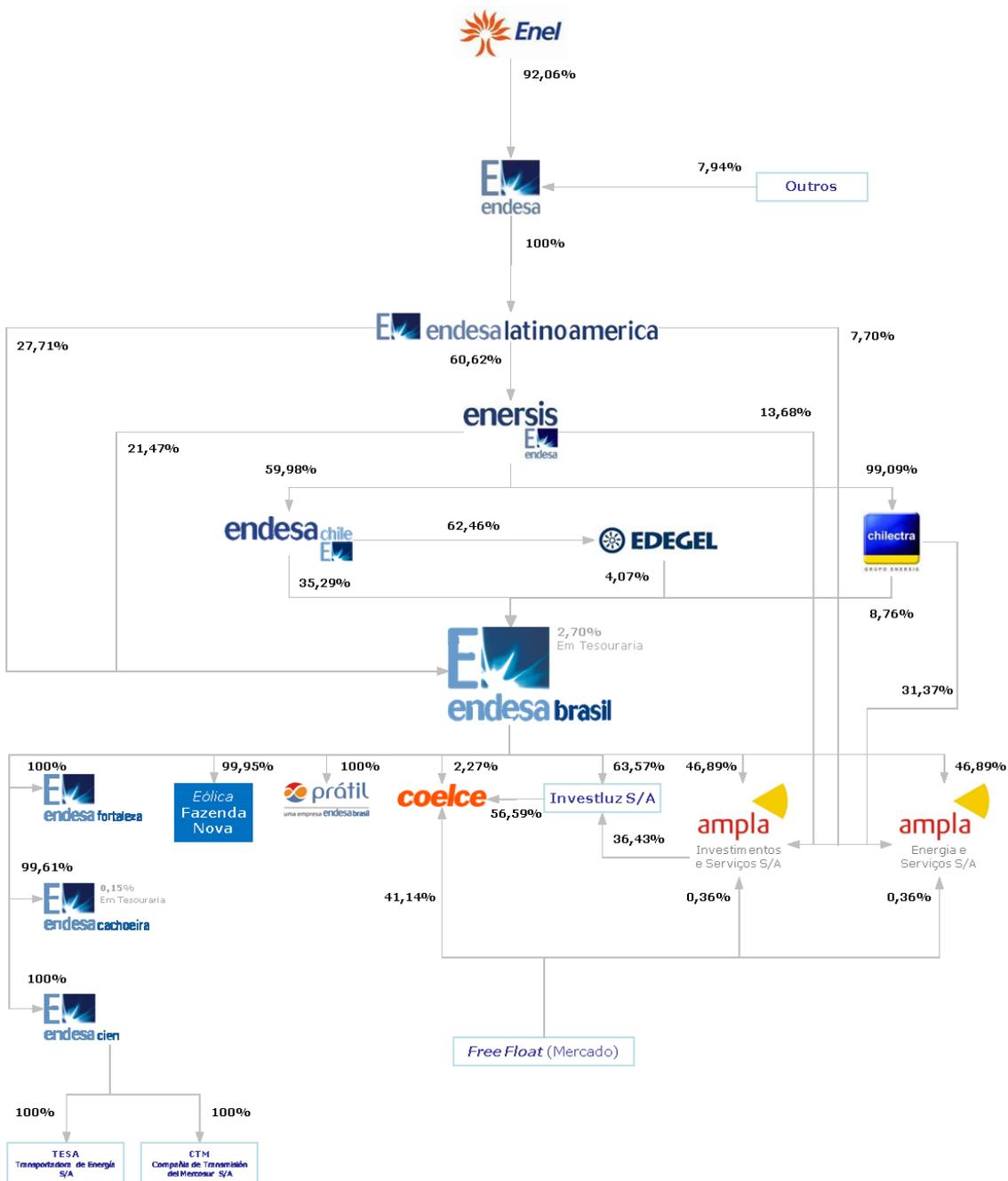
d) participações de sociedades do grupo no emissor

Não aplicável

e) sociedades sob controle comum

Não aplicável

8.2 - Organograma do Grupo Econômico



8.3 - Operações de reestruturação

Data da operação	04/10/2011
Evento societário	Alienação e aquisição de controle societário
Descrição da operação	Operação de compra e venda de ações, por meio da qual o acionista controlador indireto, Endesa Latinoamérica, S.A., com sede na Calle Ribeira del Loira, 60 – Madri – Espanha (a seguir Endesa Latam), adquiriu 302.176.533.045 ações ordinárias de propriedade da EDP e representativas de 7,70% do capital social nossa companhia.
<hr/>	
Data da operação	25/06/2009
Evento societário	Aquisição e alienação de ativos importantes
Descrição da operação	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 67,05% para 92,06% do capital social e votante desta última.
<hr/>	

8.4 - Outras informações relevantes

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

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

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.

Segue abaixo tabela que sintetiza algumas informações referentes aos imóveis da Companhia.

<u>Utilização</u>	<u>Com título de propriedade</u>	<u>Sem título de propriedade ⁽¹⁾</u>	<u>Total por utilização</u>
Subestação	106	25	131
Linha de Transmissão	1.370	20	1.390
Distribuição	18	1	19
Comercialização	29	2	31
Administração	66	3	69
Terrenos remanescentes das UHE's	35	-	35
Total	1.624	51	1.675

⁽¹⁾ Os imóveis classificados como "sem título" são os imóveis recebidos pela Companhia por força da concessão, cuja posse pacífica era mantida pela Companhia antes da privatização. São exemplos destas propriedades, trechos de linhas de transmissão, pequenas áreas em imóveis de clientes onde equipamentos são instalados para suprir demanda do próprio cliente. Tais posses têm pequena chance de serem contestadas, tendo em vista o longo prazo de ocupação dos mesmos.

Alguns imóveis de propriedade da Companhia estão penhorados em ações judiciais e execuções fiscais e trabalhistas. A Companhia não onera imóveis operacionais, como subestações, cuja eventual perda ou restrição ao uso possa comprometer a realização das atividades da Companhia, uma vez que, segundo a legislação que rege o setor elétrico, a alienação, oneração ou cessão de bens necessários e vinculados à prestação do serviço concedido não podem ser feitas sem a prévia autorização da ANEEL. Dessa forma, os imóveis passíveis de constituição de ônus restringem-se a pequenos lotes de moradia de empregados e demais prédios administrativos da Companhia.

A Companhia celebra contratos de locação de imóveis, na qualidade de locadora e locatária, sendo os principais deles os contratos de locação dos prédios onde funcionam as administrações centrais em Niterói e São Gonçalo. Mensalmente, a Companhia recebe aproximadamente o valor de R\$ 40,0 mil/mês referente aos aluguéis pagos por terceiros e paga aproximadamente o valor de R\$636,7 mil/mês referente aos aluguéis devidos a terceiros pela locação dos imóveis.

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

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. As demais marcas da Ampla que já estão registradas ou cujos pedidos já foram apresentados ao INPI encontram-se abaixo descritas:

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

Figura	Nº oficial	Título	Tipo de marca	Classes	Data do depósito	Vigência	Status
	820110728	CERJ	Mista	37-35,37-41	27/06/1997	19/10/2019	Registrado
	820110710	CERJ	Mista	37-35,37-41	27/06/1997	26/10/2019	Registrado
	800239369	CERJ	Nominativa	37-35	28/08/1980	21/12/2012	Registrado
	825720923	CERJ FÁCIL ATENDIMENTO	Mista	35	18/07/2003	12/06/2017	Registrado
	825735190	POSTE PADRÃO CERJ	Nominativa	19	29/07/2003	12/06/2017	Registrado
	826256490	AMPLA	Nominativa	39	16/02/2004	17/07/2017	Registrado
	826876870	AMPLA	Mista	35	06/09/2004		Publicado
	826876889	AMPLA	Mista	36	06/09/2004		Publicado
	826876897	AMPLA	Mista	37	06/09/2004		Publicado
	826876900	AMPLA	Mista	39	06/09/2004		Publicado
	826876919	AMPLA	Mista	40	06/09/2004		Publicado
	826876927	AMPLA	Mista	41	06/09/2004		Publicado
	826877044	AMPLA	Mista	42	06/09/2004		Publicado
	828205922	AMPLA DIA-A-DIA	Nominativa	39	03/03/2006		Sobrestado
	829402950	AMPLA CHIP	Nominativa	38	09/10/2007		Publicado
	830281304	CONSCIÊNCIA AMPLA	Mista	41	14/05/2009		Publicado

i) Duração

Após a conclusão do exame dos pedidos, uma decisão será proferida. Se a patente for concedida, terá validade de 20 anos, contados da data do depósito do pedido ou não menos que 10 anos, contados da data da concessão do registro, e as marcas terão validade de 10 anos contados da data concessão de seu registro, prorrogáveis por períodos sucessivos.

ii) Território atingido

Todas as marcas e patentes da Companhia registradas perante o INPI têm ou, após a conclusão do exame dos pedidos, terão, validade por todo o território nacional.

iii) Eventos que podem causar a perda dos direitos relativos a tais ativos

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).

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

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

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.

iv) Possíveis consequências da perda de tais direitos

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 7.6 (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

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.

9.1 - Bens do ativo não-circulante 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

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Marcas	marca "Ampla" e a respectiva logomarca	Todo território nacional	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>

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não detém participações acionárias em quaisquer sociedades.

9.2 - Outras informações relevantes

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

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

As informações prestadas neste item 10 refletem as opiniões dos Diretores da Companhia.

a) Condições Financeiras e Patrimoniais gerais

2010 vs. 2009:

A Ampla encerrou o ano de 2010 com 2.570.595 unidades consumidoras (“consumidores”), 1,9% superior ao número de consumidores ao final do ano de 2009. Esse crescimento representa um acréscimo de 48.998 novos consumidores à base comercial da Companhia. O acréscimo observado entre os períodos está concentrado na classe residencial (convencional e baixa renda, conjuntamente), com mais 48.472 novos consumidores.

Essa evolução reflete o crescimento vegetativo do mercado cativo da Ampla e os investimentos realizados pela Companhia em novas conexões.

Em termos de consumidores efetivos, a Companhia encerrou o ano de 2010 com 2.570.150 consumidores, um incremento de 1,9% em relação ao ano anterior. Os consumidores efetivos representam o total dos consumidores excluindo-se as unidades de consumo próprio e os consumidores ativos sem fornecimento.

A Companhia fechou o ano de 2010 com 23 clientes livres,5 a mais do que em 2009, o que equivale a um acréscimo de 27,8%.

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Ampla no ano de 2010 foi de 9.610 GWh, uma evolução de 5,9% (+539 GWh) em relação ao ano anterior, cujo volume foi de 9.071 GWh. Esse incremento na energia está concentrado no mercado cativo da Companhia, que apresentou uma evolução de 4,7% (+377 GWh) em 2010 (8.438 GWh versus 8.061 GWh).

Esta evolução também foi impulsionada, em menor escala, por um maior volume de energia transportado para os clientes livres. O volume em 2010, de 1.172 GWh, foi 16,0% superior ao registrado em 2009 (+162 GWh). Essa energia (transportada) gera uma receita para a Ampla através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

O mercado cativo da Companhia apresentou um incremento de 4,7% em 2010 em relação a ano de 2009. Todas as classes apresentaram evolução no consumo. Os principais fatores que impulsionaram o aumento do consumo foram: o crescimento vegetativo do mercado cativo, de 1,9%, que adicionou mais 48.998 novos consumidores efetivos à base comercial da Companhia, e o aumento da venda de energia per capita no mercado cativo, de 2,7%.

A venda de energia per capita no mercado cativo foi de 3.283 KWh/consumidor, representando um acréscimo de 2,7% em relação ao ano anterior. Isso reflete, basicamente, uma atividade industrial mais aquecida na área de concessão (8,6%), associada ao aumento das temperaturas médias no período. No Rio de Janeiro, a temperatura média de 2010 foi de 25,41°C, percentual 2,0% superior ao registrado em 2009, de 24,91°C.

O transporte de energia para os clientes livres na área de concessão da Companhia em 2010 foi de 1.172 GWh, o que representa um incremento de 16,0% em relação ao ano de 2009, reflexo basicamente do crescimento do número de clientes livres de 18, em 2009, para 23, no 2010.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Em relação ao transporte de energia per capita para os clientes livres houve, no entanto, uma redução de 9,2% de 2009 para 2010.

A energia total requerida pelo sistema da Ampla em 2010 foi de 12.489 GWh, um percentual 4,7% superior ao registrado no ano anterior (11.927 GWh). Esse aumento está abaixo do aumento da energia distribuída pelo sistema, de 5,7% (9.927 GWh versus 9.394 GWh), tendo em vista a redução de 0,73 p.p. nas perdas de energia, alcançando 20,51%, em 2010, contra 21,24% em 2009.

Os contratos de compra de energia para 2010, incluindo a liquidação na CCEE e os contratos de energia distribuída, totalizaram 11.282 GWh para atender a energia demandada pelo sistema. Esse montante representa um incremento de 3,1% (+334 GWh) em relação ao ano passado, que foi de 10.948 GWh, reflexo do crescimento do mercado e conseqüente elevação do volume de venda e transporte de energia.

Os indicadores DEC e FEC medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Ampla. Eles refletem:

DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora): a duração média em que os consumidores da Companhia tiveram o seu fornecimento de energia interrompido. Medido em horas por período (no caso, horas nos últimos 12 meses).

FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora): a frequência média em que os consumidores da Companhia tiveram o seu fornecimento de energia interrompido. Medido em vezes por período (no caso, vezes nos últimos 12 meses).

A Ampla encerrou o ano de 2010 com DEC de 23,81 horas, índice 22,3% superior ao de 2009, de 19,47 horas. O FEC alcançou o patamar de 12,74 vezes, o que representa um aumento de 6,9% em relação ao ano de 2009, que fechou em 11,92 vezes.

Os indicadores de qualidade da Ampla no 4T10 foram fortemente impactados por: i) condições climáticas, bem mais severas registradas no 1T10, quando as descargas atmosféricas registradas na área de concessão da empresa tiveram um aumento de 114% e ii) fortes ventos, na ordem de 56km/h, intensificaram a contaminação da rede com poluição salina na região litorânea em setembro de 2010.

Em que pese a piora dos indicadores de qualidade quando comparado 2010 com 2009, o DEC e o FEC registrados no 4T10 foram os menores de todos os trimestres do ano de 2010, o que já reflete os investimentos no Plano de Qualidade empenhado pela Companhia a partir do 2T10.

As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram 20,51% em 2010, uma melhora de 0,73 p.p. em relação às perdas registradas em 2009, de 21,24%. 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). No ano, foram investidos no combate às perdas o montante de R\$ 167 milhões.

Em relação ao índice de arrecadação TAM (valores arrecadados sobre valores faturados, em 12 meses), o mesmo encerrou o ano de 2010 em 99,69%, percentual em linha (-0,12p.p.) com o encerramento de 2009, de 99,81%, o que reflete a efetividade da arrecadação sobre o faturamento da Companhia.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os indicadores MWh/colaborador e MWh/consumidor refletem a produtividade da Companhia, em termos de geração de valor pela força de trabalho (colaboradores) e geração de valor por cliente.

A Ampla encerrou o ano de 2010 com o indicador de MWh/colaborador de 8.101, índice 14,0% melhor que o registrado em 2009, de 7.108. O indicador de MWh/cliente alcançou o patamar de 3,77, o que representa uma melhoria de 3,9% em relação a 2009, que registrou 3,63.

A receita operacional bruta da Ampla alcançou, no ano de 2010, R\$ 4.748 milhões, um incremento de 2,3% em relação ao ano de 2009, de R\$ 4.640 milhões (+R\$ 108 milhões). Esse crescimento é, basicamente, o efeito líquido dos seguintes fatores:

- Redução de 2,2% (R\$ 3.806 milhões versus R\$ 3.893 milhões) na receita por fornecimento de energia (-R\$ 86 milhões):

O aumento de 4,7% no volume de energia vendida no âmbito do mercado cativo foi parcialmente compensado pelo reajuste tarifário negativo de 2010, no percentual médio de 4,7%, vigente a partir de março de 2010, o que explica o descasamento entre energia faturada em GWh e receita de fornecimento de energia.

- Evolução de 178,2% (R\$ 81 milhões versus R\$ 29 milhões) na receita por suprimento de energia elétrica (+R\$ 52 milhões):

A evolução observada é explicada pelo aumento da venda de energia no mercado *spot*. Em 2010 o total de energia vendida no mercado *spot* foi de 478 GWh contra 94 GWh em 2009.

- CVA Passiva (+R\$ 79 milhões):

De acordo com o despacho nº 4722 da ANEEL, foi realizada uma reclassificação contábil das CVA's passivas (Conta de Compensação de Variação de Valores de itens da "parcela A") a partir do terceiro trimestre de 2010. O objetivo da CVA de energia é registrar a variação dos custos de aquisição de energia elétrica ocorrida entre o valor homologado no reajuste ou revisão tarifária e os efetivamente pagos pela concessionária. Assim, caso o valor homologado no reajuste/revisão seja superior ao efetivamente pago, é constituída uma CVA passiva, de forma a que no próximo evento tarifário o montante será devolvido ao consumidor (o inverso também se aplica).

- Incremento de 19,3% (R\$ 396 milhões versus 332 milhões) na receita operacional oriunda da aplicação do ICPC 01 (+64 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, 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 relacionada. 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. O efeito na receita operacional bruta em 2010 foi de R\$ 396 milhões, (cuja contrapartida se encontra nas despesas operacionais, no mesmo valor, não gerando nenhum efeito no EBITDA e no Lucro Líquido da Companhia), um incremento de R\$ 64 milhões quando comparado com o ano anterior (R\$ 332 milhões).

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

As deduções da receita aumentaram 7,0% em relação ao ano anterior, alcançando -R\$ 1.593 milhões em 2010, contra -R\$ 1.489 milhões no ano de 2009 (-R\$ 104 milhões). Esse incremento é o efeito, principalmente, das seguintes variações:

- Acréscimo de 3,8% (-R\$ 1.295 milhões versus -R\$ 1.247 milhões) nos tributos – ICMS/COFINS/PIS/ISS (-R\$ 48 milhões):

Este acréscimo é oriundo do aumento da base de cálculo para apuração destes tributos, composta pelo fornecimento de energia, suprimento de energia elétrica e receita pela disponibilidade da rede elétrica.

- Acréscimo de 60,6% (-R\$ 122 milhões versus -R\$ 76 milhões) na conta de consumo de combustíveis fósseis – CCC (-R\$ 46 milhões):

A CCC (Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis) refere-se aos custos de operação das usinas dos sistemas interligado e isolado brasileiro localizadas principalmente na Região Norte, cujos custos são rateados pela ANEEL entre todos os agentes que comercializem energia elétrica com o consumidor final. Os valores da CCC são fixados anualmente pela ANEEL, para cada concessionária de distribuição, em função do seu mercado e podem variar em função da necessidade de uso das usinas termoeletricas.

- Acréscimo de 6,8% (-R\$ 89 milhões versus -R\$ 83 milhões) na conta de desenvolvimento energético – CDE (-R\$ 6 milhões):

A CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) é utilizada pelo Governo Federal para promover a competitividade da energia produzida por meio de fontes alternativas e o desenvolvimento energético do País através do programa de universalização, e seu montante é definido pela Aneel.

Os custos e despesas operacionais em 2010 alcançaram -R\$ 2.693 milhões, um incremento de 8,5% (-R\$ 212 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior. Este incremento é o efeito, principalmente, das seguintes variações:

Incremento de 5,4% (-R\$ 1.522 milhões versus -R\$ 1.445 milhões) nos custos e despesas não gerenciáveis (-R\$ 78 milhões), por:

- Incremento de 3,5% (-R\$ 1.192 milhões versus -R\$ 1.152 milhões) nos custos da energia elétrica comprada para revenda (-R\$ 40 milhões):

O incremento observado é devido ao aumento de 11,9% no volume de compra de energia associado à mudança do critério contábil das companhias a partir do 4T10, para o IFRS, e conseqüente estorno das CVA's (passivas em 2009 e ativas em 2010). Esses fatores foram parcialmente compensados pela reclassificação das CVAs passivas realizadas no 3T10.

- Incremento de 44,8% (-R\$ 234 milhões versus -R\$ 161 milhões) no encargo do uso da rede elétrica (-R\$ 72 milhões):

O aumento se deve ao efeito de alocação de contas. Em 2009, esta conta incluía somente transporte de Itaipu e a partir de 2010, passou a incluir também conexão de Itaipu e Rede básica. Além disso, também há o efeito do estorno das CVA's, devido ao novo critério contábil adotado (IFRS), conforme mencionado anteriormente.

- Redução de 44,1% (-R\$ 47 milhões versus -R\$ 83 milhões) no encargo do serviço do sistema ESS (+R\$ 37 milhões):

A redução se deve principalmente a uma reclassificação de valores acumulados de CVA de CDE, que estavam sendo contabilizadas dentro das CVA de ESS desde abril de 2010, e em dezembro de 2010 foi realizada uma reclassificação desses valores, tornando o saldo de ESS positivo.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Incremento de 12,9% (-R\$ 1.171 milhões versus -R\$ 1.037 milhões) nos custos e despesas gerenciáveis (-R\$ 134 milhões), por:

- Incremento de 295,2% (-R\$ 159 milhões versus -R\$ 40 milhões) em provisão para créditos de liquidação duvidosa (-R\$ 119 milhões):

O incremento se deve principalmente à provisão de aproximadamente R\$ 53 milhões de saldos acumulados de outras contas a receber, que passaram a ser considerados passíveis de risco, e que foram provisionados em dezembro de 2010. Além disso, as reversões em 2009 foram relativamente altas (R\$ 91 milhões), se comparadas a 2010 (R\$ 46 milhões).

- Redução de 84,6% (-R\$ 7 milhões versus -R\$ 44 milhões) em provisões para contingências (+R\$ 37 milhões):

A redução se deve a atualizações nos saldos das provisões de contingências cíveis e trabalhistas, principalmente no segundo semestre do ano.

- Incremento de 19,3% (-R\$ 396 milhões versus -R\$ 332 milhões) na despesa operacional oriunda da aplicação do ICPC 01 (IFRIC 12) (-R\$ 64 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, 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 relacionada. 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. O efeito na despesa operacional em 2010 foi de -R\$ 396 milhões, (cuja contrapartida se encontra na receita operacional bruta, no mesmo valor, não gerando nenhum efeito no EBITDA e no Lucro Líquido da Companhia), um incremento de R\$ 64 milhões quando comparado com o ano anterior (-R\$ 332 milhões).

Com base nas variações acima expostas, o EBITDA da Ampla em 2010, atingiu o montante de R\$ 634 milhões, o que representa um decréscimo de 24,6% em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 841 milhões (-R\$ 207 milhões). A margem EBITDA da Companhia no ano foi de 20,1%, o que representa uma redução de 6,59 p.p. em relação a 2009, de 26,7%.

O resultado financeiro da Ampla, em 2010, ficou em -R\$ 134 milhões, uma redução de 9,5% em relação ao ano anterior, de -R\$ 122 milhões, esta redução é o efeito líquido, principalmente, das seguintes variações:

Incremento de 31,5% (R\$ 133 milhões versus R\$ 101 milhões) nas receitas financeiras (+R\$ 32 milhões), por:

- Incremento de 295,3% (R\$ 53 milhões versus R\$ 13 milhões) em outras receitas financeiras (+R\$ 39 milhões):

Atualizações monetárias de processos trabalhistas no valor de R\$ 33,7 milhões, ocorridas em dezembro de 2010.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Incremento de 19,4% (-R\$ 267 milhões versus -R\$ 224 milhões) nas despesas financeiras (-R\$ 43 milhões), por:

- Encargos com fundo de pensão (+R\$ 3 milhões):

Reconhecimento dos ganhos e perdas relacionados ao plano de benefícios pós-emprego da Fundação Ampla de Seguridade Social – Brasiletros, do qual a Companhia é patrocinadora. Os ganhos e perdas atuariais gerados por ajustes e alterações nas premissas atuariais dos planos de benefícios de pensão e aposentadoria e os compromissos atuariais relacionados ao plano de assistência médica são reconhecidos no resultado do exercício, em conformidade com as regras do CPC 33, baseando-se em cálculo atuarial elaborado por atuário independente. Como receita financeira foi reconhecido o valor de R\$ 76 milhões em 2010, e como despesa financeira foi reconhecido o valor de R\$ 90 milhões em 2010. O valor líquido, de -R\$ 14 milhões, foi lançado na linha de encargos com fundo de pensão.

- Incremento de 82,6% (-R\$ 39 milhões versus -R\$ 21 milhões) em encargos e atualizações de contingências (-R\$ 18 milhões):

O incremento acima está associado basicamente aos juros referentes a processos cíveis, no valor de R\$ 7 milhões, e as atualizações das contingências referentes ao processo “tarifaço” (ações propostas por grandes clientes que questionam reajuste tarifário concedido em 1986 quando da vigência de decreto federal que determinava o congelamento de preços), no valor de R\$ 9 milhões, reclassificados da linha de provisões para esta em dezembro de 2010.

- Incremento de 93,3% (-R\$ 68 milhões versus -R\$ 35 milhões) em outras despesas financeiras (-R\$ 33 milhões):

O incremento se deve principalmente à mudança no critério de classificação contábil das indenizações DIC e FIC, no valor de -R\$ 25 milhões, que passaram a ser registradas na linha de outras despesas financeiras em 2010, e anteriormente eram classificadas como outras despesas operacionais.

As despesas com Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) em 2010 registraram -R\$ 112 milhões, uma redução de 40,1% em relação ao ano anterior, de -R\$ 187 milhões (+R\$ 75 milhões). Essa redução é devido ao menor resultado antes de impostos registrado em 2010.

Com base nos efeitos expostos anteriormente, a Ampla registrou em 2010 um lucro líquido de R\$ 216 milhões, valor 40,1% inferior ao registrado no ano de 2009, que foi de R\$ 361 milhões (-R\$ 145 milhões). Desta forma, a Margem Líquida em 2010 alcançou 6,8%, valor inferior em 4,60 p.p. à registrada em 2009, de 11,4%.

A dívida financeira bruta da Ampla encerrou o ano de 2010 em R\$ 1.250 milhões, uma redução de 17,2% em relação ao ano de 2009, que foi de R\$ 1.509 milhões (-R\$ 259 milhões), reflexo das amortizações ocorridas no período.

A Ampla encerrou o ano de 2010 com o custo médio da dívida em 11,18% a.a., ou CDI +1,44% a.a.

Os investimentos realizados pela Ampla no ano de 2010 alcançaram R\$ 396 milhões, um incremento de 3,1% (+R\$ 12 milhões) em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 384 milhões. Esta evolução está concentrada, basicamente, nos investimentos em novas conexões, que apresentaram um incremento de R\$ 31 milhões entre 2010 e 2009.

O maior volume, em 2010, foi direcionado ao programa de combate às perdas, que representou 42,3% (R\$ 167 milhões) de todo o valor investido no período mencionado.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Excluindo os aportes e subsídios realizados, os investimentos líquidos realizados pela Ampla atingiram R\$ 393 milhões, montante 6,4% superior ao realizado no ano de 2009 (R\$ 369 milhões).

0,4% do Capital Social da Ampla estão em livre negociação na BM&FBovespa, e representam o seu *free float*, 7,7% pertencem a EDP – Energias de Portugal S/A, enquanto os demais 91,9% estão nas mãos do grupo controlador.

A Ampla possui, atualmente, 1 papel negociado na BM&FBovespa: sua ação ordinária (CBEE3), que em 2010 teve uma média de 15 negócios diários e um volume financeiro diário médio de R\$ 48 mil.

A ação ordinária (CBEE3) apresentou desvalorização de 1,4% no ano de 2010, enquanto o Ibovespa e o IEE apresentaram valorizações de 12,0% e 1,0% respectivamente.

Em Assembléia Geral Ordinária – AGO, realizada em 30 de abril de 2010, foi deliberada a distribuição de R\$ 114 milhões em dividendos relativos ao exercício de 2009, o que representa um payout de 54% sobre o lucro líquido e um dividendo de R\$ 0,029149659 por lote de mil ações.

O Reajuste Tarifário da Ampla, publicado pela Aneel em 09 de março de 2010 e com vigência a partir do dia 15 do mesmo mês, estabeleceu redução média das tarifas da Ampla em -4,70%. Para os consumidores de baixa tensão, o reajuste médio percebido foi de -5,09%, enquanto para os consumidores de média e alta tensão a redução variou de -0,96% a +7,5%.

2009 vs. 2008:

A Ampla atingiu o número de 2.522 mil consumidores em 2009, evoluindo 2,2% (+55,1 mil novos consumidores) em relação a 2008. Desse total, 2.266,5 mil unidades consumidoras (90%) referem-se ao segmento residencial, sendo 720,2 mil dessas classificadas como baixa renda.

Em 2009, a Ampla faturou com distribuição e transporte de energia um total de 9.204 GWh, quantidade 2,7% superior a 2008. A classe residencial destacou-se com incremento de 5,2% da energia faturada, o que pode ser explicado, principalmente, pelo incremento do número de clientes dessa classe, a melhora nos indicadores de emprego e renda no Estado do Rio de Janeiro e a temperatura média acima do ano anterior.

As perdas fecharam 2009 em 21,2% (acumuladas 12 meses), frente aos 20,2% em 2008, representando um acréscimo de 1,0 p.p.. Esse aumento se explica principalmente pela: 1) suspensão do faturamento de novos clientes pela medição eletrônica, de outubro de 2007 a julho de 2009; 2) por determinação do Inmetro, migração de 50 mil clientes polifásicos para a medição convencional; 3) retração do consumo dos clientes industriais.

Em relação à cobrabilidade (índice de arrecadação que mede os valores arrecadados sobre os valores faturados, em doze meses), a Companhia encerrou 2009 com o índice de 99,8%, 1 p.p. inferior ao encerramento de 2008 de 99,4%, o melhor índice da história da Companhia. Apesar do leve incremento do índice de arrecadação, o nível atingindo é satisfatório, principalmente considerando que, segundo dados do BACEN, a inadimplência de pessoa física registrou um decréscimo de 0,2 p.p..

A Ampla encerrou 2009 com DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) de 19,47 horas, índice superior ao de 2008 de 13,21 horas. O FEC alcançou o patamar de 11,92 vezes, também superior ao índice de 2008 de 10,06 vezes.

Os indicadores de qualidade da Ampla em 2009 foram fortemente impactados por eventos da supridora Furnas, principalmente nos meses de junho, novembro e dezembro. Estes eventos somados resultaram em aproximadamente 3,22 horas no DEC e 0,22 vezes no FEC – impacto de 16% e 2%, respectivamente,

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

no índice Global da Empresa. Expurgando esse evento, o DEC fecharia 2009 em 16,25 horas e o FEC 10,69 vezes.

Outro fator relevante, para o aumento dos indicadores de qualidade, está relacionado às condições climáticas, que foram bem mais severas em comparação com anos anteriores. Por exemplo, em 2009, os valores registrados de descargas atmosféricas, na área de Concessão da Empresa, tiveram um aumento de 35% comparado com o ano de 2008 - 100.377 raios em 2008 e 135.770 raios em 2009.

Em 2009, os investimentos da Companhia totalizaram R\$384,0 milhões, frente aos R\$350,8 milhões investidos em 2008, representando um aumento de 9,5% (+R\$33,2 milhões) ao compararmos os dois períodos. Esse incremento pode ser explicado, principalmente, pelo expressivo aumento dos investimentos para o combate às perdas: projeto Sentinela e a retomada das ações para a instalação do modelo de medição eletrônica aprovado pelo Inmetro (Ampla Chip).

A receita bruta da Ampla em 2009 atingiu R\$4.248,1 milhões, o que representa uma evolução de 10,7% (+R\$410,4 milhões) em relação a 2008, de R\$3.837,7 milhões. Essa variação se explica, principalmente, pelos seguintes fatores:

- Fornecimento de Energia: houve um incremento de 10,4% (+R\$374,7 milhões) da receita por fornecimento de energia em 2009. Esse aumento é efeito combinado de: 1) reajuste tarifário médio de 0,82%, homologado em 10 de março de 2009 e em vigor desde o dia 15 do mesmo mês; 2) reajuste tarifário de 11,1% homologado em 11 de março de 2008 e em vigor desde o dia 15 do mesmo mês, o que fez que no 1º trimestre de 2009 a receita por fornecimento de energia tivesse um incremento de 18,9% quando comparada ao 1º trimestre de 2008; 3) crescimento de 4,0% da energia faturada no mercado cativo em 2009; e 4) aumento do índice de cobrabilidade em 0,41 p.p.
- Receita pelo Uso do Sistema de Distribuição – Clientes Livres (TUSD): incremento de 16,3% (+R\$23,8 milhões) deve, basicamente, ao aumento da tarifa de uso do sistema de 20%, em média, contemplado no reajuste tarifário de março de 2009.

A receita líquida da Companhia fechou 2009 em R\$2.745,7 milhões, um incremento de 12,0%, em relação ao ano anterior, quando foi de R\$2.451,3 milhões.

O EBITDA alcançado, em 2009, totalizou R\$654,2 milhões frente aos R\$705,5 milhões no ano anterior, uma redução de 7,3% (-R\$51,3 milhões).

A redução do EBITDA foi causada pelo incremento dos custos do serviço e despesas operacionais de -R\$362,5 milhões (+19,1%) em função, principalmente, do aumento de -R\$86,3 milhões em Encargos e Serviços do Sistema (ESS – valor definido pela ANEEL) e de -R\$249,4 milhões (+20,7%) na Energia Elétrica Comprada para Revenda. O crescimento nos custos foi parcialmente compensado pelo incremento de 10,7% da receita bruta.

O resultado financeiro em 2009 foi de -R\$143,9 milhões, incremento de 15,3% (+R\$19,1 milhões) em relação a 2008 quando foi de -R\$124,8 milhões.

As receitas financeiras reduziram 41,7% (+R\$71,2 milhões) em relação a 2008, principalmente, devido à receita não recorrente obtida em 2008 com o ativo em dólar com a Enersis devido à valorização cambial.

As despesas financeiras reduziram 17,6% (+R\$52,1 milhões) em relação a 2008, fechando em -R\$243,4 milhões frente a -R\$295,5 milhões. Essa redução é explicada, principalmente, pela queda do CDI em 2009 (-2,5 p.p. no CDI médio de 2009 vs. 2008).

O lucro líquido totalizou R\$222,3 milhões, o que significa uma margem líquida de 8,1% em 2009. A redução de 21,0% em relação ao ano anterior deveu-se, principalmente, ao incremento dos custos e dos serviços e despesas operacionais compensado, em parte, pela melhoria do resultado financeiro, ambos citados anteriormente.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

O endividamento bruto da Ampla em 2009 totalizou R\$1.506,4 milhões, inferior em 1,1% em relação a 2008 de R\$1.523,2 milhões. Em termos líquidos de caixa, a dívida totalizou R\$1.098,5 milhões.

O custo médio da dívida em 2009 ficou em 11,37% a.a., mostrando redução quando comparado a 2008 quando foi de 14,01% a.a. A deflação do IGP-M e a queda do CDI nos últimos meses são os principais motivos para a queda apresentada no custo da dívida.

Em 30 de dezembro de 2009, a Ampla finalizou a 5ª emissão de debêntures simples, no montante de R\$250 milhões. Foram emitidas 25.000 debêntures, em duas séries. A primeira série com volume de R\$115,3 milhões com remuneração de CDI + 1,10% a.a., pelo prazo de 3 anos com pagamento de juros semestral e amortização única no terceiro ano. A segunda série com volume de R\$134,7 milhões com remuneração de NTN-B + 1,5% a.a. com pagamento de juros anual e amortizações anuais a partir do quarto ano. A demanda total no procedimento de *bookbuilding* foi de R\$697 milhões, ou seja, 2,8 vezes o valor da oferta, com redução de 0,4 p.p. na taxa da série CDI e 0,2 p.p. na série NTN-B.

Em 2009 a dívida de curto prazo representou 20,2% do total da dívida, o que representa uma redução de 2,3 p.p. inferior ao de 2008, principalmente, pelo vencimento de dívidas bancárias em dezembro de 2009 e pela 5ª Emissão de debêntures no montante de R\$250 milhões (1ª série: R\$115,3 milhões com vencimento em 2012 e 2ª série: R\$134,7 milhões com amortizações em 2013, 2014 e 2015).

Com isso, o vencimento médio da dívida fechou 2009 em 2,3 anos. A dívida da Companhia não está exposta à variação cambial.

Em novembro de 2009, a Standard & Poor's elevou o *rating* da Ampla de brA+ para brAA- (escala nacional) e de BB- para BB (escala global). Segundo a agência, a elevação dos *ratings* da Ampla reflete a contínua evolução de seu perfil financeiro, com melhora nas métricas de proteção do fluxo de caixa e geração operacional de caixa livre positiva.

Em 2009, a Ampla pagou R\$286,2 milhões de dividendos aos seus acionistas, sendo que R\$92,9 milhões foram referentes ao resultado do exercício de 2008 e R\$193,3 milhões em forma de dividendos extraordinários. Esse total representa um *dividend-yield* de 6,6% em relação ao preço médio da ação em 2009.

A Ampla foi reconhecida, pelo 3º ano consecutivo, uma das 150 melhores empresas para se trabalhar no Brasil pelo Guia Você S.A./Exame e pelo 2º ano consecutivo, uma das 25 melhores empresas para se trabalhar do Rio de Janeiro pelo Great Place to Work/ Época.

b) Estrutura de Capital e possibilidade de resgate de ações ou quotas

i. hipóteses de resgate.

ii. fórmula de cálculo do valor de resgate.

Estrutura de capital¹:

Estrutura de Capital'	2010	2009	2008
Capital Próprio	37%	34%	34%
Capital de Terceiros	63%	66%	66%

¹ Cálculo utilizando a relação Dívida Bruta / Dívida Bruta + PL

A Companhia não possui ações resgatáveis, portanto, os itens 10.1.b.i e 10.1.b.ii não são aplicáveis.

c) Capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

Considerando o seu perfil de endividamento e a sua capacidade e histórico de captação de recursos e geração de caixa, a Companhia acredita que não terá dificuldade em honrar os seus compromissos financeiros. A Companhia espera que os investimentos realizados durante os últimos anos, acrescidos dos investimentos que eventualmente venham a ser realizados futuramente, permitirão aumentar a sua

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

geração de caixa, fortalecendo gradualmente as suas métricas de fluxo de caixa e de crédito e melhorando a sua capacidade de honrar compromissos. Adicionalmente, caso precise contrair empréstimos para financiar seus investimentos, a Companhia acredita ter capacidade para contratá-los. Os indicadores financeiros da companhia se mostram bastante confortáveis e compatíveis e com um bom desempenho operacional e de estrutura de dívida conforme se vê abaixo:

	2010	2009	2008
Dívida Líquida/ EBITDA	1,48	1,24	1,46
EBITDA/ Desp. Fin. Líquida	6,54	8,88	3,52
Dívida CP Líquida/ EBITDA	0,48	-0,05	-0,09
Dívida Líquida/ (Dívida Líquida + PL)	0,43	0,43	0,43

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.

As principais fontes de liquidez da companhia correspondem principalmente a: (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; e (iv) linhas de financiamento de longo prazo para investimentos capex através do BNDES e ELETROBRÁS.

Os fluxos de caixa provenientes das atividades operacionais são suficientes para as necessidades de recursos. Todavia, a companhia geralmente busca financiamento por meio de empréstimos bancários, financiamento de fornecedores, operações no mercado de capitais como emissões de debêntures e de notas promissórias, dentre outras, 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 companhia poderá utiliza-se de linhas de crédito disponíveis no mercado financeiro, já contratado e disponibilizado para uso em conta garantida no BRADESCO (R\$40 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

i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes:

EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS:

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

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

	Taxa média anual de Encargos	Encargos de dívida			Principal					
		Circulante			Circulante			Não circulante		
		31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
BNDES (Finame)	TJLP + 5,50%	-	4	15	-	622	2.518	-	-	622
BNDES (Finame)	TJLP + 6,00%	-	5	15	-	1.349	1.608	-	-	1.346
BNDES (Finame) (a)	4,50%	17	-	-	2.215	-	-	6.313	-	-
BNDES (Finem) (b)	TJLP + 5,20%	124	348	618	24.485	48.970	48.911	-	24.485	73.367
BNDES (Capex) (c)	TJLP + 5,20%	460	719	849	64.896	64.896	51.265	32.448	97.344	128.161
Eletrobrás (d)	6,00%	3	-	-	1.795	1.708	1.798	14.738	16.559	7.790
Bradesco S.A.	CDI + 1,00%	-	-	2.991	-	-	42.852	-	-	-
Bradesco S.A.	CDI + 1,40%	-	-	1.625	-	-	23.333	-	-	-
Bradesco S.A. (e)	CDI + 1,15%	66	5	1.832	5.340	2.670	-	5.340	10.680	13.350
Bradesco S.A. (f)	CDI + 1,05%	5.174	5.632	6.035	40.000	-	-	60.000	100.000	100.000
Banco Alfa S.A. (g)	CDI + 0,95%	3.233	3.124	4.712	10.000	10.000	-	50.000	60.000	70.000
Banco Pactual S.A.	IGPM+11,30%	-	-	2.039	-	-	36.451	-	-	-
União dos Bancos Brasileiros S.A.	CDI + 1,10%	-	-	318	-	-	32.164	-	-	-
União dos Bancos Brasileiros S.A.	CDI + 1,25%	-	-	26	-	-	46.667	-	-	-
União dos Bancos Brasileiros S.A. (h)	CDI + 1,15%	172	160	204	5.320	2.660	-	5.320	10.640	13.300
HSBC Bank Brasil S.A. (i)	CDI + 0,95%	264	187	309	15.000	-	-	15.000	30.000	30.000
HSBC Bank Brasil S.A. (j)	CDI + 0,85%	1.047	740	1.228	60.000	-	-	60.000	120.000	120.000
Banco do Brasil S.A. (k)	CDI + 0,97%	1.016	809	1.202	-	-	-	100.000	100.000	100.000
Banco Itaú S.A. (l)	CDI + 1,13%	18	10	15	6.674	2.670	-	6.675	10.680	13.350
Total		11.594	11.743	24.033	235.725	135.545	287.567	355.834	580.388	671.286

a. BNDES Finame: Financiamento para aquisição de equipamentos nacionais, contratado a partir de 20 de agosto de 2009, junto ao banco Safra, com repasse de recursos do BNDES e taxa de juros fixas de 4,50% a.a.. A amortização mensal iniciou-se dia 15 de abril de 2010 e o último pagamento está previsto para 15 de dezembro de 2014. As operações têm garantia de fiança bancária (R\$ 268). O saldo em 31 de Dezembro de 2010 era de R\$ 8.545.

b. BNDES Finem - Rede Ampla: Financiamento para ampliação da rede de distribuição no período de 2005/2007 da Companhia, contratado em 18 de agosto de 2005, no montante de R\$ 165.000, junto ao sindicato liderado pelo Unibanco, com repasse de recursos do BNDES e taxa de juros de 6,00% a.a., mais TJLP. A Companhia captou 100% do valor do contrato. A amortização mensal iniciou-se dia 15 de janeiro de 2008 e o último pagamento está previsto para 15 de junho de 2011. As garantias constituídas para a operação incluem recebíveis tarifários (R\$ 3.750) e conta-reserva (R\$ 12.852). O saldo em 31 de Dezembro de 2010 era de R\$ 24.609.

c. BNDES Capex: Financiamento para o plano de investimento 2006/2008 da Companhia, contratado em 03 de novembro de 2006, no montante de R\$ 301.425, junto ao sindicato liderado pelo Unibanco, com repasse de recursos do BNDES e taxa de juros de 5,20% a.a., mais TJLP. A Companhia sacou 73% do valor do contrato. A amortização mensal iniciou-se dia 15 de janeiro de 2009 e o último pagamento está previsto para 15 de junho de 2012. As garantias constituídas para a operação incluem recebíveis tarifários (R\$ 7.549) e conta-reserva (R\$ 15.973). O saldo em 31 de Dezembro de 2010 era de R\$ 97.804.

d. Eletrobrás – Luz para todos - Empréstimos contratados a partir de 01 de junho de 2004 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 no montante de R\$ 58.446, originários de R\$ 11.945 da CDE (subvenção) e R\$ 46.502 da RGR (empréstimo). A 1ª liberação ocorreu em 16 de setembro de 2004, e até 30 de junho de 2010, a Companhia recebeu R\$ 25.721, sendo R\$ 5.158 provenientes da CDE (subvenção) e R\$ 20.563 provenientes da RGR (empréstimo). A amortização mensal iniciou-se dia 30 de outubro de 2006 e o último pagamento está previsto para 30 de maio de 2021. Os juros são de 5% a.a. mais taxa de administração de 1% a.a., com amortização mensal do principal. A operação tem como garantia recebíveis (R\$ 211) e notas promissórias no valor total do empréstimo. Em 31 de Dezembro de 2010, o saldo devedor era de R\$ 16.536.

e. Bradesco S.A. – A Companhia contratou em 28 de dezembro de 2007, operação de capital de giro no valor de R\$ 13.500, com taxa de CDI mais 1,15% a.a., prazo de três anos de carência e dois anos e meio de amortizações semestrais constantes. A amortização iniciará em 13 de dezembro de 2010 e o último pagamento está previsto para 03 de dezembro de 2012. A operação não tem garantias. O saldo em 31 de Dezembro de 2010 era de R\$ 10.746.

f. Bradesco S.A. – A Companhia contratou em 01 de fevereiro de 2008, operação de capital de giro no valor de R\$ 100.000, com taxa de CDI mais 1,05% a.a., prazo de três anos de carência e dois anos e meio de amortizações semestrais constantes. A amortização iniciará em 17 de janeiro de 2011 e o

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

último pagamento está previsto para 07 de janeiro de 2013. A operação não tem garantias. O saldo em 31 de Dezembro de 2010 era de R\$ 105.174.

g. Banco Alfa S.A. – A Companhia contratou em 10 de janeiro de 2007, operação de capital de giro no valor de R\$ 70.000, com taxa de CDI mais 0,95% a.a., prazo de dois anos e meio de carência e três anos de amortizações semestrais. A amortização iniciou em 11 de janeiro de 2010 e o último pagamento está previsto para 30 de julho de 2012. A operação tem garantias em notas promissórias totalizando 120% do principal a amortizar (R\$ 72.000). O saldo em 31 de Dezembro de 2010 era de R\$ 63.233.

h. União dos Bancos Brasileiros S.A. – A Companhia contratou em 26 de novembro de 2007, operação de capital de giro no valor de R\$ 13.300, com taxa de CDI mais 1,15% a.a., prazo de três anos de carência e dois anos e meio de amortizações semestrais constantes. A amortização iniciará em 10 de novembro de 2010 e o último pagamento está previsto para 30 de outubro de 2012. A operação não tem garantias. O saldo em 31 de Dezembro de 2010 era de R\$ 10.812.

i. HSBC Bank Brasil S.A. – A Companhia contratou em 03 de dezembro de 2007, operação de capital de giro no valor de R\$ 30.000, com taxa de CDI mais 0,95% a.a., prazo de três anos e meio de carência e dois anos de amortizações semestrais constantes. A amortização iniciará em 03 de junho de 2011 e o último pagamento está previsto para 03 de dezembro de 2012. A operação tem garantias em notas promissórias totalizando 130% do principal a amortizar (R\$ 39.000). O saldo em 31 de Dezembro de 2010 era de R\$ 30.264.

j. HSBC Bank Brasil S.A. – A Companhia contratou em 03 de dezembro de 2007, operação de capital de giro no valor de R\$ 120.000, com taxa de CDI mais 0,85% a.a., prazo de três anos e meio de carência e dois anos de amortizações semestrais constantes. A amortização iniciará em 03 de junho de 2011 e o último pagamento está previsto para 03 de dezembro de 2012. A operação tem garantias em notas promissórias totalizando 130% do principal a amortizar (R\$ 156.000). O saldo em 31 de Dezembro de 2010 era de R\$ 121.047.

k. Banco do Brasil S.A. – A Companhia contratou em 04 de dezembro de 2007, operação de capital de giro no valor de R\$ 100.000, com taxa de CDI mais 0,97% a.a., prazo de seis anos de carência com amortização ao final. A amortização ocorrerá em 30 de outubro de 2013. A operação tem garantias em notas promissórias no valor total do contrato. O saldo em 31 de Dezembro de 2010 era de R\$ 101.016.

l. Banco Itaú S.A. – A Companhia contratou em 28 de dezembro de 2007, operação de capital de giro no valor de R\$ 13.350, com taxa de CDI mais 1,13% a.a., prazo de três anos de carência e dois anos e meio de amortizações semestrais constantes. A amortização iniciará em 28 de dezembro de 2010 e o último pagamento está previsto para 28 de dezembro de 2012. A operação não tem garantias. O saldo em 31 de Dezembro de 2010 era de R\$ 13.367.

Do total de empréstimos e financiamentos, R\$ 138.949 estão garantidos por vínculos com a receita de energia elétrica (arrecadação).

A curva de amortização de longo prazo dos empréstimos e financiamentos se apresenta da seguinte forma:

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

	<u>2010</u>
2012	219.108
2013	124.325
2014	3.994
2015	2.110
2016	1.981
Após 2016	4.316
Total	355.834

Varição dos indexadores da dívida acumulados no ano até a posição de 31 de dezembro de 2010 e 2009, respectivamente:

<u>Indexador</u>	<u>2010</u>	<u>2009</u>
IPCA	5,91%	4,31%
IGP-M	11,32%	-1,71%
TJLP	6,00%	6,00%
CDI	9,75%	9,90%
SELIC	9,78%	9,93%
TR	0,69%	0,71%

Mutação de empréstimos e financiamentos sem os efeitos dos custos de captação:

	<u>Moeda Nacional</u>		<u>Total</u>
	<u>Circulante</u>	<u>Não circulante</u>	
Saldo em 1º de janeiro de 2009	311.600	671.286	982.886
Ingressos	-	50.377	50.377
Encargos	96.186	-	96.186
Transferência de prazo	141.275	(141.275)	-
Amortizações e pagamento de juros	(401.773)	-	(401.773)
Saldos em 31 de dezembro de 2009	147.288	580.388	727.676
Ingressos	-	9.965	9.965
Encargos	67.867	-	67.867
Transferência de prazo	234.519	(234.519)	-
Amortizações e pagamento de juros	(202.355)	-	(202.355)
Saldos em 31 de dezembro de 2010	247.319	355.834	603.153

DEBÊNTURES

	<u>31/12/2010</u>		<u>31/12/2009</u>		<u>01/01/2009</u>	
	<u>Passivo circulante</u>	<u>Passivo não circulante</u>	<u>Passivo circulante</u>	<u>Passivo não circulante</u>	<u>Passivo circulante</u>	<u>Passivo não circulante</u>
Principal atualizado	185.000	443.203	133.518	620.000	-	505.846
Juros incorridos	18.437	-	27.557	-	34.508	-
(-) Custo a amortizar	(658)	(1.183)	-	(2.344)	-	-
Total	202.779	442.020	161.075	617.656	34.508	505.846

Características das emissões:

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Série	4ª emissão série única	5ª emissão 1ª série	5ª emissão 2ª série
Forma e espécie	Nominativas escriturais / sem Garantia nem preferência (quirografária)	Nominativas escriturais / sem Garantia nem preferência (quirografária).	Nominativas escriturais / sem Garantia nem preferência (quirografária).
Quantidade de títulos	37.000 debêntures simples	11.533 debêntures simples	13.467 debêntures simples
Valor nominal	R\$ 10	R\$ 10	R\$ 10
Data de emissão	01 de agosto de 2006	15 de dezembro de 2009	15 de dezembro de 2009
Vencimento final	01 de agosto de 2012	15 de dezembro de 2012	15 de dezembro de 2015
Remuneração	Taxa média DI + 0,85% a.a.	Taxa média DI + 1,1% a.a.	Taxa média IPCA + 8,30% a.a.
Taxa Efetiva 2010	10,68% a.a.	10,96% a.a.	14,70% a.a.
Pagamento dos juros	Semestral, a partir da data da emissão	Anual, a partir da data da emissão	Semestral, a partir da data da emissão
Amortização programada	Em 2 parcelas iguais, sendo a 1ª ao final do 5º ano a partir da data da emissão e a 2ª na data do vencimento das debêntures	Parcela única na data do vencimento	Em 3 parcelas anuais (Dez/2013, 14 e 15)

4ª EMISSÃO

Em Assembléia Geral Extraordinária, realizada em 28 de agosto de 2006, foi aprovada a 4ª emissão das debêntures, que tem como objetivo alongar prazos e reduzir custos de dívida da Sociedade, por meio da liquidação de operações de empréstimos contratados com instituições financeiras a prazos mais curtos e custos mais elevados.

De acordo com a escritura de emissão das debêntures, a Sociedade está sujeita à manutenção de determinados índices financeiros, calculados trimestralmente, com base em suas Demonstrações Financeiras. Até 31 de dezembro de 2010, a Companhia vem cumprindo com a manutenção dos referidos índices, na avaliação de sua Administração.

5ª EMISSÃO

Em Assembléia 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. As debêntures são simples, não conversíveis em ações, nominativas e escriturais, da espécie quirografária, em duas séries no montante total de R\$250.000.

Curva de amortização do longo prazo das debêntures:

	2012	2013	2014	2015	Total
1ª série- 4ª emissão	185.000	-	-	-	185.000
1ª série- 5ª emissão	115.330	-	-	-	115.330
2ª série- 5ª emissão	-	47.624	47.624	47.625	142.873
(-) custo de transação	(640)	(221)	(183)	(139)	(1.183)
Total	299.690	47.403	47.441	47.486	442.020

ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras:

Além das acima mencionadas a Companhia não possui outras relações de longo prazo com instituições financeiras.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

iii. grau de subordinação entre as dívidas:

Não há condição de subordinação entre as dívidas contraídas pela Companhia.

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 está sujeita às restrições contidas nas disposições gerais do BNDES e Eletrobrás, restrições regulatórias impostas pela ANEEL e contidas nas emissões de debêntures da mesma. Abaixo podem ser observados os principais índices econômico-financeiros (*covenants* financeiros) aos quais a Companhia está limitada por contratos de dívida.

Principais índices econômico-financeiros (*covenants* financeiros)

Dívida Líquida/ EBITDA	2,70
Limite Máximo	
EBITDA/ Desp. Fin. Líquida	2,50
Limite Mínimo	
Dívida CP Líquida/ EBITDA	1,50
Limite Máximo	
Dívida Líquida/ (Dívida Líquida + PL)	0,60
Limite Máximo	

Até a data deste Formulário, a Companhia não havia descumprido nenhum dos índices econômico-financeiros (*covenants* financeiros) mencionados acima, nem mesmo está na iminência de descumpri-los.

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 que possuam cláusulas de vencimento antecipado cruzado (*cross acceleration*).

g) Limites de utilização dos financiamentos já contratados

R\$ Mil

Financiador	Linha	Contrato	Financiamento	Valor Recebido	Saldo Disponível	Prazo de utilização
ELETROBRÁS	LPT 3	ECFS 245/08	25.201	7.560	17.641	31/12/2011

h) Alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

Não aplicável.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Análise da Comparação dos Resultados Consolidados Relativos aos Períodos Encerrados em 31 de dezembro de 2010 e 31 de dezembro de 2009. (IFRS)

R\$ mil	2010	2009	Var. %
Receita Operacional	4.748.000	4.639.819	2,3%
Fornecimento de Energia	3.806.476	3.892.880	-2,2%
Baixa Renda	126.205	134.640	-6,3%
Suprimento de Energia Elétrica	81.543	29.314	178,2%
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	198.187	169.855	16,7%
CVA Passiva	79.083	-	-
Receita - IFRIC 12	395.864	331.749	19,3%
Outras Receitas	60.643	81.381	-25,5%
Deduções da Receita	(1.593.226)	(1.488.861)	7,0%
ICMS	(1.015.296)	(994.590)	2,1%
COFINS	(227.005)	(205.491)	10,5%
PIS	(49.268)	(44.630)	10,4%
ISS	(3.300)	(2.498)	32,1%
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	(53.196)	(54.913)	-3,1%
Conta de Consumo de Combust. Fosséis - CCC	(121.644)	(75.735)	60,6%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(89.176)	(83.495)	6,8%
Programa de Eficiência Energética e P&D	(26.295)	(27.509)	-4,4%
Encargo de Capacidade/Aquisição Emergencial/Outros	(8.046)	-	-
Receita Operacional Líquida	3.154.775	3.150.958	0,1%
Custo do Serviço / Despesa Operacional	(2.693.049)	(2.481.118)	8,5%
Custos e despesas não gerenciáveis	(1.522.428)	(1.444.537)	5,4%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.192.173)	(1.151.833)	3,5%
Taxa de Fiscalização da ANEEL	(7.015)	(6.638)	5,7%
PROINFRA	(42.982)	(41.382)	3,9%
Encargo do Uso da Rede Elétrica	(233.690)	(161.432)	44,8%
Encargo de Serviço do Sistema - ESS	(46.568)	(83.252)	-44,1%
Custos e despesas gerenciáveis	(1.170.621)	(1.036.581)	12,9%
Pessoal	(136.192)	(142.728)	-4,6%
Material e Serviços de Terceiros	(265.226)	(246.214)	7,7%
Depreciação e Amortização	(172.122)	(170.824)	0,8%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(159.495)	(40.359)	295,2%
Provisões para Contingências	(6.763)	(43.916)	-84,6%
Despesa - IFRIC 12	(395.864)	(331.749)	19,3%
Outras Despesas Operacionais	(34.959)	(60.791)	-42,5%
EBITDA (1)	633.848	840.665	-24,6%
Margem EBITDA	20,09%	26,68%	-6,59 p.p
Resultado do Serviço	461.726	669.840	-31,1%
Resultado Financeiro	(133.811)	(122.233)	9,5%
Receita Financeira	133.286	101.394	31,5%
Renda de Aplicações Financeiras	22.540	44.621	-49,5%
Variações Monetárias/Cambiais	3.126	1.311	138,4%
Acréscimo Moratário sobre Conta de Energia	55.003	42.150	30,5%
Rendimentos de Fundo de Pensão	-	-	-
Outras	52.617	13.312	295,3%
Despesas financeiras	(267.097)	(223.627)	19,4%
Encargo de Dívidas	(144.887)	(148.780)	-2,6%
Encargos com Fundo de Pensão	(14.307)	(17.832)	-19,8%
Encargos e Atualização de Contingências	(39.385)	(21.569)	82,6%
Variações Monetárias/Cambiais	-	-	-
Outras	(68.518)	(35.446)	93,3%
Lucro Antes dos Tributos e Participações	327.915	547.606	-40,1%
Tributos	(111.823)	(186.747)	-40,1%
CSSL	(27.629)	(26.117)	5,8%

Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços

A receita operacional bruta da Ampla alcançou, no ano de 2010, R\$ 4.748 milhões, um incremento de 2,3% em relação ao ano de 2009, de R\$ 4.640 milhões (+R\$ 108 milhões). Esse crescimento é, basicamente, o efeito líquido dos seguintes fatores:

- Redução de 2,2% (R\$ 3.806 milhões versus R\$ 3.893 milhões) na receita por fornecimento de energia (-R\$ 86 milhões):

10.2 - Resultado operacional e financeiro

O aumento de 4,7% no volume de energia vendida no âmbito do mercado cativo foi parcialmente compensado pelo reajuste tarifário negativo de 2010, no percentual médio de 4,7%, vigente a partir de março de 2010, o que explica o descasamento entre energia faturada em GWh e receita de fornecimento de energia.

- Evolução de 178,2% (R\$ 81 milhões versus R\$ 29 milhões) na receita por suprimento de energia elétrica (+R\$ 52 milhões):

A evolução observada é explicada pelo aumento da venda de energia no mercado *spot*. Em 2010 o total de energia vendida no mercado *spot* foi de 478 GWh contra 94 GWh em 2009.

- CVA Passiva (+R\$ 79 milhões):

De acordo com o despacho nº 4722 da ANEEL, foi realizada uma reclassificação contábil das CVA's passivas (Conta de Compensação de Variação de Valores de itens da "parcela A") a partir do terceiro trimestre de 2010. O objetivo da CVA de energia é registrar a variação dos custos de aquisição de energia elétrica ocorrida entre o valor homologado no reajuste ou revisão tarifária e os efetivamente pagos pela concessionária. Assim, caso o valor homologado no reajuste/revisão seja superior ao efetivamente pago, é constituída uma CVA passiva, de forma a que no próximo evento tarifário o montante será devolvido ao consumidor (o inverso também se aplica).

- Incremento de 19,3% (R\$ 396 milhões versus 332 milhões) na receita operacional oriunda da aplicação do ICPC 01 (+64 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, 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 relacionada. 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. O efeito na receita operacional bruta em 2010 foi de R\$ 396 milhões, (cuja contrapartida se encontra nas despesas operacionais, no mesmo valor, não gerando nenhum efeito no EBITDA e no Lucro Líquido da Companhia), um incremento de R\$ 64 milhões quando comparado com o ano anterior (R\$ 332 milhões).

Deduções da Receita Bruta

As deduções da receita aumentaram 7,0% em relação ao ano anterior, alcançando -R\$ 1.593 milhões em 2010, contra -R\$ 1.489 milhões no ano de 2009 (-R\$ 104 milhões). Esse incremento é o efeito, principalmente, das seguintes variações:

- Acréscimo de 3,8% (-R\$ 1.295 milhões versus -R\$ 1.247 milhões) nos tributos – ICMS/COFINS/PIS/ISS (-R\$ 48 milhões):

Este acréscimo é oriundo do aumento da base de cálculo para apuração destes tributos, composta pelo fornecimento de energia, suprimento de energia elétrica e receita pela disponibilidade da rede elétrica.

- Acréscimo de 60,6% (-R\$ 122 milhões versus -R\$ 76 milhões) na conta de consumo de combustíveis fósseis – CCC (-R\$ 46 milhões):

10.2 - Resultado operacional e financeiro

A CCC (Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis) refere-se aos custos de operação das usinas dos sistemas interligado e isolado brasileiro localizadas principalmente na Região Norte, cujos custos são rateados pela ANEEL entre todos os agentes que comercializem energia elétrica com o consumidor final. Os valores da CCC são fixados anualmente pela ANEEL, para cada concessionária de distribuição, em função do seu mercado e podem variar em função da necessidade de uso das usinas termoeletricas.

- Acréscimo de 6,8% (-R\$ 89 milhões versus -R\$ 83 milhões) na conta de desenvolvimento energético – CDE (-R\$ 6 milhões):

A CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) é utilizada pelo Governo Federal para promover a competitividade da energia produzida por meio de fontes alternativas e o desenvolvimento energético do País através do programa de universalização, e seu montante é definido pela Aneel.

Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos

Os custos e despesas operacionais em 2010 alcançaram -R\$ 2.693 milhões, um incremento de 8,5% (-R\$ 212 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior. Este incremento é o efeito, principalmente, das seguintes variações:

Incremento de 5,4% (-R\$ 1.522 milhões versus -R\$ 1.445 milhões) nos custos e despesas não gerenciáveis (-R\$ 78 milhões), por:

- Incremento de 3,5% (-R\$ 1.192 milhões versus -R\$ 1.152 milhões) nos custos da energia elétrica comprada para revenda (-R\$ 40 milhões):

O incremento observado é devido ao aumento de 11,9% no volume de compra de energia associado à mudança do critério contábil das companhias a partir do 4T10, para o IFRS, e conseqüente estorno das CVA's (passivas em 2009 e ativas em 2010). Esses fatores foram parcialmente compensados pela reclassificação das CVAs passivas realizadas no 3T10.

- Incremento de 44,8% (-R\$ 234 milhões versus -R\$ 161 milhões) no encargo do uso da rede elétrica (-R\$ 72 milhões):

O aumento se deve ao efeito de alocação de contas. Em 2009, esta conta incluía somente transporte de Itaipu e a partir de 2010, passou a incluir também conexão de Itaipu e Rede básica. Além disso, também há o efeito do estorno das CVA's, devido ao novo critério contábil adotado (IFRS), conforme mencionado anteriormente.

- Redução de 44,1% (-R\$ 47 milhões versus -R\$ 83 milhões) no encargo do serviço do sistema ESS (+R\$ 37 milhões):

A redução se deve principalmente a uma reclassificação de valores acumulados de CVA de CDE, que estavam sendo contabilizadas dentro das CVA de ESS desde abril de 2010, e em dezembro de 2010 foi realizada uma reclassificação desses valores, tornando o saldo de ESS positivo.

Incremento de 12,9% (-R\$ 1.171 milhões versus -R\$ 1.037 milhões) nos custos e despesas gerenciáveis (-R\$ 134 milhões), por:

- Incremento de 295,2% (-R\$ 159 milhões versus -R\$ 40 milhões) em provisão para créditos de liquidação duvidosa (-R\$ 119 milhões):

O incremento se deve principalmente à provisão de aproximadamente R\$ 53 milhões de saldos acumulados de outras contas a receber, que passaram a ser considerados passíveis de risco, e que foram provisionados em dezembro de 2010. Além disso, as reversões em 2009 foram relativamente altas (R\$ 91 milhões), se comparadas a 2010 (R\$ 46 milhões).

10.2 - Resultado operacional e financeiro

- Redução de 84,6% (-R\$ 7 milhões versus -R\$ 44 milhões) em provisões para contingências (+R\$ 37 milhões):

A redução se deve a atualizações nos saldos das provisões de contingências cíveis e trabalhistas, principalmente no segundo semestre do ano.

- Incremento de 19,3% (-R\$ 396 milhões versus -R\$ 332 milhões) na despesa operacional oriunda da aplicação do ICPC 01 (IFRIC 12) (-R\$ 64 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, 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 relacionada. 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. O efeito na despesa operacional em 2010 foi de -R\$ 396 milhões, (cuja contrapartida se encontra na receita operacional bruta, no mesmo valor, não gerando nenhum efeito no EBITDA e no Lucro Líquido da Companhia), um incremento de R\$ 64 milhões quando comparado com o ano anterior (-R\$ 332 milhões).

Com base nos variações acima expostas, o EBITDA da Ampla em 2010, atingiu o montante de R\$ 634 milhões, o que representa um decréscimo de 24,6% em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 841 milhões (-R\$ 207 milhões). A margem EBITDA da Companhia no ano foi de 20,1%, o que representa uma redução de 6,59 p.p. em relação a 2009, de 26,7%.

Resultado Financeiro

O resultado financeiro da Ampla, em 2010, ficou em -R\$ 134 milhões, uma redução de 9,5% em relação ao ano anterior, de -R\$ 122 milhões, esta redução é o efeito líquido, principalmente, das seguintes variações:

Incremento de 31,5% (R\$ 133 milhões versus R\$ 101 milhões) nas receitas financeiras (+R\$ 32 milhões), por:

- Incremento de 295,3% (R\$ 53 milhões versus R\$ 13 milhões) em outras receitas financeiras (+R\$ 39 milhões):

Atualizações monetárias de processos trabalhistas no valor de R\$ 33,7 milhões, ocorridas em dezembro de 2010.

Incremento de 19,4% (-R\$ 267 milhões versus -R\$ 224 milhões) nas despesas financeiras (-R\$ 43 milhões), por:

- Encargos com fundo de pensão (+R\$ 3 milhões):

Reconhecimento dos ganhos e perdas relacionados ao plano de benefícios pós-emprego da Fundação Ampla de Seguridade Social – Brasiletros, do qual a Companhia é patrocinadora. Os ganhos e perdas atuariais gerados por ajustes e alterações nas premissas atuariais dos planos de benefícios de pensão e

10.2 - Resultado operacional e financeiro

aposentadoria e os compromissos atuariais relacionados ao plano de assistência médica são reconhecidos no resultado do exercício, em conformidade com as regras do CPC 33, baseando-se em cálculo atuarial elaborado por atuário independente. Como receita financeira foi reconhecido o valor de R\$ 76 milhões em 2010, e como despesa financeira foi reconhecido o valor de R\$ 90 milhões em 2010. O valor líquido, de -R\$ 14 milhões, foi lançado na linha de encargos com fundo de pensão.

- Incremento de 82,6% (-R\$ 39 milhões versus -R\$ 21 milhões) em encargos e atualizações de contingências (-R\$ 18 milhões):

O incremento acima está associado basicamente aos juros referentes a processos cíveis, no valor de R\$ 7 milhões, e as atualizações das contingências referentes ao processo “tarifaço” (ações propostas por grandes clientes que questionam reajuste tarifário concedido em 1986 quando da vigência de decreto federal que determinava o congelamento de preços), no valor de R\$ 9 milhões, reclassificados da linha de provisões para esta em dezembro de 2010.

- Incremento de 93,3% (-R\$ 68 milhões versus -R\$ 35 milhões) em outras despesas financeiras (-R\$ 33 milhões):

O incremento se deve principalmente à mudança no critério de classificação contábil das indenizações DIC e FIC, no valor de -R\$ 25 milhões, que passaram a ser registradas na linha de outras despesas financeiras em 2010, e anteriormente eram classificadas como outras despesas operacionais.

Provisão para Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

As despesas com Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) em 2010 registraram -R\$ 112 milhões, uma redução de 40,1% em relação ao ano anterior, de -R\$ 187 milhões (+R\$ 75 milhões). Essa redução é devido ao menor resultado antes de impostos registrado em 2010.

Com base nos efeitos expostos anteriormente, a Ampla registrou em 2010 um lucro líquido de R\$ 216 milhões, valor 40,1% inferior ao registrado no ano de 2009, que foi de R\$ 361 milhões (-R\$ 145 milhões). Desta forma, a Margem Líquida em 2010 alcançou 6,8%, valor inferior em 4,60 p.p. à registrada em 2009, de 11,4%.

Análise da Comparação dos Resultados Consolidados Relativos aos Períodos Encerrados em 31 de dezembro de 2009 e 31 de dezembro de 2008. (BRGAAP)

10.2 - Resultado operacional e financeiro

R\$ mil	2009	2008	Var. %
Receita operacional	4.248.130	3.837.723	10,7%
Fornecimento de energia elétrica	3.948.232	3.573.167	10,5%
Fornecimento de energia elétrica - Não Faturado	19.348	19.708	-1,8%
Suprimento de energia elétrica	29.314	23.401	25,3%
Disponibilidade da Rede Elétrica	169.855	146.093	16,3%
Outras receitas operacionais	81.381	75.355	8,0%
Deduções da receita operacional	(1.502.400)	(1.386.394)	8,4%
ICMS	(994.590)	(927.913)	7,2%
ISS	(2.498)	(2.637)	-5,3%
PASEP-PIS	(44.630)	(43.437)	2,7%
COFINS	(205.491)	(190.021)	8,1%
Encargo Capacidade Emergencial	-	-	#DIV/0!
Quota para RGR	(54.913)	(50.509)	8,7%
Subvenções CCC / CDE	(172.769)	(145.462)	18,8%
Pesquisa e Desenvolvimento e Efic Energética	(27.509)	(26.416)	4,1%
Receita operacional líquida	2.745.730	2.451.329	12,0%
Despesas Operacionais	(2.262.403)	(1.899.863)	19,1%
Pessoal	(140.985)	(193.016)	-27,0%
Funcionários	(130.238)	(185.002)	-29,6%
Administradores	(10.747)	(8.014)	34,1%
Material	(15.390)	(15.024)	2,4%
Serviços de terceiros	(230.929)	(221.709)	4,2%
Encargos do Serviço do Sistema - ESS	(83.253)	3.062	-2818,9%
Taxa de Fiscalização	(6.638)	(6.685)	-0,7%
Energia Eletr Comprada para Revenda	(1.453.585)	(1.204.176)	20,7%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(15.838)	(14.166)	11,8%
Depreciação	(174.390)	(146.641)	18,9%
Amortização	(6.423)	(5.291)	21,4%
Amortização Revisão Tarifária	9.989	(2.097)	-576,3%
Arrendamentos e Aluguéis	(8.337)	(7.095)	17,5%
Seguros	(1.958)	(1.815)	7,9%
Tributos	(1.108)	(1.051)	5,4%
Doações, Contribuições e Subvenções	(1.281)	(1.213)	5,6%
Provisão para Contingências	(140.348)	(128.523)	9,2%
(-) Reversão da Provisão	94.792	103.092	-8,1%
Provisão para Devedores Duvidosos	52.955	89.925	-41,1%
Perdas com Títulos Incobráveis - Castigo da Dívida	(93.314)	(120.896)	-22,8%
(-) Recuperação de Despesas	8.169	6.928	17,9%
Outros	(54.532)	(33.473)	62,9%
Resultado Operacional	483.327	551.465	-12,4%
EBITDA*	654.151	705.494	-7,3%
Receitas financeiras	100.405	170.613	-41,2%
Renda de aplicações financeiras	44.621	27.914	59,9%
Variação monetária	2.840	3.828	-25,8%
Partes Relacionadas	952	48.866	-
Juros relacionados - Enersis	-	8.334	-
Acresc Moratórios em conta de Energia Elétrica	42.150	42.147	0,0%
Outras	9.842	39.523	-75,1%
Despesas financeiras	(244.350)	(295.454)	-17,3%
Encargos de dívidas	(113.316)	(127.837)	-11,4%
Encargos Contingências	(17.482)	(36.892)	-52,6%
Partes Relacionadas	-	(926)	-100,0%
Variação monetária	(25.412)	(19.909)	27,6%
Juros Debêntures	(52.694)	(81.857)	-35,6%
Multas moratórias	(3.051)	(6.425)	-52,5%
Outras despesas financeiras	(32.395)	(21.608)	49,9%
Resultado financeiro	(143.945)	(124.840)	15,3%
Resultado do período antes IR e CS	339.381	426.625	-20,4%
(-) Contribuição Social	(26.117)	(24.677)	5,8%
(-) Imposto de Renda	(71.604)	(67.904)	5,4%
(+) Imposto de Renda/ Contribuição Social Diferida	(17.637)	(52.656)	-66,5%
Resultado do período após impostos	224.023	281.387	-20,4%
Deduções ao lucro do exercício - Participações	(1.742)	-	-
Lucro Líquido	222.281	281.387	-21,0%
Lucro Por Ação (R\$/ lote de mil ações)	0,057	0,072	-20,8%

* EBITDA: Resultado do Serviço + Depreciações e Amortizações

Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços

Em 2009, a conta de Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços da Companhia apresentou um incremento em relação a 2008 de 10,7%, ou R\$410.407 mil, passando de R\$3.837.723 mil para R\$4.248.130 mil. Este incremento é o efeito, principalmente, das seguintes variações:

10.2 - Resultado operacional e financeiro

- Incremento de 10,2%, ou R\$362.304 mil, na Receita de Fornecimento de Energia (rubrica "Consumidores, Concessionários e Permissionários"), devido a: (i) incremento de 18,9% (R\$168.072 mil) da receita por fornecimento de energia no primeiro trimestre do ano de 2009, efeito combinado do reajuste tarifário de 11,1%, homologado em 11 de março de 2008 e em vigor desde o dia 15 do mesmo mês e o crescimento de 3,5% da energia faturada no mercado cativo; e (ii) um incremento de 7,6% (R\$206.633 mil) da receita por fornecimento de energia no período de abril a dezembro de 2009, efeito combinado da revisão tarifária de 0,82%, homologado em 04 de março de 2009 e em vigor desde o dia 15 do mesmo mês ("Revisão Tarifária") e do crescimento de 4,2% da energia faturada no mercado cativo.
- Incremento de 18,5%, ou R\$20.978 mil, na rubrica "Baixa Renda", devido, principalmente, ao incremento de 6,0% no consumo e à Revisão Tarifária.
- Incremento de 16,3%, ou R\$23.762 mil, na rubrica de "Disponibilidade da Rede Elétrica" que refere-se, principalmente, ao aumento médio de 20% da tarifa de uso do sistema em decorrência da Revisão Tarifária.

Deduções da Receita Bruta

As conta de Deduções da Receita Bruta, que inclui basicamente tributos (ICMS, ISS, PIS e COFINS) e encargos setoriais, apresentou um incremento de 8,4%, ou R\$116.006 mil, passando de -R\$1.386.394 mil em 2008 para -R\$1.502.400 mil em 2009. Este incremento é o efeito, principalmente, das seguintes variações:

- Incremento de 7,2%, ou R\$66.677 mil, na rubrica "ICMS", tendo em vista o aumento no pagamento deste tributo em decorrência do aumento da receita bruta de vendas e/ou serviços, gerado principalmente pelo aumento do volume de energia vendida.
- Incremento de 8,1%, ou R\$15.470 mil, na rubrica "COFINS", tendo em vista o aumento no pagamento deste tributo em decorrência do aumento da receita bruta de vendas e/ou serviços, gerada principalmente pelo aumento do volume de energia vendida.
- Incremento de 18,8%, ou R\$27.307 mil, na rubrica "Subvenções CCC/CDE". Essa rubrica refere-se ao rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para a geração de energia termoeétrica nos Sistemas Isolados, especialmente na Região Norte do país. Os valores da CCC são fixados anualmente pela ANEEL, para cada concessionária de distribuição, em função do seu mercado e podem variar em função da necessidade de uso das usinas termoeletricas.

Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos

A conta de Custos de Bens e/ou Serviços Vendidos, que envolve os custos de compra de energia, encargos do uso do sistema de distribuição e os custos de operação, apresentou um incremento de R\$247.885 mil, ou 15,0%, passando de -R\$1.652.276 mil em 2008 para -R\$1.900.161 mil em 2009. Este incremento é o efeito, principalmente, das seguintes variações:

- Incremento de 16,0%, ou R\$200.136 mil, na rubrica "Energia Elétrica Comprada para Revenda", tendo em vista, principalmente: (i) que em 19 de março de 2009 o Tribunal Arbitral proferiu sentença condenando a Ampla ao pagamento de R\$76 milhões referente à diferença entre o preço de contrato de compra e venda da energia elétrica e o valor pago à Enertrade entre o período de 01/04/2004 a 28/08/2006 e nos meses de outubro à dezembro de 2003, fazendo com que a Companhia fizesse uma provisão no valor de R\$75.610 mil; (ii) o aumento do custo de compra de energia da usina de Itaipu em função da valorização do dólar médio de 2009 em relação ao de 2008; e (iii) o aumento da quantidade de energia comprada em leilões e reajuste dos preços destes contratos (IPCA).

10.2 - Resultado operacional e financeiro

- Incremento de 24,1%, ou R\$35.464 mil, na rubrica "Serviço de Terceiros" em função, principalmente, de reclassificações efetuadas das contas de Despesas Operacionais para Custos de Bens e/ou Serviços.

Despesas/Receitas Operacionais

Em 2009, a conta de Despesas/Receitas Operacionais apresentou um incremento em relação a 2008 de 35,9%, ou -R\$133.759 mil, passando de -R\$372.429 mil para -R\$506.188 mil. Este incremento é o efeito líquido, principalmente, das seguintes variações:

- Redução de 16,1%, ou R\$12.118 mil, na rubrica "Despesa com Vendas", variação que se explica, principalmente, pelo incremento do saldo da conta de Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa, compensada em parte pela redução dos saldos das contas de Perda com Títulos Incobráveis e de Serviços de Terceiros.
- Incremento de 73,6%, ou R\$126.773 mil, na rubrica "Despesas Gerais e Administrativas" devido, principalmente, ao incremento de R\$135.587 mil na conta de Encargo de Serviço de Sistema (representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do sistema para o atendimento do consumo quando há despacho de térmicas em regime emergencial ou por determinação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico); compensados, parcialmente, pela redução de R\$64.031 mil na conta de Despesas Gerais e Administrativas em função dos ajustes no passivo atuarial da Brasiletros (fundo de pensão do qual a Companhia é patrocinadora) em 2008 que passaram a ser contabilizados dentro do Resultado Financeiro em 2009.
- Redução de 15,3% ou -R\$19.104 mil, na rubrica "Despesas Financeiras" em 2009 comparativamente a 2008, passando de -R\$124.841 mil para -R\$143.945 mil. Vide comentários constantes do item "Resultado Financeiro" abaixo.

Resultado Financeiro

O Resultado Financeiro da Companhia apresentou uma redução de 15,3%, ou -R\$19.104 mil, em 2009 comparativamente a 2008, passando de -R\$124.841 mil para -R\$143.945 mil. Esta redução reflete o efeito líquido, principalmente, das seguintes variações:

- Incremento de 59,9%, ou R\$16.707 mil, na renda de aplicação financeira" explicada, principalmente, pelo maior saldo médio de caixa, que em 2009 foi de R\$438.813 mil contra R\$231.092 mil de 2008.
- Redução de 98,3%, ou R\$56.249 mil, na receita financeira com partes relacionadas devido, principalmente, à liquidação do mútuo ativo, em dólares, com a Enersis no final de 2008, quando gerou receita financeira devido à valorização cambial.
- Redução de 75,1%, ou R\$29.681 mil, na receita financeira sobre ativos regulatórios devido, principalmente, à recuperação da totalidade do ativo regulatório (recomposição de receitas relativas ao período de vigência do programa emergencial de redução de consumo de energia elétrica) em junho de 2009, não havendo, a partir dessa data receita de correção desse ativo.
- Redução de 20,6%, ou R\$33.931 mil, nos encargos da dívida devido, principalmente, à queda da taxa CDI que remunera 64,3% da dívida da Companhia.
- Redução de 35,6%, ou R\$29.163 mil, na despesa com juros de debêntures devido, principalmente, à queda da taxa CDI, citada anteriormente, que remunera 64,0% das debêntures de emissão da Companhia somada ao maior volume de debêntures no primeiro

10.2 - Resultado operacional e financeiro

trimestre de 2008, uma vez que a 1ª série da 3ª Emissão, no valor de R\$290.000 mil, foi amortizada nesse período.

- Incremento de 49,9%, ou R\$10.787 mil, nas despesas financeiras devido, principalmente a reclassificação de atualização monetária referente ao passivo de baixa renda para despesas financeiras.

Provisão para Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

A despesa com IR e CSLL (corrente e diferida) apresentou redução 20,6%, ou R\$29.880 mil, passando de -R\$145.238 mil em 2008 para -R\$115.538 mil em 2009. Dentre os fatores que resultaram nessa redução, destaca-se principalmente a redução de 20,4% do "Resultado Antes Tributação/ Participação".

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras

Não aplicável.

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

10.4. Comentários dos Diretores sobre:

a) Mudanças significativas nas práticas contábeis

2010

1) **Declaração de conformidade**

Em relação ao ano de 2010, as demonstrações financeiras foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações e normas e procedimentos contábeis emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM e Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC. Estas demonstrações financeiras também estão em conformidade com as Normas Internacionais Relatório Financeiro (IFRSs) emitidas pelo *International Financial Reporting Standards* (IFRSs), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB.

2) **Base de elaboração**

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.

Essas demonstrações financeiras são as primeiras elaboradas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (“IFRSs”). Na elaboração das demonstrações financeiras, a Companhia adotou as mudanças nas práticas contábeis adotadas no Brasil introduzidas pelos pronunciamentos técnicos CPC 15 a 40.

3) **Reconhecimento de Receita - Receita de construção**

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, 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.

4) **Instrumentos financeiros**

Os ativos e passivos financeiros são reconhecidos quando a Companhia parte das disposições contratuais do instrumento. Os ativos e passivos financeiros são inicialmente mensurados pelo valor justo. Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição ou emissão de ativos e passivos financeiros (exceto por ativos e passivos financeiros reconhecidos ao valor justo no resultado) são acrescidos ou deduzidos do valor justo dos ativos ou passivos financeiros, se aplicável, após o reconhecimento inicial. Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição de ativos e passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado são reconhecidos imediatamente no resultado.

4.1 Ativo financeiro

Ativo financeiro é qualquer ativo que seja: caixa, instrumento patrimonial de outra entidade, direito contratual, ou um contrato que seja ou possa vir a ser liquidado por instrumentos patrimoniais da própria entidade. Os ativos financeiros são classificados dentro das seguintes categorias: ativos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado (os mantidos para negociação e os designados assim no reconhecimento inicial); ativos financeiros mantidos até o vencimento e ativos financeiros disponíveis para venda e empréstimos e recebíveis. Esta classificação depende da natureza e do propósito do ativo financeiro, que é determinada no seu reconhecimento inicial. Todas as aquisições

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

ou alienações normais de ativos financeiros são reconhecidas ou baixadas com base na data de negociação. As aquisições ou alienações normais correspondem a aquisições ou alienações de ativos financeiros que requerem a entrega de ativos dentro do prazo estabelecido por meio de norma ou prática de mercado. Os ativos financeiros da Companhia incluem caixa e equivalentes de caixa, consumidores concessionários permissionários, concessão de serviço público (ativo indenizável), cauções e títulos e valores mobiliários. A mensuração subsequente de ativos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

a) Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado

Ativos financeiros são classificados como mantidos para negociação se forem adquiridos com o objetivo de venda no curto prazo.

Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado são apresentados no balanço patrimonial a valor justo, com os correspondentes ganhos ou perdas reconhecidos na demonstração do resultado.

b) Investimentos mantidos até o vencimento

Ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e vencimentos fixos são classificados como mantidos até o vencimento quando a Companhia tiver manifestado intenção e capacidade financeira para mantê-los até o vencimento. Após a avaliação inicial, os investimentos mantidos até o vencimento são avaliados ao custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, menos perdas por redução ao valor recuperável.

c) Empréstimos e recebíveis

Empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos, com pagamentos fixos ou determináveis, não cotados em um mercado ativo. Após a mensuração inicial, esses ativos financeiros são contabilizados ao custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos (taxa de juros efetiva), menos perda por redução ao valor recuperável. O custo amortizado é calculado levando em consideração qualquer desconto ou "prêmio" na aquisição e taxas ou custos incorridos. A amortização do método de juros efetivos é incluída na linha de receita financeira na demonstração de resultado. As perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas como despesa financeira no resultado.

A receita de juros é reconhecida através da aplicação da taxa de juros efetiva, exceto para créditos de curto prazo quando o reconhecimento dos juros seria imaterial.

Um ativo financeiro (ou, quando for o caso, uma parte de um ativo financeiro ou parte de um grupo de ativos financeiros semelhantes) é baixado quando:

- Os direitos de receber fluxos de caixa do ativo expirarem;
- A Companhia transferiu os seus direitos de receber fluxos de caixa do ativo ou assumiu uma obrigação de pagar integralmente os fluxos de caixa recebidos, sem demora significativa, a um terceiro por força de um acordo de "repasse"; e (i) A Companhia transferiu substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo, ou (ii) A Companhia não transferiu nem reteve substancialmente todos os riscos e benefícios relativos ao ativo, mas transferiu o controle sobre o ativo.

d) Ativos financeiros disponíveis para venda

- Os ativos financeiros disponíveis para venda são aqueles ativos financeiros não derivativos que não são classificados como: (a) empréstimos e recebíveis, (b) investimentos mantidos até o vencimento ou (c) ativos financeiros pelo valor justo por meio do resultado.
- Após mensuração inicial, ativos financeiros disponíveis para venda são mensurados a valor justo, com ganhos e perdas não realizados reconhecidos diretamente dentro dos outros resultados abrangentes até a baixa do investimento, com exceção das perdas por redução ao valor recuperável, dos juros calculados utilizando o método de juros efetivos e dos ganhos ou perdas com variação cambial sobre ativos monetários que são reconhecidos diretamente no resultado do período.

e) Provisão para redução ao provável valor recuperação de ativos financeiros

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

Ativos financeiros, exceto aqueles designados pelo valor justo por meio do resultado, são avaliados por indicadores de redução ao valor recuperável no final de cada data de balanço. As perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas se, e apenas se, houver evidência objetiva da redução ao valor recuperável do ativo financeiro como resultado de um ou mais eventos que tenham ocorrido após seu reconhecimento inicial, com impacto nos fluxos de caixa futuros estimados desse ativo.

O valor contábil do ativo financeiro é reduzido diretamente pela perda por redução ao valor recuperável para todos os ativos financeiros, com exceção das contas a receber, em que o valor contábil é reduzido pelo uso de uma provisão. Recuperações subsequentes de valores anteriormente baixados são creditadas à provisão. Mudanças no valor contábil da provisão são reconhecidas no resultado.

4.1.1 Caixa e equivalentes de caixa

Incluem os saldos de caixa, contas bancárias e investimentos de curto prazo com liquidez imediata e com insignificante risco de variação no seu valor. Estão registrados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos auferidos até a data do balanço, ajustado ao valor justo do instrumento financeiro. Os juros e atualização monetária, assim como as variações decorrentes da avaliação do valor justo são reconhecidos no resultado quando incorrido.

4.2. Passivos financeiros

Os passivos financeiros são classificados como “Passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado” ou “Outros passivos financeiros”.

4.2.1 Passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado

Os passivos financeiros são classificados como ao valor justo por meio do resultado quando são mantidos para negociação ou designados ao valor justo por meio do resultado.

4.2.2 Outros passivos financeiros

Os outros passivos financeiros (incluindo empréstimos e financiamentos, debêntures e fornecedores) são mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos. O método de juros efetivos é utilizado para calcular o custo amortizado de um passivo financeiro e alocar sua despesa de juros pelo respectivo período. A taxa de juros efetiva é a taxa que desconta exatamente os fluxos de caixa futuros estimados (inclusive honorários e pontos pagos ou recebidos que constituem parte integrante da taxa de juros efetiva, custos da transação e outros prêmios ou descontos) ao longo da vida estimada do passivo financeiro ou, quando apropriado, por um período menor, para o reconhecimento inicial do valor contábil líquido.

4.2.3 Baixa de passivos financeiros

O Grupo baixa passivos financeiros somente quando as obrigações do Grupo são extintas e canceladas ou quando vencem. A diferença entre o valor contábil do passivo financeiro baixado e a contrapartida paga e a pagar é reconhecida no resultado.

4.2.4 Instrumentos financeiros derivativos

A Companhia possui vários instrumentos financeiros derivativos para administrar a sua carteira de investimentos de fundos exclusivos utilizando contratos futuros de taxa de juros. A nota explicativa nº 19 inclui informações mais detalhadas sobre os instrumentos financeiros derivativos. O montante contratado em 31 de dezembro de 2010 é de R\$2.774.

Os derivativos são inicialmente reconhecidos ao valor justo na data de contratação e são posteriormente remensurados pelo valor justo no encerramento do exercício. Eventuais ganhos ou perdas são reconhecidos no resultado imediatamente.

5) Ativo indenizável (concessão)

Referem-se à indenização prevista no contrato de concessão de serviços públicos de distribuição de energia elétrica e que no entendimento da Companhia assegura o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão, a ser pago pelo Poder Concedente (Aneel). Essa indenização tem como objetivo reembolsar a Companhia pelos investimentos efetuados em infra-estrutura e que não foram recuperados por meio da tarifa até o vencimento da concessão por possuírem vida útil superior ao prazo da concessão.

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

Estes ativos financeiros, por não possuírem fluxos de caixa fixos determináveis, uma vez que a companhia utiliza a premissa de que o valor da indenização terá como base o custo de reposição dos ativos da concessão, e por não possuírem as características necessárias para serem classificados nas demais categorias de ativos financeiros, são classificados como “disponíveis para venda”. Os fluxos de caixa atrelados a esses ativos são determinados considerando o valor da base tarifária denominada Base de Remuneração Regulatória – BRR, definida pelo Poder Concedente, cuja metodologia utilizada é o custo de reposição dos bens integrantes da infraestrutura de distribuição vinculada à concessão. Essa base tarifária (BRR) é revisada a cada quatro anos considerando diversos fatores e tem como objetivo refletir a variação de preços dos ativos físicos, incluindo as baixas, depreciações e adições dos bens integrantes dessa infraestrutura (ativo físico).

A remuneração desse ativo financeiro é baseada no WACC regulatório homologado pela Aneel no processo de revisão tarifária periódica a cada quatro anos, cujo montante está incluído na composição da receita de tarifa faturada aos consumidores e recebida mensalmente. Nos períodos intercalares entre a data da última e próxima revisão tarifária periódica, o saldo do ativo financeiro deve ser ajustado pela expectativa da Administração de aumento ou redução dos seus fluxos de caixa vinculados à atualização e movimentação dos bens integrantes da infraestrutura (ativo físico). Essas variações da estimativa de fluxo de caixa são registradas diretamente no resultado do exercício.

Por não existir um mercado ativo para a negociação desse ativo financeiro, a Companhia mensura o seu valor justo utilizando os mesmos componentes que da taxa de remuneração regulatória estabelecida pela Aneel (WACC Regulatório).

Esses componentes atualizados na data do balanço determinam a nova taxa de juros utilizada pela Companhia para trazer a valor presente os fluxos de caixa fixos estabelecidos na última revisão tarifária e previstos até a próxima revisão em 2012. Devido a natureza deste ativo financeiro, a Companhia entende que esta metodologia é a que melhor reflete o valor justo na visão dos participantes do mercado, uma vez que a taxa de retorno estabelecida pela Aneel leva em consideração, além das taxas livres de riscos, os demais riscos inerentes ao setor.

6) Ativo intangível

Compreende o direito de uso da infraestrutura, construída ou adquirida pelo operador ou fornecida para ser utilizada pela outorgante como parte do contrato de concessão do serviço público de energia elétrica (direito de cobrar dos usuários do serviço público por ela prestado), em consonância com as disposições das Deliberações CVM nºs 553 de 12 de novembro de 2008, 611 de 22 de dezembro de 2009 e 654 de 28 de dezembro de 2010, que aprovam respectivamente o CPC 04 – Ativos Intangíveis, o ICPC 01 – Contratos de Concessão e o OCPC05 – Contratos de Concessão.

O ativo intangível está sendo amortizado de forma não linear e limitado ao prazo remanescente do contrato de concessão da Companhia ou vida útil do bem relacionado, dos dois o menor. Esse ativo intangível é avaliado ao custo de aquisição, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável.

7) Provisões

As provisões são reconhecidas para obrigações presentes (legal ou presumida) resultante de eventos passados, em que seja possível estimar os valores de forma confiável e cuja liquidação seja provável.

O valor reconhecido como provisão é a melhor estimativa das considerações requeridas para liquidar a obrigação no final de cada período de relatório, considerando-se os riscos e as incertezas relativos à obrigação. Quando a provisão é mensurada com base nos fluxos de caixa estimados para liquidar a obrigação, seu valor contábil corresponde ao valor presente desses fluxos de caixa (em que o efeito do valor temporal do dinheiro é relevante).

Quando alguns ou todos os benefícios econômicos requeridos para a liquidação de uma provisão são esperados que sejam recuperados de um terceiro, um ativo é reconhecido se, e somente se, o reembolso for praticamente certo e o valor puder ser mensurado de forma confiável.

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

7.1 Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas

São constituídas mediante avaliação e quantificação dos riscos cuja probabilidade de é maior que a de não ocorrer, conforme critério estabelecido pelo CPC 25 (IAS 37) provisões, passivos contingentes e ativos contingentes. As referidas provisões são atualizadas pelos índices e taxas estabelecidas pelas autoridades fiscais e os honorários de advogados relacionados com tais provisões são registrados.

8) Distribuição de dividendos

A política de reconhecimento contábil de dividendos está em consonância com as normas previstas no CPC 25 e ICPC 08, os quais determinam que os dividendos propostos a serem pagos e que estejam fundamentados em obrigações estatutárias, devem ser registrados no passivo circulante.

O estatuto social da Companhia estabelece que, no mínimo, 25% do lucro líquido anual seja distribuído a título de dividendos, após destinação para reserva legal.

Desse modo, no encerramento do exercício social e após as devidas destinações legais, a Companhia registra a provisão equivalente ao dividendo mínimo obrigatório ainda não distribuído no curso do exercício, ao passo que registra os dividendos propostos excedentes ao mínimo obrigatório como “dividendo adicional proposto” no patrimônio líquido.

9) Obrigações com benefícios pós-emprego

A Companhia possui plano de benefício a empregados incluindo planos de pensão e aposentadoria e assistência médica.

Os compromissos atuariais com os planos de benefícios de pensão e aposentadoria são provisionados com base em cálculo atuarial elaborado anualmente por atuário independente, de acordo com o método da unidade de crédito projetada, líquido dos ativos garantidores do plano, quando aplicável, sendo os custos correspondentes reconhecidos durante o período aquisitivo dos empregados, em conformidade com a Deliberação CVM nº 600, de 7 de outubro de 2009.

O método da unidade de crédito projetada considera cada período de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que são acumuladas para o cômputo da obrigação final. Adicionalmente, são utilizadas outras premissas atuariais, tais como hipóteses biológicas e econômicas e, também, dados históricos de gastos incorridos e de contribuição dos empregados.

Os ganhos e perdas atuariais gerados por ajustes e alterações nas premissas atuariais dos planos de benefícios de pensão e aposentadoria e os compromissos atuariais relacionados ao plano de assistência médica são reconhecidos em outros resultados abrangentes, em conformidade com as regras do CPC 33, baseando-se em cálculo atuarial elaborado por atuário independente.

10) Demonstração do Valor Adicionado (“DVA”)

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pela Companhia e sua distribuição durante determinado período e é apresentada conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas demonstrações financeiras individuais e como informação suplementar às demonstrações financeiras, pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRSs.

A DVA foi preparada com base em informações obtidas dos registros contábeis que servem de base de preparação das demonstrações financeiras e seguindo as disposições contidas no CPC 09 – Demonstração do Valor Adicionado.

2009:

As demonstrações financeiras estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações, conjugada com a legislação específica aplicada às concessionárias do serviço público de energia elétrica, editada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e normas e procedimentos contábeis emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM e Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC.

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

Dentre os pronunciamentos contábeis emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis e aprovados pela CVM durante o exercício de 2008 com vigência para as Demonstrações Financeiras de 2008 e 2009, alguns não foram integral ou parcialmente aplicáveis à Companhia. Seguem esclarecimentos sobre os citados pronunciamentos:

CPC 01 – Redução ao Valor Recuperável: considerando a natureza das operações da Companhia, o Imobilizado é o principal grupo de contas para o qual poderia ser considerada a aplicação do teste de recuperação. Entretanto, o valor recuperável dos bens imobilizados é estabelecido de forma automática no processo de revisão tarifária, onde é determinado o valor recuperável dos ativos, de acordo com os parâmetros regulatórios. Comparando-se o valor recuperável dos ativos constante da revisão tarifária e o valor contábil do imobilizado, observa-se que existe uma razoável condição de recuperação, assegurando a recuperação do valor contábil dos bens imobilizados da Companhia.

CPC 03 – Demonstração dos Fluxos de Caixa: durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2008 e 2009, as eventuais transações de investimento e financiamento que não envolveram o uso de caixa ou equivalentes de caixa não produziram informações relevantes que devessem ser divulgadas em notas explicativas às demonstrações financeiras, como determinado nos itens nº 47 e 48 do Pronunciamento Técnico CPC nº 3, aprovado pela Deliberação CVM nº 547 em 8 de agosto de 2008.

CPC 12 – Ajuste a Valor Presente: os requisitos básicos estabelecidos para efeito de apuração do ajuste a valor presente de ativos e passivos levaram a Administração da Companhia a concluir que os saldos das contas patrimoniais, apresentadas nas demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2009, não tiveram partidas patrimoniais com efeitos relevantes para o conceito de “Ajuste a Valor Presente”.

2008:

As demonstrações contábeis foram apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações, conjugadas com a legislação específica aplicada às concessionárias do serviço público de energia elétrica, editada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e normas e procedimentos contábeis emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

Em 28 de dezembro de 2007, foi promulgada a Lei nº 11.638, que alterou, revogou e introduziu novos dispositivos à Lei das Sociedades por Ações, notadamente em relação ao capítulo XV, sobre matéria contábil, que entrou em vigor a partir do exercício que se iniciou em 1º de janeiro de 2008. Essa Lei teve, principalmente, o objetivo de atualizar a legislação societária brasileira para possibilitar o processo de convergência das práticas contábeis adotadas no Brasil com aquelas constantes nas normas internacionais de contabilidade (IFRS) e permitir que novas normas e procedimentos contábeis sejam expedidos pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM em consonância com os padrões internacionais de contabilidade.

Conforme facultado pela Deliberação CVM nº. 565, de 17 de dezembro de 2008, que aprovou o Pronunciamento Técnico CPC nº 13, a Companhia está adotando pela primeira vez no exercício findo em 31 de dezembro de 2008, a Lei 11.638/07 e a Medida Provisória nº 449/08. Consequentemente, as seguintes práticas contábeis foram modificadas em relação ao exercício findo em 31 de dezembro de 2007:

- A Companhia revisou os saldos registrados em ativo diferido e os que não atendiam aos critérios de reconhecimento como intangível foram baixados no exercício de 2008. Assim, a parcela correspondente a anos anteriores foi registrada, no balanço de abertura, no valor total de R\$1.281 mil, líquido dos efeitos fiscais.

- A Lei nº 11.638/07 extinguiu a reavaliação de ativos e determinou no artigo 6º que os saldos existentes na reserva de reavaliação deveriam ser mantidos até a sua efetiva realização ou estornados até o fim desse exercício social. A Companhia optou por estornar a reavaliação dos ativos, bem como, os impostos diferidos relativos à mesma, no montante líquido de R\$218.395mil, em atendimento ao pronunciamento técnico CPC 13.

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

- A Companhia reclassificou o saldo de softwares e de marcas e patentes do ativo imobilizado para o intangível, no montante de R\$32.889 mil em atendimento à Deliberação CVM nº 553, de 12 de novembro de 2008, que aprovou o Pronunciamento Técnico CPC 04.

- A Companhia contabilizou a baixa dos custos incorridos na captação de recursos de terceiros que estavam apresentados como despesas antecipadas no montante de R\$3.609 mil.

Consoante item 51 do pronunciamento técnico CPC 13, a Companhia não está apresentando a Demonstração das Origens e Aplicações de Recursos para o exercício findo em 31 de dezembro de 2008.

b) Efeitos significativos das alterações em praticas contábeis

2010:

EFEITOS DA ADOÇÃO DAS IFRS E DOS NOVOS PRONUNCIAMENTOS EMITIDOS PELO CPC

Efeitos da adoção das IFRS nas demonstrações financeiras

Na preparação das suas demonstrações financeiras a Companhia adotou todos os pronunciamentos e respectivas interpretações técnicas e orientações técnicas emitidos pelo CPC e aprovados pela CVM, que juntamente com as práticas contábeis incluídas na legislação societária brasileira são denominados como práticas contábeis adotadas no Brasil (BR GAAP).

A Companhia aplicou as políticas contábeis definidas na nota explicativa nº 2 em todos os períodos apresentados, o que inclui o balanço patrimonial de abertura em 1º de janeiro de 2009. Na mensuração dos ajustes e preparação desse balanço patrimonial de abertura, a Companhia aplicou os requerimentos constantes no CPC 43(R1) – Adoção Inicial dos Pronunciamentos Técnicos CPC 15 a 40, ajustando as suas demonstrações financeiras de tal forma que elas produzissem os mesmos valores de patrimônio líquido e resultado conforme as IFRSs através da aplicação da IFRS 1 e no CPC 37(R1) - Adoção Inicial das Normas Internacionais de Contabilidade.

Efeitos da adoção das novas práticas contábeis adotadas no Brasil no balanço patrimonial

A adoção dos CPC 15 ao 43 resultou nas seguintes mudanças de práticas contábeis:

(1) Estrutura conceitual para a elaboração e apresentação das demonstrações contábeis (CPC Estrutura Conceitual). As demonstrações financeiras devem ser elaboradas de acordo com esse pronunciamento, que dentre outros conceitos, estabelece as bases para reconhecimento de ativos, passivos, receitas e despesas. As diferenças entre os valores estimados incluídos no cálculo da tarifa de energia elétrica e os efetivamente incorridos pela Companhia, reconhecidos antes da aplicação dos novos CPCs como ativos e passivos regulatórios não são, de acordo com esse pronunciamento, reconhecidos no balanço patrimonial, por não atenderem à definição de ativos e/ou passivos.

Como consequência, os saldos de ativos e passivos regulatórios contabilizados antes da data de adoção inicial dos novos pronunciamentos foram revertidos contra lucros acumulados e resultado do período corrente, de acordo com o período de competência.

(2) Contabilização da proposta de pagamento de dividendos (ICPC 08) – Esta interpretação esclarece que a declaração de dividendos, excedente ao mínimo obrigatório, após o período contábil a que se referem as demonstrações contábeis não devem ser reconhecidos como passivo, em virtude de não atenderem aos critérios de obrigação presente na data das demonstrações contábeis como definido no pronunciamento Técnico CPC 25 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos.

Os dividendos declarados e não pagos, excedentes ao mínimo obrigatório, referentes aos exercícios de 2008 e 2009 foram reconhecidos como ajuste na mutação do patrimônio líquido e foram revertidos na conta de dividendos a pagar, no balanço patrimonial, onde estavam originalmente apresentados de acordo com as regras anteriores.

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

(3) Contratos de Concessão (ICPC 01 e OCPC 05) - Estas normas orientam os concessionários sobre a forma de contabilização de concessões de serviços públicos a entidades privadas e define os princípios gerais de reconhecimento e mensuração das obrigações e direitos relacionados aos contratos de concessão de serviços.

Em decorrência da adoção dessa interpretação e resultante do contrato de concessão de serviços públicos de energia elétrica, que lhe dá o direito de cobrar pelo uso da infraestrutura da concessão, a Companhia reconheceu: (i) um ativo intangível que correspondente à cessão de uso dos bens que compõem a infraestrutura necessária para a realização dos serviços públicos, e (ii) um ativo financeiro correspondente ao valor devido, direta ou indiretamente, pelo concedente.

O ativo intangível reconhecido como remuneração pela prestação de serviços de construção ou melhorias está mensurado pelo valor justo mediante o reconhecimento inicial. Após o reconhecimento inicial, o ativo intangível está mensurado pelo custo.

O ativo financeiro está classificado como instrumento financeiro disponível para venda, considerando a premissa de que o valor da indenização ao final do contrato de concessão será calculado pelo órgão concedente em função da Base de Remuneração Regulatória (BRR).

O valor justo do ativo financeiro está sendo revisado trimestralmente, considerado a atualização pelo IGPM. Diferenças entre o valor justo contabilizado e o novo valor justo apurado serão reconhecidas diretamente no resultado do exercício. Considerando que o ativo financeiro é remunerado pelo WACC regulatório e que esta remuneração é reconhecida como receita pelo faturamento mensal da tarifa ao consumidor.

(4) Contratos de Construção (CPC 17) – Este pronunciamento estabelece o tratamento contábil das receitas e despesas associadas a contratos de construção e utiliza os critérios de reconhecimento estabelecidos no Pronunciamento Conceitual Básico - Estrutura Conceitual para a Elaboração e Apresentação das Demonstrações Contábeis para determinar o momento em que a receita do contrato e a despesa a ela relacionada devem ser reconhecidas na demonstração do resultado.

Em atendimento a este pronunciamento técnico a Companhia contabilizou receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria. Pelo fato de quase a totalidade de construções de ativos ser terceirizado, a administração da companhia conclui que não há margem própria a ser aplicada. A margem de construção adotada foi estabelecida como sendo igual a zero.

(5) Benefícios a empregados (CPC 33) – Este pronunciamento técnico fornece orientações sobre o reconhecimento, a mensuração e a evidenciação dos benefícios concedidos aos empregados. Anteriormente, os efeitos de ganhos e perdas atuariais eram registrados diretamente no resultado do exercício. Com a adoção dos novos pronunciamentos contábeis esses efeitos são contabilizados em outros resultados abrangentes.

(6) Imposto de renda e contribuição social: os impostos diferidos foram registrados sobre diferenças temporárias relacionadas às diferenças entre a prática contábil anterior e os novos pronunciamentos técnicos emitidos pelo CPC, considerando os critérios expostos na nota explicativa nº 2.

(7) Reclassificações: De acordo com os novos pronunciamentos contábeis foram efetuadas as seguintes reclassificações às demonstrações financeiras da Companhia.

- Os depósitos judiciais relacionados a contingências prováveis e anteriormente registrados como redução das respectivas provisões foram reclassificados para o ativo não circulante.
- Os impostos diferidos anteriormente apresentados no circulante foram reclassificados para o não circulante.

Em atendimento à Deliberação CVM nº 656, de 25 de janeiro de 2011 a Companhia apresenta abaixo os efeitos no resultado e no patrimônio líquido dos trimestres findos em 31/03/2009, 30/06/2009, 30/09/2009, 31/03/2010, 30/06/2010 e 30/09/2010, decorrentes da plena adoção das normas de 2010.

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

Estas Informações Trimestrais foram sujeitas aos procedimentos de revisão especial aplicados pelos auditores independentes da Companhia de acordo com os requerimentos da CVM para Informações Trimestrais (NPA 06 do IBRACON), incluindo os ajustes decorrentes da adoção das novas práticas contábeis, não tendo sido, portanto, sujeitas aos procedimentos de auditoria.

2009:

Os efeitos no patrimônio líquido decorrentes da adoção inicial da Lei 11.638/07 e Lei 11.941/09, líquidos dos efeitos tributários, estão demonstrados a seguir:

Efeitos	31/12/2008	
	Publicado	Reclassificado
Baixa de despesas antecipadas	(3.609)	(3.609)
Baixa do ativo diferido	(1.281)	(1.281)
Baixa da reserva de reavaliação	(218.395)	(219.695)

Para fins de melhor apresentação e manutenção da comparabilidade, as demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2008 foram reclassificadas, quando aplicável, conforme demonstrado a seguir:

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	31/12/2008	
	Publicado	Reclassificado
Custo do serviço de energia elétrica		
Custo com energia elétrica -		
Energia elétrica comprada para revenda	(1.253.449)	(1.204.176)
Despesas operacionais		
Encargo de serviço de sistema	52.335	3.062

2008:

Os efeitos no resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2008 e no patrimônio líquido decorrente da adoção inicial da Lei 11.638/07 e Medida Provisória nº 449/08, líquidos dos efeitos tributários, estão demonstrados a seguir:

Baixa da Despesa Antecipada, do Ativo Diferido e da Reserva de Reavaliação

Efeitos da Lei 11.638/07	Resultado	Patrimônio
		Líquido
Baixa de Despesas antecipadas	-	(3.609)
Baixa do Ativo diferido	(1.659)	(1.281)
Baixa da Reserva de reavaliação	17.427	(218.395)

c) Ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

2010

Sem ressalvas e ênfases.

2009

Sem ressalvas e ênfases.

2008

Sem ressalvas e ênfases.

10.5 - Políticas contábeis críticas

A preparação de demonstrações contábeis requer o uso de certas estimativas contábeis críticas e também o exercício de julgamento por parte da Administração da Companhia no processo de aplicação das políticas contábeis.

As estimativas e premissas contábeis são continuamente avaliadas e baseiam-se na experiência histórica e em outros fatores, incluindo expectativas de eventos futuros consideradas razoáveis para as circunstâncias. Tais estimativas e premissas podem diferir dos resultados efetivos. Os efeitos decorrentes das revisões das estimativas contábeis são reconhecidos no período da revisão.

As premissas e estimativas significativas para demonstrações contábeis estão relacionadas a seguir:

a) Imposto de renda, contribuição social e outros impostos

A Companhia reconhece ativos e passivos diferidos com base nas diferenças entre o valor contábil apresentado nas demonstrações contábeis e a base tributária dos ativos e passivos utilizando as alíquotas em vigor. A Companhia revisa regularmente os impostos diferidos ativos em termos de possibilidade de recuperação, considerando-se o lucro histórico gerado e o lucro tributável futuro projetado, de acordo com um estudo de viabilidade técnica.

b) Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas

A Companhia é parte de diversos processos judiciais e administrativos, como descrito na nota explicativa nº 22. Provisões são constituídas para todos os riscos referentes a processos judiciais que representam perdas prováveis mais do que não e estimadas com um certo grau de segurança. 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. A Administração acredita que essas provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas estão corretamente apresentadas nas demonstrações contábeis.

c) Obrigações com benefício pós-emprego

O valor atual do plano de benefício pós-emprego depende de uma série de fatores que são determinados com base em cálculos atuariais, que atualizam uma série de premissas, como, por exemplo, taxa de desconto, e outras, as quais estão divulgadas na nota explicativa nº 29. A mudança em uma dessas estimativas poderia afetar os resultados apresentados.

d) Ativo indenizável (concessão)

O critério de apuração e atualização do ativo financeiro de concessão está descrito na nota nº 14 e item 3 da nota de reconciliação.

e) Provisão para crédito de liquidação duvidosa

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.

10.6 - Controles internos relativos à elaboração das demonstrações financeiras - Grau de eficiência e deficiência e recomendações presentes no relatório do auditor

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 Controle Interno, que tem a função principal de monitorar e garantir a eficácia dos planos de ação para gerenciar os riscos relacionados à atividade.

Com base nas auto avaliações das áreas e testes dos auditores internos e externos durante o exercício de 2010, findo em 31 de dezembro, não foram identificadas deficiências de graus significativas e materiais, sendo desta forma suficientes para prover uma segurança razoável de que os objetivos de controles foram alcançados. Como decorrência dos planos de ação criados em 2009 para implementações em 2010, registramos uma redução considerável nas obras em curso já encerradas e não transferidas para serviços (de MMR\$ 100,0 em 2009 para MMR\$ 14,2 em 2010); substancial avanço nos saldos conciliáveis de depósitos judiciais, entre os principais.

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

Não existem deficiências e/ou recomendações presentes no relatório do auditor independente.

10.7 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios

a) como os recursos resultantes da oferta foram utilizados

4ª EMISSÃO: para alongar prazos e reduzir custos de dívida da Sociedade, por meio da liquidação de operações de empréstimos contratados com instituições financeiras a prazos mais curtos e custos mais elevados.

5ª EMISSÃO: no pagamento e/ou amortização de dívidas vincendas 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 houve.

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

Não aplicado.

10.8 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras

- a) os ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial
- 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

- b) outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Não aplicável.

10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Não aplicável.

10.10 - Plano de negócios

a) investimentos

i. descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos

Investimentos (R\$ mil)	2010
Demanda	136.710
Novas Conexões	130.016
Crescimento Vegetativo	6.694
Luz para todos	7.191
Qualidade	55.235
Segurança	1319,03358
Meio Ambiente	0
Outros Requisitos Legais	13.201
Combate às Perdas	167.351
Estratégicos	1.718
Sistemas Comerciais	1.007
Sistemas Técnicos	2.037
Comunicações	63
Outros	9.987
Total	395.820

Novas Conexões

Atendimento de novas solicitações ou ampliação de clientes de existentes através de extensões específicas

Crescimento Vegetativo

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

Qualidade

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

Segurança

Investimentos orientados ao cumprimento de normas legais para dar segurança às pessoas e às instalações de AT/MT/BT. Além de poderem ser considerados os projetos de investimentos orientados a obsolescência tecnológica e de riscos operativos.

Meio Ambiente

Cumprimento de normas legais orientadas ao meio ambiente. Consideram-se os projetos de investimento na medida em que os custos associados sejam possíveis de ser ativados.

Outros Requisitos Legais

10.10 - Plano de negócios

Investimentos que se originam por disposições ou resoluções legais, por compromissos contratuais dos contratos de concessão, por cumprimento de regulamentos elétricos distintos daqueles que regulam o abastecimento da demanda, qualidade de serviço e as normas de segurança.

Combate às Perdas

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

Estratégicos

Decisões estratégicas, empresariais ou decisões discricionárias da alta direção da companhia. Incluem-se os projetos corporativos, quando assim sejam classificados pela matriz.

Sistemas Comerciais

Investimentos necessários a otimização dos processos comerciais das empresas distribuidoras que não estejam incluídos nos sistemas corporativos.

Sistemas Técnicos

Investimentos em sistemas técnicos necessários para a otimização da exploração da rede (telecontrole, base de dados de exploração, cartografia, etc.) que não estejam incluídos no sistema corporativo.

Investimentos aplicados em vias de comunicação, radiocomunicação, e todos aqueles que não estejam incluídos em sistemas corporativos.

Comunicações

Investimentos aplicados em vias de comunicação, radiocomunicação, e todos aqueles que não estejam incluídos em sistemas corporativos.

Outros

Este conceito se aplica a todos os projetos de investimentos comerciais (diferente dos sistemas informáticos) e projetos gerais como as melhorias nas propriedades, aquisição de móveis, equipamentos de escritório, equipamentos de ar condicionado e qualquer outro projeto que não se inclua nos itens acima.

ii. fontes de financiamento dos investimentos

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

iii. desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

Não aplicável.

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

Não aplicável.

c) Novos produtos e serviços

10.10 - Plano de negócios

- i. descrição das pesquisas em andamento já divulgadas
- ii. montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços
- iii. projetos em desenvolvimento já divulgados
- iv. montantes totais gastos pelo emissor no desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Não aplicável.

10.11 - Outros fatores com influência relevante

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

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

A Companhia não tem a prática de divulgar projeções.

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas

A Companhia não tem a prática de divulgar projeções.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

a) atribuições de cada órgão e comitê

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 - À diretoria executiva caberá, dentro da orientação traçada pela assembleia geral e pelo conselho de administração, assegurar o funcionamento regular da Companhia, cabendo ao diretor presidente cabe a representação ativa e passiva da Companhia.

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 Endesa 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.

d) em relação aos membros da diretoria, suas atribuições e poderes individuais

12.1 - Descrição da 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. O Diretor Técnico é responsável pelas áreas de planejamento técnico, engenharia, operação de redes e investimentos e transmissão e sub-transmissão; o Diretor Comercial é responsável pelas áreas comercial e de distribuição; o Diretor Financeiro e de Relações com Investidores é responsável pelas áreas administrativa, de informática, financeira, contábil, patrimonial e de relações com investidores; o Diretor de Recursos Humanos responsável pela área de recursos humanos; o Diretor de Relações Institucionais e Comunicação é responsável pela área de relações com órgãos e entidades governamentais; o Diretor de Regulação é responsável pelos assuntos regulatórios do setor elétrico, que sejam do interesse da Companhia; o Diretor Jurídico é responsável pela área jurídica; o Diretor de Recuperação de Mercado é responsável pela melhoria dos níveis de perdas de energia e cobrabilidade; 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.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

a) prazos de convocação

A convocação é feita mediante anúncio publicado por 3 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 dias e o da segunda convocação de 8 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 em assembleia geral ordinária encontram-se à disposição dos acionistas, na sede da Companhia e por meio de sistema eletrônico da página da CVM.

d) identificação e administração de conflitos de interesses

O Comitê de Ética da Companhia atua no sentido de zelar pelo respeito ao Código de Conduta dos Empregados e ao Código de Ética Empresarial. O Comitê é composto pelo Diretor Presidente, Diretora Jurídica, Diretor de Recursos Humanos, Auditoria Interna, Ouvidoria Interna e 2 representantes dos empregados, e é responsável por analisar os casos de irregularidades e decidir quais medidas adotar.

e) solicitação de procurações pela administração para o exercício do direito de voto

O edital de convocação também poderá condicionar a representação do acionista, por procurador, na assembleia geral, a que o depósito do respectivo instrumento seja efetuado 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.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

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.

12.3 - Datas e jornais de publicação das informações exigidas pela Lei nº6.404/76

Exercício Social	Publicação	Jornal - UF	Datas	
31/12/2010	Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado - RJ	20/04/2011	
		O Fluminense - RJ	20/04/2011	
	Aviso aos Acionistas Comunicando a Disponibilização das Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado - RJ		30/03/2011
				31/03/2011
				01/04/2011
		O Fluminense - RJ		30/03/2011
				31/03/2011
				01/04/2011
	Convocação da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado - RJ		14/04/2011
				15/04/2011
				18/04/2011
		O Fluminense - RJ		14/04/2011
				15/04/2011
				16/04/2011
Ata da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado - RJ	26/05/2011		
	O Fluminense - RJ	26/05/2011		
31/12/2009	Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado - RJ	26/03/2010	
	Convocação da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado - RJ	16/04/2010	
			19/04/2010	
		O Fluminense - RJ	15/04/2010	
			16/04/2010	
			19/04/2010	
		O Fluminense - SP	15/04/2010	
	Valor Econômico - SP	15/04/2010		
		16/04/2010		
	Ata da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado - RJ	10/06/2010	
O Fluminense - RJ		10/06/2010		
31/12/2008	Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado - RJ	27/03/2009	
		Diário Oficial do Estado - SP	27/03/2009	
		O Fluminense - RJ	27/03/2009	
	Convocação da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado - RJ	14/04/2009	
			15/04/2009	
			16/04/2009	
		O Fluminense - RJ	14/04/2009	
			15/04/2009	
		O Fluminense - SP	16/04/2009	
		Valor Econômico - SP	14/04/2009	
			15/04/2009	
	16/04/2009			
	Ata da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	O Fluminense - RJ	19/05/2009	
Valor Econômico - RJ		19/05/2009		
Valor Econômico - SP		19/05/2009		

12.4 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração

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 cientificá-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.

12.5 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem

Não existe cláusula compromissória inserida no estatuto social da Companhia para a resolução dos conflitos entre acionistas e entre estes e a Companhia por meio de arbitragem.

12.6 / 8 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal

Nome	Idade	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador
Outros cargos e funções exercidas no emissor				
Albino Motta da Cruz	56	Pertence apenas à Diretoria	19/04/2011	02 anos
486.846.787-53	Engenheiro	Diretor Técnico	19/04/2011	Sim
Naõ há				
André Moragas da Costa	39	Pertence apenas à Diretoria	19/04/2011	02 anos
012.314.247-45	Jornalista	Diretor de Comunicação e Relações Institucionais	19/04/2011	Sim
Não há				
Aurélio Ricardo Bustilho de Oliveira	42	Pertence apenas à Diretoria	19/04/2011	02 anos
002.533.027-65	Contador	Diretor de Planejamento e Controle	19/04/2011	Sim
Não há.				
Carlos Ewandro Naegele Moreira	55	Pertence apenas à Diretoria	19/04/2011	02 anos
391.142.017-04	Engenheiro	Diretor de Recursos Humanos	19/04/2011	Sim
Não há				
Claudio Manuel Rivera Moya	51	Pertence apenas à Diretoria	19/04/2011	02 anos
058.540.317-10	Engenheiro	Diretor de Recuperação de Mercado	19/04/2011	Sim
Não há				
Déborah Meirelles Rosa Brasil	36	Pertence apenas à Diretoria	19/04/2011	02 anos
025.881.547-78	Advogada	Diretora Jurídica	19/04/2011	Sim
Não há.				
Marcelo Andrés Llévènes Rebolledo	48	Pertence apenas à Diretoria	19/04/2011	02 anos
058.686.147-55	Economista	10 - Diretor Presidente / Superintendente	19/04/2011	Sim
Não há.				
Bruno Golebiovski	40	Pertence apenas à Diretoria	20/09/2011	1 ano e 7 meses
021.834.017-61	Engenheiro	Diretor Comercial	20/09/2011	Sim
Não há.				
Luciano Alberto Galasso Samaria	44	Pertence apenas ao Conselho de Administração	27/04/2012	02 anos
058.330.147-94	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	27/04/2012	Sim
Não há.				
Otacilio de Souza Junior	49	Pertence apenas ao Conselho de Administração	27/04/2012	02 anos

12.6 / 8 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal

Nome	Idade	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador
Outros cargos e funções exercidas no emissor				
705.797.097-87	Engenheiro	23 - Conselho de Administração (Suplente)	27/04/2012	Sim
Não há.				
Antonio Basílio Pires de Carvalho e Albuquerque	48	Pertence apenas ao Conselho de Administração	27/04/2012	02 anos
721.694.197-72	Advogado	21 - Vice Presidente Cons. de Administração	27/04/2012	Sim
Não há.				
Cristián Eduardo Fierro Montes	43	Pertence apenas ao Conselho de Administração	27/04/2012	02 anos
600.208.163-16	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	27/04/2012	Sim
Não há.				
José Távora Batista	57	Pertence apenas ao Conselho de Administração	27/04/2012	2 anos
135.402.623-34	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	27/04/2012	Sim
Não há.				
Mario Fernando de Melo Santos	72	Pertence apenas ao Conselho de Administração	27/04/2012	02 anos
000.541.194-72	Engenheiro	20 - Presidente do Conselho de Administração	27/04/2012	Sim
Não há.				
Nelson Ribas Visconti	49	Pertence apenas ao Conselho de Administração	27/04/2012	02 anos
676.823.917-15	Advogado	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	27/04/2012	Sim
Não há.				
Ramón Francisco Castañeda Ponce	40	Pertence apenas ao Conselho de Administração	27/04/2012	02 anos
060.764.987-90	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	27/04/2012	Sim
Não há.				
Elizabet Codeço de Almeida Lopes	60	Pertence apenas ao Conselho de Administração	27/04/2012	02 anos
222.685.707-97	Administradora	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	27/04/2012	Sim
Não há.				
José Alves de Mello Franco	53	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	27/04/2012	02 anos
283.567.996-00	Engenheiro	Diretor de Regulação	27/04/2012	Sim
Não há.				
Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações				

Albino Motta da Cruz - 486.846.787-53

12.8 a) De nacionalidade brasileira, nascido em 12 de agosto de 1954. Formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal Fluminense em 1978, ingressou na Companhia em agosto de 1978 e até janeiro de 1987 atuou na área de projetos de subestações. Entre 1987 e junho de 2005 ocupou os seguintes cargos na Companhia: chefe de seção na área de planejamento do sistema, chefe de divisão de geração de energia, chefe de área de projeto e construção de subestação, chefe de departamento de projeto e construção de subestação e linha de transmissão, gerente de engenharia e manutenção, gerente de operação do sistema. Ocupa o cargo de Diretor Técnico da Companhia desde agosto de 2005.

12.8 b) Nos últimos 5 anos não sofreu qualquer condenação criminal, condenação em processo administrativo da CVM ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

André Moragas da Costa - 012.314.247-45

12.8 a) De nacionalidade brasileira, nascido em 11 de agosto de 1971, formou-se em comunicação, com especialização em jornalismo, pela Universidade Gama Filho, em junho de 1995. Concluiu o curso de pós-graduação em Políticas Públicas e de Governo (1997) pela Universidade Federal do Rio de Janeiro, assim como o MBA em Serviços (2002) pela Coppead e atualmente está cursando o MBA de Gestão de Negócios no Ibmecc. Iniciou sua trajetória profissional no jornal O Dia em fevereiro de 1994 como jornalista. Em novembro de 1995 foi contratado como jornalista pelo Jornal O Globo, onde cobriu as áreas de cidade e economia. Em janeiro de 2000 foi contratado pela Telemar como gerente de comunicação. De janeiro de 2000 a janeiro de 2005 exerceu diferentes cargos no grupo Telemar, passando a gerente de comunicação da holding Telemar, acumulando as gerências de comunicação da Oi, Contax e Telemar. Em janeiro de 2005 voltou para o jornal O Globo onde assumiu o cargo de editor do Globo Online. Em dezembro de 2005 iniciou na Ampla como gerente de comunicação. Ocupa o cargo de Diretor de Relações Institucionais e Comunicação desde janeiro de 2007.

12.8 b) Nos últimos 5 anos não sofreu qualquer condenação criminal, condenação em processo administrativo da CVM ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Aurélio Ricardo Bustilho de Oliveira - 002.533.027-65

12.8 a) De nacionalidade brasileira, nascido em 29 de julho de 1968 com formação em administração e contabilidade. Entre 1988 e 1998 trabalhou na Reynolds Latasa, exercendo funções na controladoria e contabilidade, atuando em fase de implantação de novas plantas e processo de abertura de capital, e na Ceras Johnson, com a função de gerente de contabilidade, custos e contas a pagar, com atuação em implantação de sistemas de gestão integrada e metodologia de custeio. Ingressou no grupo Endesa em abril de 1999 como gerente administrativo-financeiro da Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A. Em 2000, passou a exercer a função de controller das empresas de geração do grupo Endesa (Endesa CIEN, Endesa Cachoeira e Endesa Fortaleza), atuando também como responsável pelo controle do projeto de construção da Interconexão Brasil-Argentina da Endesa CIEN, e posteriormente como responsável pelo controle do projeto de construção da termelétrica da Endesa Fortaleza. Em 2004 passou a desempenhar a função de Diretor de Planejamento, Controle e Contabilidade das empresas de geração do grupo Endesa, no Brasil. Desde 2005, exerce a função de Diretor de Planejamento e Controle da Endesa Brasil e desde junho de 2008 é também Diretor de Planejamento e Controle da Ampla.

12.8 b) Nos últimos 5 anos não sofreu qualquer condenação criminal, condenação em processo administrativo da CVM ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Carlos Ewandro Naegele Moreira - 391.142.017-04

12.8 a) 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 Brasileiros, de 1999 a 2006.

12.8 b) Nos últimos 5 anos não sofreu qualquer condenação criminal, condenação em processo administrativo da CVM ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Claudio Manuel Rivera Moya - 058.540.317-10

12.8 a) 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 administrativo da CVM ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Déborah Meirelles Rosa Brasil - 025.881.547-78

12.8 a) De nacionalidade brasileira, nascida 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 atualmente está cursando o MBA de Gestão de Negócios no IBMEC. 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. 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 Emissora como líder de processo da área de unidade de negócios da Diretoria Jurídica (responsável pela área de consumidor, contratos, criminal e ambiental). Ocupa o cargo de Diretora Jurídica desde novembro de 2006.

12.8 b) Nos últimos 5 anos não sofreu qualquer condenação criminal, condenação em processo administrativo da CVM ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Marcelo Andrés Llévénos Rebolledo - 058.686.147-55

12.8 a) 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. Llévénos 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.

12.8 b) Nos últimos 5 anos não sofreu qualquer condenação criminal, condenação em processo administrativo da CVM ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Bruno Golebiovski - 021.834.017-61

12.8 a) Nacionalidade brasileira, nascido em 07 de abril de 1971. Formou-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) e MBA Executivo pelo Instituto COPEAD / UFRJ. Ingressou no Grupo Endesa em 1997 como Engenheiro de Estudo. Em agosto de 1997 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 Chefe do Departamento Comercial da Regional Serrana. Em outubro de 2000 passou ao cargo de Gerente 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 Integrados até dezembro de 2008. 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 da Ampla, sua atual posição.

12.8 b) Nos últimos 5 anos não sofreu qualquer condenação criminal, condenação em processo administrativo da CVM ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Luciano Alberto Galasso Samaria - 058.330.147-94

De nacionalidade chilena, nascido em 22 de setembro de 1967. É graduado em Engenharia Civil Industrial com ênfase em Eletricidade pela Pontifícia Universidade Católica de Chile. Possui Curso de Contabilidade, na Universidade Esan (Lima-Peru), Curso de Serviço e Atendimento ao Cliente, na Universidade Adolfo Ibañez. Trabalha no grupo Enersis desde 1992. Começou na Chilectra, em 1992 até 1998, trabalhando em vários cargos: Chefe Comercial Sucursal Alameda e Chacabuco, Chefe do Departamento Empresas e Executivo de Grandes Clientes. Em Abril de 1998 foi transferido para Lima, Perú, trabalhando como Gerente de Sucursal Colonial na Empresa Edelnor, até Setembro de 1999. Em Outubro de 1999 foi transferido para a Colombia, Bogotá e trabalhou como Gerente de Regional Centro e Gerente de Operações Comerciais da Codensa S.A. Em Abril do 2002, foi transferido para Brasil, para atuar como Gerente de Operações Comerciais da Ampla Energia e Serviços S/A. Ocupou o cargo de Diretor Comercial da Coelce entre janeiro de 2003 e janeiro de 2008.

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 – STIEENN, cumprindo seu mandato até 2010 quando foi reeleito para mais um mandato de 4 anos.

Antonio Basílio Pires de Carvalho e Albuquerque - 721.694.197-72

12.8 a) 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 Endesa 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.

12.8 b) Nos últimos 5 anos não sofreu qualquer condenação criminal, condenação em processo administrativo da CVM ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Cristián Eduardo Fierro Montes - 600.208.163-16

12.8 a) De nacionalidade chilena, nascido em 11 de outubro de 1967. É graduado em Engenharia Civil Eletricista pela Faculdade de Ciências Físicas e Matemática da Universidade do Chile e Master Executivo em Direção de Empresas (MBA) pelo Instituto de Altos Estudos da Universidade Austral, em Buenos Aires, Argentina. Ingressou na Chilectra (distribuidora de energia elétrica de Santiago do Chile), em 1992, como engenheiro analista e ocupou diversos cargos na Diretoria de Distribuição, entre eles Chefe de Departamento de Engenharia e Desenvolvimento do Sistema de Distribuição. Em 1996, foi transferido para Edesur, distribuidora de energia elétrica do Sul de Buenos Aires, onde trabalhou até o ano de 2000, exercendo os cargos de Chefe de Departamento de Investimentos, Gerente de Desenvolvimento Comercial e Gerente de Marketing. Em Junho de 2001, assumiu o cargo de Diretor de Projetos Enersis.plc., em Enersis. Ocupou o cargo de Diretor Presidente da Coelce de Janeiro de 2003 a Abril de 2007. Foi Presidente da Ampla Energia e Serviços S.A. entre 17 de maio de 2007 e 10 de dezembro de 2009.

12.8 b) Nos últimos 5 anos não sofreu qualquer condenação criminal, condenação em processo administrativo da CVM ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

José Távora Batista - 135.402.623-34

12.8 a) 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 dos Conselhos de Administração da Ampla Energia e Serviços S.A. e da Ampla Investimentos e Serviços S.A.

12.8 b) Nos últimos 5 anos não sofreu qualquer condenação criminal, condenação em processo administrativo da CVM ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Mario Fernando de Melo Santos - 000.541.194-72

12.8 a) 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.

12.8 b) Nos últimos 5 anos não sofreu qualquer condenação criminal, condenação em processo administrativo da CVM ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Nelson Ribas Visconti - 676.823.917-15

12.8 a) De nacionalidade brasileira, nascido em 09 de setembro de 1961. É graduado em Direito pela Universidade Federal Fluminense, realizou diversos cursos de especialização e curso de contabilidade. Com experiência, principalmente nas áreas de Direito empresarial; societário, tributário e comercial. Membro da Câmara de Comércio Americana, Associação Brasileira de Direito Financeiro (afiliada International Fiscal Association) e Gerente Tributário da Endesa Brasil. Ocupa o cargo de membro do Conselho de Administração da Ampla Energia e Serviços S.A. e da Ampla Investimentos e Serviços S.A desde 13 de fevereiro de 2007.

12.8 b) Nos últimos 5 anos não sofreu qualquer condenação criminal, condenação em processo administrativo da CVM ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Ramón Francisco Castañeda Ponce - 060.764.987-90

12.8 a) De nacionalidade chilena, nascido em 07 de outubro de 1970. Formou-se em Engenharia Civil pela Pontifícia Universidade Católica do Chile em 1994. Tendo concluído mestrado em ciências da engenharia em 1995. Cursos MBA na Escola de Negócios Adolfo Ibañez em 1999. Realizou ainda cursos na área de Gestão de Empresas, dentre outros. Ingressou na Endesa Chile em 1995, onde exerceu os seguintes cargos: analista comercial em 1995. Em 1996 foi executivo comercial de grandes clientes. Entre 1997 e 1998, foi chefe de estratégias comerciais. Em 1999 foi chefe de gestão de combustíveis latino-américa. De 2000 a 2003, trabalhou na Endesa Europa onde ocupou o cargo de subdiretor de estruturação Endesa Trading. Em 2004 ingressou na Chilectra como Subgerente de Gestão de Margem até 2007. Em 2008 passou a exercer o cargo de gerente de Planejamento e Gestão Econômica. Ocupa o cargo de membro do Conselho de Administração da Ampla Energia e Serviços S.A. desde 29 de abril de 2008.

12.8 b) Nos últimos 5 anos não sofreu qualquer condenação criminal, condenação em processo administrativo da CVM ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

Elizabet Codeço de Almeida Lopes - 222.685.707-97

12.8 a) 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. Graduou-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.

12.8 b) Nos últimos 5 anos não sofreu qualquer condenação criminal, condenação em processo administrativo da CVM ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

José Alves de Mello Franco - 283.567.996-00

12.8 a) 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 ABRADÉE 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. 12.8 b) Nos últimos 5 anos não sofreu qualquer condenação criminal, condenação em processo administrativo da CVM ou qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de uma atividade profissional ou comercial qualquer.

12.7 - Composição dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, financeiro e de remuneração

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não possui comitês estatutários, bem como de demais comitês ou estruturas que não sejam estatutárias.

12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não há.

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Exercício Social 31/12/2010			
<u>Administrador do Emissor</u>			
Mario Fernando de Melo Santos	000.541.194-72	Subordinação	Controlador Direto
Presidente do Conselho de Administração			
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Endesa Brasil	07.523.555/0001-67		
Presidente do Conselho de Administração			
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque	721.694.197-72	Subordinação	Controlador Direto
Vice-Presidente do Conselho de Administração			
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Endesa Brasil	07.523.555/0001-67		
Conselheiro e Diretor Jurídico			
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Ramón Francisco Castañeda Ponce	060.764.987-90	Subordinação	Controlador Indireto
Membro Titular do Conselho de Administração			
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Chilectra	05.723.875/0001-35		
gerente de planejamento e gestão econômica			
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação Cargo/Função	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
José Alves de Mello Franco Membro Efetivo do Conselho de Administração	283.567.996-00	Subordinação	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u> Endesa Brasil Diretor de Regulação	07.523.555/0001-67		
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u> Carlos Ewandro Naegele Moreira Diretor de Recursos Humanos	391.142.017-04	Subordinação	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u> Endesa Brasil Diretor de Recursos Humanos	07.523.555/0001-67		
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u> Aurélio Oliveira Diretor de Planejamento e Controle	002.533.027-65	Subordinação	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u> Endesa Brasil Diretor de Planejamento e Controle	07.523.555/0001-67		
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u> Marcelo Andrés Llévénos Rebolledo Diretor Presidente	058.686.147-55	Subordinação	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u>			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
---------------	----------	---	----------------------------

Endesa Brasil	07.523.555/0001-67		
Diretor Presidente			

Observação**Administrador do Emissor**

Cristián Eduardo Fierro Montes	600.208.163-16	Subordinação	Controlador Indireto
Membro Titular do Conselho de Administração			

Pessoa Relacionada

Chilectra	05.723.875/0001-35		
Diretor Presidente			

Observação**Exercício Social 31/12/2009****Administrador do Emissor**

Mario Fernando de Melo Santos	000.541.194-72	Subordinação	Controlador Direto
Presidente do Conselho de Administração			

Pessoa Relacionada

Endesa Brasil	07.523.555/0001-67		
Presidente do Conselho de Administração			

Observação**Administrador do Emissor**

Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque	721.694.197-72	Subordinação	Controlador Direto
Vice-Presidente Conselho de Administração			

Pessoa Relacionada

Endesa Brasil	07.523.555/0001-67		
---------------	--------------------	--	--

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função Conselheiro e Diretor Jurídico Observação			
<hr/>			
Administrador do Emissor Cristóbal Sanchez Romero Membro Titular do Conselho de Administração	060.766.417-70	Subordinação	Controlador Indireto
Pessoa Relacionada Chilectra Gerência Regional de Distribuição e Serviços Observação	05.723.875/0001-35		
<hr/>			
Administrador do Emissor Ramón Francisco Castañeda Ponce Membro Titular do Conselho de Administração	060.764.987-90	Subordinação	Controlador Indireto
Pessoa Relacionada Chilectra Gerente de planejamento e gestão econômica Observação	05.723.875/0001-35		
<hr/>			
Administrador do Emissor José Alves de Mello Franco Membro Titular do Conselho de Administração	283.567.996-00	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada Endesa Brasil Diretor de Regulação Observação	07.523.555/0001-67		
<hr/>			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação Cargo/Função	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
<u>Administrador do Emissor</u>			
Carlos Ewandro Naegele Moreira Diretor de Recursos Humanos	391.142.017-04	Subordinação	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Endesa Brasil Diretor de Recursos Humanos	07.523.555/0001-67		
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Aurélio Oliveira Diretor de Planejamento e Controle	002.533.027-65	Subordinação	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Endesa Brasil Diretor de Planejamento e Controle	07.523.555/0001-67		
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Marcelo Andrés Lhévenes Rebolledo Diretor Presidente	058.686.147-55	Subordinação	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Endesa Brasil Diretor Presidente	07.523.555/0001-67		
<u>Observação</u>			

Exercício Social 31/12/2008**Administrador do Emissor**

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
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 Conselho	721.694.197-72	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada			
Endesa Brasil Conselheiro e Diretor Jurídico	07.523.555/0001-67		
Observação			

Administrador do Emissor			
Carlos Ewandro Naegele Moreira Diretor Vice-Presidente de Recursos Humanos	391.142.017-04	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada			
Endesa Brasil Diretor de Recursos Humanos	07.523.555/0001-67		
Observação			

Administrador do Emissor			
José Alves de Mello Franco Diretor Vice-Presidente de Regulação	283.567.996-00	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função Endesa Brasil Diretor de Regulação	07.523.555/0001-67		
Observação			

Administrador do Emissor			
Aurélio Oliveira Diretor de Planejamento e Controle	002.533.027-65	Subordinação	Controlador Direto
Pessoa Relacionada			
Endesa Brasil Diretor de Planejamento e Controle	07.523.555/0001-67		
Observação			

Administrador do Emissor			
Cristóbal Sanchez Romero Membro titular do Conselho de Administração	060.766.417-70	Subordinação	Controlador Indireto
Pessoa Relacionada			
Chilectra Gerencia Regional de Distribuição e Serviços	05.723.875/0001-35		
Observação			

Administrador do Emissor			
Ramón Francisco Castaneda Ponce Membro titular do Conselho de Administração	060.764.987-90	Subordinação	Controlador Indireto
Pessoa Relacionada			
Chilectra Gerente de Planejamento e Gestão Econômica	05.723.875/0001-35		
Observação			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			

12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores

A Companhia possui Seguro de Responsabilidade Civil Administradores e Diretores (D&O), contratado com o Itaú Seguros S.A., com vigência de 10/11/2011 a 10/11/2012.

O valor do prêmio de Seguro de Responsabilidade Civil Administradores e Diretores (D&O) é de R\$36.306,85.

12.12 - Outras informações relevantes

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

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

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).

Para a diretoria da Companhia a proporção de cada elemento na remuneração total é a seguinte, por exercício social:

	2009	2010
Remuneração fixa	63%	75%
Remuneração variável	17%	19%
Benefícios	20%	6%

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

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

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 à Companhia.

13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal

Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31/12/2011 - Valores Anuais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	9,00	10,00		19,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	176.000,00	2.375.925,00		2.551.925,00
Benefícios direto e indireto	0,00	430.175,00		430.175,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	1.162.921,00		1.162.921,00
Descrição de outras remunerações fixas		Encargos: R\$ 1.162.921,00		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	648.020,00		648.020,00
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	245.572,00		245.572,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Plano de Fidelização: R\$ 245.572,00		
Pós-emprego	0,00	0,00		0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações	0,00	0,00		0,00
Observação				
Total da remuneração	176.000,00	4.862.613,00		5.038.613,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2010 - Valores Anuais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	9,00	10,00		19,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	176.000,00	4.713.788,31		4.889.788,31
Benefícios direto e indireto	0,00	405.317,54		405.317,54
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	0,00		0,00

Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	1.178.447,08		1.178.447,08
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	0,00	0,00		0,00
Observação				
Total da remuneração	176.000,00	6.297.552,93		6.473.552,93

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2009 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	9,00	10,00		19,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	176.000,00	3.237.897,67		3.413.897,67
Benefícios direto e indireto	0,00	852.945,23		852.945,23
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	0,00		0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	1.034.072,86		1.034.072,86
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	0,00	0,00		0,00
Observação				
Total da remuneração	176.000,00	5.124.915,76		5.300.915,76

13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal

Não há remuneração variável para os membros do Conselho de Administração, nem para os membros do Conselho Fiscal.

Diretoria Estatutária Ampla	2009	2010	2011 (prevista)
Número de membros	9	9	10
Bônus:			
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0,00	0,00	0,00
Valor máximo previsto no plano de remuneração	361.000,00	377.245,00	777.624,00
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	300.000,00	315.000,00	648.020,00
Valor efetivamente reconhecido no resultado dos 3 últimos exercícios sociais	313.679,00	N/A	N/A
Em relação à participação no resultado:	N/A	N/A	N/A
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A
Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	N/A	N/A	N/A
Valor efetivamente reconhecido no resultado dos 3 últimos exercícios sociais	N/A	N/A	N/A
Remuneração total da Diretoria Estatutária			

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária

Não aplicável à Companhia.

13.5 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão

Companhia	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria
Ampla Investimentos e Serviços S.A.	10	NA	3
Ampla Energia e Serviços S.A.	510.024	NA	44.479
Coelce Ordinárias	0	NA	0
Coelce Preferenciais	4 (preferenciais A)	NA	10 (preferenciais A)
Endesa Brasil S.A.	2	NA	0

13.6 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária

Não aplicável à Companhia.

13.7 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária

Não aplicável à Companhia.

13.8 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária

Não aplicável à Companhia.

13.9 - Informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.6 a

13.8 - Método de precificação do valor das ações e das opções

Não aplicável à Companhia.

13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários

O Conselho de Administração não apresenta plano de previdência diferenciado. Em relação à Diretoria estatutária, informamos o que segue:

R\$ mil	
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	R\$9.582,27
g. Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	R\$71.815,82
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%)

13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal

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.

13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria

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.

13.13 - Percentual na remuneração total devido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores

Não aplicável à Companhia.

13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam

Não aplicável à Companhia.

13.15 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal reconhecida no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor

Ampla Energia

Exercício social 2009

	Conselho de Administração	Fixa	Variável	Diretoria Estatutária	Fixa	Variável	Total Fixa	Total Variável	Total Geral
Controladores diretos e indiretos	486.506	398.362	88.144	4.143.740	3.996.992	146.748	4.395.354	234.892	4.630.246
Controladas do emissor							-	-	-
Sociedade sob controle comum	380.130	337.105	43.025	1.480.178	1.221.478	258.701	1.558.583	301.725	1.860.309

Exercício social 2010

	Conselho de Administração	Fixa	Variável	Diretoria Estatutária	Fixa	Variável	Total Fixa	Total Variável	Total Geral
Controladores diretos e indiretos	1.385.184	985.880	399.304	451.076	330.958	120.118	1.316.838	519.422	1.836.260
Controladas do emissor							-	-	-
Sociedade sob controle comum	369.359	356.502	12.857	1.343.291	1.316.290	27.001	1.672.793	39.858	1.712.650

A Companhia não possui Conselho Fiscal instalado.

13.16 - Outras informações relevantes

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

14.1 - Descrição dos recursos humanos

a) número de empregados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)

Trabalhadores por localização geográfica	2010	2009	2008
Angra dos Reis	35	32	36
Araruama	14	18	19
Cabo Frio	46	49	53
Campos de Goytacazes / São Fidelis	77	93	99
Cantagalo	18	17	17
Duque de Caxias	11	18	21
Fortaleza*	4		
Itaboraí	9	19	22
Itaperuna	39	41	43
Macaé	49	56	51
Magé	39	40	45
Maricá*	12		
Niterói	554	555	609
Petrópolis / Areal	40	44	44
Resende	15	17	18
Santo Antonio de Pádua	30	35	36
São Gonçalo	173	190	171
Teresópolis	11	11	14
Total	1.176	1.235	1.298

*Fortaleza e Maricá foram incluídos neste indicador

Grupos com base na atividade desempenhada	2010	2009	2008
Diretoria	7	7	8
Gerência	110	96	109
Administrativos	585	582	614
Produção	474	550	567

b) número de terceirizados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)

Município Atuação	Diretoria	2010	2009	2008
Angra Dos Reis	Diretoria Comercial	74	46	84
	Diretoria De Recuperação De Mercado	64	53	51
	Diretoria De Recursos Humanos			21
	Diretoria Jurídica	1		
	Diretoria Financeira	27	25	3
	Diretoria Técnica	134	108	111
Angra Dos Reis Total		300	232	270
Cabo Frio	Diretoria Comercial	149	59	103
	Diretoria De Recuperação De Mercado	152	164	209
	Diretoria De Recursos Humanos			31
	Diretoria Jurídica	1		
	Diretoria Financeira	32	26	4
	Diretoria Técnica	26	206	220

14.1 - Descrição dos recursos humanos

Município Atuação	Diretoria	2010	2009	2008
Cabo Frio Total		630	455	567
Campos Dos Goytacazes	Diretoria Comercial	100	67	100
	Diretoria De Recuperação De Mercado	153	93	105
	Diretoria De Recursos Humanos			39
	Diretoria Juridica	1		
	Diretoria Financeira	46	37	8
	Diretoria Técnica	232	222	241
Campos Dos Goytacazes Total		532	419	493
Cantagalo	Diretoria Comercial	31	30	37
	Diretoria De Recuperação De Mercado	21	20	25
	Diretoria De Recursos Humanos			5
	Diretoria Financeira	5	6	1
	Diretoria Técnica	77	74	83
Cantagalo Total		134	130	151
Duque De Caxias	Diretoria Comercial	53	39	17
	Diretoria De Recuperação De Mercado	81	64	130
	Diretoria De Recursos Humanos			31
	Diretoria Financeira	24	20	8
	Diretoria Jurídica	1	1	1
	Diretoria Técnica	41	14	49
Duque De Caxias Total		200	138	236
Itaboraí	Diretoria Comercial	65	55	13
	Diretoria De Recuperação De Mercado	65	99	138
	Diretoria De Recursos Humanos			20
	Diretoria Financeira	19	15	
	Diretoria Tecnica	71	260	270
Itaboraí Total		220	429	441
Itaperuna	Diretoria Comercial	50	28	52
	Diretoria De Recuperação De Mercado	46	38	36
	Diretoria De Recursos Humanos			14
	Diretoria Financeira	20	14	4
	Diretoria Jurídica	2	0	1
	Diretoria Técnica	97	109	118
Itaperuna Total		215	189	225
Macaé	Diretoria Comercial	118	58	93
	Diretoria De Recuperação De Mercado	92	74	74
	Diretoria De Recursos Humanos			23
	Diretoria Juridica	2		
	Diretoria Financeira	24	28	2
	Diretoria Técnica	152	157	150
Macaé Total		388	317	342
Magé	Diretoria Comercial	60	50	37
	Diretoria De Recuperação De Mercado	149	204	168
	Diretoria De Recursos Humanos			18
	Diretoria Financeira	24	23	3
	Diretoria Jurídica	2	1	1
	Diretoria Técnica	214	195	118

14.1 - Descrição dos recursos humanos

Município Atuação	Diretoria	2010	2009	2008
Magé Total		449	473	345
Niterói	Diretoria Comercial	1002	778	872
	Diretoria De Recuperação De Mercado	194	225	167
	Diretoria De Recursos Humanos	5		206
	Diretoria de Planejamento de Controle	2		
	Diretoria Financeira	299	344	166
	Diretoria de Relações Institucionais	1		
	Diretoria Jurídica	25	13	20
	Diretoria Técnica	521	180	208
Niterói Total		2049	1540	1639
Petrópolis	Diretoria Comercial	116	82	144
	Diretoria De Recuperação De Mercado	107	92	79
	Diretoria De Recursos Humanos			37
	Diretoria Jurídica	1		
	Diretoria Financeira	40	36	4
	Diretoria Técnica	202	233	232
Petrópolis Total		466	443	496
Resende	Diretoria Comercial	35	22	34
	Diretoria De Recuperação De Mercado	22	19	24
	Diretoria De Recursos Humanos			16
	Diretoria Financeira	15	13	1
	Diretoria Técnica	73	76	50
Resende Total		145	130	125
Santo Antônio De Pádua	Diretoria Comercial	35	28	55
	Diretoria De Recuperação De Mercado	32	29	29
	Diretoria De Recursos Humanos			19
	Diretoria Financeira	13	18	1
	Diretoria Técnica	69	101	114
Santo Antônio De Pádua Total		149	176	218
São Gonçalo	Diretoria Comercial	159	130	73
	Diretoria De Recuperação De Mercado	617	600	922
	Diretoria De Recursos Humanos			86
	Diretoria Financeira	82	135	114
	Diretoria Jurídica	14	11	14
	Diretoria Técnica	221	188	217
São Gonçalo Total		1093	1064	1426
Total		6970	6135	6974

c) índice de rotatividade

Índice de Rotatividade	2010	2009	2008
Rotatividade (%)	9,5	5,6%	8,6%

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.

14.1 - Descrição dos recursos humanos

	Fechamento do exercício social realizado em 31 de dezembro de 2008	Fechamento do exercício social realizado em 31 de dezembro de 2009	Fechamento do exercício social realizado em 31 de dezembro de 2010
Montante das Contingências Provisionadas (em R\$ milhões)	265	262	177

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos

Não há alteração relevante a ser comentada.

14.3 - Descrição da política de 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;
- Fornecimento de manuais para que o colaborador conheça com clareza as suas atribuições e responsabilidades e possibilidades de crescimento;
- Pagamento de Bônus para Executivos e PPR para Demais funcionários anualmente desde que tenham um índice de cumprimento de pelo menos 80% sobre as metas pré-estabelecidas;
- Condições de atrair e reter os profissionais necessários para a Companhia por meio do alinhamento à mediana de mercado e em alguns casos até o 3º quartil.

Os diretores não estatutários da Companhia recebem salário base, bônus e benefícios.

Os demais empregados da Companhia 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.

c) características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não-administradores, identificando:

- i. grupos de beneficiários
- ii. condições para exercício
- iii. preços de exercício
- iv. prazos de exercício
- v. quantidade de ações comprometidas pelo plano

A Companhia não possui planos de remuneração baseados em ações.

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos

Os empregados da Companhia, conforme a região de atuação e as atividades que desenvolvem, estão vinculados ao Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias de Energia Elétrica do Norte e Noroeste Fluminense (STIENNF), ao Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica de Niterói (STIENN) ou ao Sindicato dos Engenheiros do Rio de Janeiro (SENGE-RJ). A Companhia negocia a cada 2 anos acordo coletivo com esses sindicatos.

Não houve greve nos últimos 3 anos e nenhuma paralisação das atividades promovidas pelos empregados.

O último acordo coletivo foi celebrado em 18 de novembro de 2009 com os sindicatos com quem a Companhia se relaciona para o período de 1º de outubro de 2009 a 30 de setembro de 2011.

Anualmente, na data-base de 1º de outubro, são negociadas as cláusulas de reajuste salarial e benefícios. Em 2007, 2008 e 2009, foram concedidos reajustes de 4,92%, 7,04% e 4,45%, respectivamente, correspondente a 100% do INPC, sobre o salário base dos empregados das bases territoriais do SENGE-RJ, STIENN e STIENNF (aproximadamente 1.383, 1.298 e 1.272 empregados respectivamente) em vigor no mês de setembro de 2007, 2008 e 2009. Para o período de 1º de outubro de 2010 a 30 de setembro de 2011 será concedido o reajuste correspondente a 100% do INPC, acrescido de 0,3 p.p., incidentes sobre o salário base de setembro de 2010.

Dentre os benefícios ou vantagens previstos nesse acordo coletivo, destacamos os seguintes: piso salarial de R\$652,52 (2009), vale-refeição, auxílio creche, empréstimo de férias e plano de participação nos resultados.

15.1 / 15.2 - Posição acionária

Acionista						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
Detalhamento por classes de ações (Unidades)						
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
Chilectra Inversud S.A						
07.294.410/0001-31	Chile	Não	Sim	30/06/2010		
824.607.526.461	21,022400%	0	0,000000%	824.607.526.461	21,022400%	
Endesa Latinoamérica S.A.						
05.708.231/0001-78	Espanhol	Não	Sim	04/10/2011		
302.176.533.045	7,703600%	0	0,000000%	302.176.533.045	7,703600%	
Chilectra S.A						
05.723.875/0001-35	Chile	Não	Sim	30/06/2010		
405.768.824.339	10,344600%	0	0,000000%	405.768.824.339	10,344600%	
Endesa Brasil S.A						
07.523.555/0001-67	Brasil-RJ	Não	Sim	30/06/2010		
1.839.121.933.344	46,886300%	0	0,000000%	1.839.121.933.344	46,886300%	
Enersis S.A						
05.717.031/0001-81	Chile	Não	Sim	30/06/2010		
536.591.907.868	13,679800%	0	0,000000%	536.591.907.868	13,679800%	
OUTROS						
14.249.193.389	0,363300%	0	0,000000%	14.249.193.389	0,363300%	
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000000%	0	0,000000%	0	0,000000%	
TOTAL						
3.922.515.918.446	100,000000%	0	0,000000%	3.922.515.918.446	100,000000%	

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Chilectra Inversud S.A				07.294.410/0001-31	
Chilectra S.A.					
05.717.031/0001-81	Chile	Não	Sim	30/06/2010	
56.901	100,000000	0	0,000000	56.901	100,000000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
56.901	100,000000	0	0,000000	56.901	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Chilectra S.A				05.723.875/0001-35	
Enersis S.A.					
05.717.031/0001-81	Chile	Não	Sim	30/06/2010	
1.140.130.668	99,080000	0	0,000000	1.140.130.668	99,080000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
10.586.599	0,920000	0	0,000000	10.586.599	0,920000
TOTAL	1.150.717.267	100,000000	0	0,000000	1.150.717.267
1.150.717.267	100,000000	0	0,000000	1.150.717.267	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Endesa Brasil S.A				07.523.555/0001-67	
Empresa Nacional de Eletricidad S.A.					
	Chile	Não	Sim	30/06/2010	
60.299.607	35,290000	0	0,000000	60.299.607	35,290000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
Endesa Latinoamerica S.A.					
	Espanha	Não	Sim	30/06/2010	
05.708.231/0001-78	47.354.669	27,710000	0	0,000000	47.354.669
47.354.669	27,710000	0	0,000000	47.354.669	27,710000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
Enersis S.A.					
	Chile	Não	Sim	30/06/2010	
05.717.031/0001-81	36.677.243	21,460000	0	0,000000	36.677.243
36.677.243	21,460000	0	0,000000	36.677.243	21,460000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
26.545.859	15,540000	0	0,000000	26.545.859	15,540000
TOTAL	170.877.378	100,000000	0	0,000000	170.877.378
170.877.378	100,000000	0	0,000000	170.877.378	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Endesa Latinoamérica S.A.				05.708.231/0001-78		
Endesa S.A.						
	Espanhol	Não	Sim	04/10/2011		
249.584.027	100,000000	0	0,000000	249.584.027	100,000000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
OUTROS						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
TOTAL						
249.584.027	100,000000	0	0,000000	249.584.027	100,000000	

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Enersis S.A				05.717.031/0001-81	
Administradora de Fondos de Pensiones Provida S.A. - AFP Provida					
	Chile	Não	Sim	30/06/2010	
1.744.595.549	5,340000	0	0,000000	1.744.595.549	5,340000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
Endesa Latinoamerica S.A.					
	Espanha	Não	Sim	30/06/2010	
19.794.583.473	60,620000	0	0,000000	19.794.583.473	60,620000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
7.553.292.050	23,130000	0	0,000000	7.553.292.050	23,130000
Titulares de American Depositary Receipt (ADR's)					
		Não	Sim	30/06/2010	
3.563.352.750	10,910000	0	0,000000	3.563.352.750	10,910000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL	32.655.823.822	100,000000	0	0,000000	32.655.823.822
					100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Administradora de Fondos de Pensiones Provida S.A. - AFP Provida						
BBVA Inversiones Chile S.A.						
	Chile	Não	Sim	30/06/2010		
171.023.573	51,620000	0	0,000000	171.023.573	51,620000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
OUTROS						
160.289.044	48,380000	0	0,000000	160.289.044	48,380000	
TOTAL						
331.312.617	100,000000	0	0,000000	331.312.617	100,000000	

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Empresa Nacional de Eletricidad S.A.					
Adm. Fundos de Pensão					
		Não	Não	31/12/2010	
1.307.192.772	15,940000	0	0,000000	1.307.192.772	15,940000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
ADR (Citibank)					
		Não	Não	31/12/2010	
319.958.940	3,900000	0	0,000000	319.958.940	3,900000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
Corretoras de Bolsa de Valores					
		Não	Não	31/12/2010	
433.872.817	5,290000	0	0,000000	433.872.817	5,290000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
Enersis S.A.					
05.717.031/0001-81	Chile	Não	Sim	31/12/2010	
4.919.488.794	59,980000	0	0,000000	4.919.488.794	59,980000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Empresa Nacional de Eletricidad S.A.					
OUTROS					
897.271.951	10,940000	0	0,000000	897.271.951	10,940000
Pessoas Físicas					
		Não	Não		
323.969.306	3,950000	0	0,000000	323.969.306	3,950000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
8.201.754.580	100,000000	0	0,000000	8.201.754.580	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Endesa Latinoamerica S.A.				05.708.231/0001-78		
Endesa S.A.						
	Espanha	Não	Sim	30/06/2010		
249.584.027	100,000000	0	0,000000	249.584.027	100,000000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
OUTROS						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
TOTAL						
249.584.027	100,000000	0	0,000000	249.584.027	100,000000	

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Endesa Latinoamerica S.A.				05.708.231/0001-78		
Endesa S.A.						
	Espanha	Não	Sim	30/06/2010		
249.584.027	100,000000	0	0,000000	249.584.027	100,000000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
OUTROS						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
TOTAL						
249.584.027	100,000000	0	0,000000	249.584.027	100,000000	

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Chilectra S.A.				05.717.031/0001-81	
OUTROS					
1.150.717.267	100,000000	0	0,000000	1.150.717.267	100,000000
TOTAL					
1.150.717.267	100,000000	0	0,000000	1.150.717.267	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Endesa S.A.					
OUTROS					
1.058.062.076	100,000000	0	0,000000	1.058.062.076	100,000000
TOTAL					
1.058.062.076	100,000000	0	0,000000	1.058.062.076	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Enersis S.A.				05.717.031/0001-81	
OUTROS					
32.655.823.822	100,000000	0	0,000000	32.655.823.822	100,000000
TOTAL					
32.655.823.822	100,000000	0	0,000000	32.655.823.822	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Enersis S.A.				05.717.031/0001-81	
OUTROS					
32.655.823.822	100,000000	0	0,000000	32.655.823.822	100,000000
TOTAL					
32.655.823.822	100,000000	0	0,000000	32.655.823.822	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Titulares de American Depositary Receipt (ADR´s)					
OUTROS					
81.197.997	100,000000	0	0,000000	81.197.997	100,000000
TOTAL					
81.197.997	100,000000	0	0,000000	81.197.997	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Endesa S.A.						
Enel Energy Europe SRL.						
	Itália	Não	Sim	30/06/2010		
974.051.947	92,060000	0	0,000000	974.051.947	92,060000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
OUTROS						
84.010.129	7,940000	0	0,000000	84.010.129	7,940000	
TOTAL	1.058.062.076	100,000000	0	0,000000	1.058.062.076	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
BBVA Inversiones Chile S.A.					
OUTROS					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000
TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Endesa S.A.					
OUTROS					
1.058.062.076	100,000000	0	0,000000	1.058.062.076	100,000000
TOTAL					
1.058.062.076	100,000000	0	0,000000	1.058.062.076	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Enersis S.A.				05.717.031/0001-81	
OUTROS					
32.655.823.822	100,000000	0	0,000000	32.655.823.822	100,000000
TOTAL					
32.655.823.822	100,000000	0	0,000000	32.655.823.822	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Enel Energy Europe SRL.						
Enel S.P.A.						
	Itália	Não	Sim	30/06/2010		
6.186.419.603	100,000000	0	0,000000	6.186.419.603	100,000000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
OUTROS						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
TOTAL						
6.186.419.603	100,000000	0	0,000000	6.186.419.603	100,000000	

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Enel S.P.A.						
Casa Depositi e Prestiti						
	Itália	Não	Sim	30/06/2010		
627.528.282	10,140000	0	0,000000	627.528.282	10,140000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
Ministerio de Economía						
	Itália	Não	Sim	30/06/2010		
1.305.237.516	21,100000	0	0,000000	1.305.237.516	21,100000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
OUTROS						
4.254.064.541	68,760000	0	0,000000	4.254.064.541	68,760000	
TOTAL	6.186.830.339	100,000000	0	0,000000	6.186.830.339	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Casa Depositada e Prestada					
OUTROS					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000
TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Ministerio de Economía					
OUTROS					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000
TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.3 - Distribuição de capital

Data da última assembleia / Data da última alteração	04/10/2011
Quantidade acionistas pessoa física (Unidades)	1.220
Quantidade acionistas pessoa jurídica (Unidades)	61
Quantidade investidores institucionais (Unidades)	14

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 (Unidades)	14.248.486.067	0,360000%
Quantidade preferenciais (Unidades)	0	0,000000%
Total	14.248.486.067	0,360000%

15.4 - Organograma dos acionistas

Vide organograma apresentado no item 8.2.

15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte

Não há acordos de acionistas arquivados na sede da Companhia.

15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor

No exercício social em curso, ocorreu a seguinte alteração relevante do grupo de controle:

Em 04 de agosto de 2011, a Endesa Latinoamérica, S.A. (a seguir Endesa Latam), até então acionista controlador indireto da companhia, celebrou com a EDP – Energias de Portugal, S.A. (a seguir EDP), um contrato de compra e venda de ações, por meio do qual a Endesa Latam (ou sociedade por si indicada) adquiriu as 302.176.533.045 ações ordinárias de propriedade da EDP e representativas de 7,70% do capital social de nossa companhia. Após a consumação do negócio, no quarto trimestre do corrente ano, a Endesa Latam (ou sociedade por si indicada), direta ou indiretamente, realizará uma Oferta Pública para aquisição da totalidade das ações de nossa emissão remanescentes no mercado, nos termos e condições previstos na legislação e demais regulamentação em vigor. Para os devidos fins, informa-se que: (i) a operação acima tem por objetivo o mero aumento da atual participação de controle da Endesa Latam sobre nossa companhia, resultante do interesse manifestado por EDP de vender sua participação minoritária; (ii) Endesa Latam já era controladora de nossa companhia, possuindo indiretamente, por meio de sociedades por si controladas direta e/ou indiretamente, 3.606.090.192.012 ações ordinárias representativas de 91,93% do capital social total de nossa companhia; (iii) a consumação da operação não implicará em alteração da composição do controle ou da estrutura administrativa da nossa companhia; (iv) Endesa Latam não detém, direta ou indiretamente, quaisquer bônus ou outros direitos de subscrição de ações, opções de compra de ações ou debêntures conversíveis em ações de nossa companhia; e (v) 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 de nossa companhia.

Além disso, nos três últimos exercícios sociais (2008, 2009 e 2010), destaca-se a seguinte alteração relevante na composição dos membros do grupo de controle indireto da Companhia: 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 67,05% para 92,06% do capital social e votante desta última.

15.7 - Outras informações relevantes

Quadro 15.1 – Identificar acionista ou grupo de acionistas controladores

Com relação aos acionistas da Enel S.P.A. não é possível identificar seus acionistas Ministerio de Economía e Casa Depositi e Prestiti da forma solicitada pelo item 15.1 do Formulário de Referência tendo em vista que se tratam de órgãos governamentais italianos.

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 lista com os proprietários dos títulos:

Rank	Firm Name	Position [ENI-US]	%	Pos. Date
1	BlackRock Institutional Trust Company, N.A.	11.366.354	14,00%	30-jun-10
2	Mondrian Investment Partners Limited	11.166.794	13,75%	30-jun-10
3	Acadian Asset Management LLC	9.581.327	11,80%	30-jun-10
4	Dimensional Fund Advisors, LP	6.128.837	7,55%	30-jun-10
5	Wellington Management Company, LLP	5.129.377	6,32%	30-jun-10
6	Fidelity Management & Research	4.262.700	5,25%	30-jun-10
7	AllianceBernstein L.P.	3.809.131	4,69%	30-jun-10
8	Fidelity International Limited	3.311.400	4,08%	30-jun-10
9	Vanguard Group, Inc.	2.212.219	2,72%	30-jun-10
10	BlackRock Advisors (UK) Limited	1.503.582	1,85%	30-jun-10
11	Batterymarch Financial Management, Inc.	1.092.200	1,35%	30-jun-10
12	Deutsche Asset Management Americas	906.022	1,12%	30-jun-10
13	Renaissance Technologies Corp.	900.000	1,11%	30-jun-10
14	State Street Global Advisors (US)	813.309	1,00%	30-jun-10
15	Credit Suisse Asset Management, LLC (US)	789.200	0,97%	30-jun-10
16	Nevsky Capital LLP	760.753	0,94%	30-jun-10
17	Principal Global Investors (Equity)	759.900	0,94%	30-jun-10
18	Grantham, Mayo, Van Otterloo & Co., L.L.C.	719.310	0,89%	30-jun-10
19	Delaware Investments	683.700	0,84%	30-jun-10
20	Capital International, Inc.	651.880	0,80%	30-jun-10
21	Arrowstreet Capital, L.P.	515.051	0,63%	30-jun-10
22	CPP Investment Board	510.756	0,63%	30-jun-10
23	Columbia Management Investment Advisers, LLC	497.127	0,61%	30-jun-10
24	Nordea Investment Management (Denmark)	450.309	0,55%	30-jun-10
25	KBC Group NV	415.381	0,51%	30-jun-10
26	State of Wisconsin Investment Board	415.102	0,51%	30-jun-10
27	Amundi Asset Management	346.273	0,43%	30-jun-10
28	KBC Asset Management Ltd. (Ireland)	344.341	0,42%	30-jun-10
29	Aviva Investors Global Services Limited	334.514	0,41%	30-jun-10
30	BNP Paribas Asset Management Brasil Ltda.	320.991	0,40%	31-mar-10
31	Metropolitan West Capital Management, LLC	308.872	0,38%	30-jun-10
32	Legal & General Investment Management Ltd. (UK)	305.495	0,38%	30-jun-10
33	Putnam Investment Management, L.L.C.	291.991	0,36%	30-jun-10
34	PanAgora Asset Management Inc.	285.853	0,35%	30-jun-10
35	AllianceBernstein Ltd. (Value)	283.479	0,35%	31-jul-10
36	Saturna Capital Corporation	270.000	0,33%	30-jun-10
37	MFS Investment Management	267.619	0,33%	30-jun-10
38	Pyramis Global Advisors, LLC	260.600	0,32%	30-jun-10
39	Parametric Portfolio Associates LLC	253.841	0,31%	30-jun-10
40	Capital International Ltd.	243.495	0,30%	30-jun-10

15.7 - Outras informações relevantes

41	RBC Asset Management, Inc.	243.470	0,30%	30-jun-10
42	Invesco PowerShares Capital Management LLC	240.163	0,30%	30-jun-10
43	Federated Investors, Inc.	238.900	0,29%	30-jun-10
44	Siemens Kapitalanlagegesellschaft mbH	228.457	0,28%	30-jun-10
45	Claymore Advisors, LLC	223.788	0,28%	30-jun-10
46	New Jersey Division of Investment	219.800	0,27%	30-jun-10
47	Bank of America Merrill Lynch (US)	219.454	0,27%	30-jun-10
48	DnB NOR Asset Management AS	206.900	0,25%	30-jun-10
49	D. E. Shaw & Co., L.P.	205.445	0,25%	30-jun-10
50	Pictet Asset Management Ltd.	188.674	0,23%	30-jun-10
51	Rafferty Asset Management LLC	173.954	0,21%	30-jun-10
52	Första AP-Fonden	160.500	0,20%	31-dez-09
53	DuPont Capital Management Corporation	146.467	0,18%	30-jun-10
54	TIFF Advisory Services, Inc.	143.100	0,18%	31-mar-10
55	BlackRock Investment Management, LLC	142.692	0,18%	30-jun-10
56	BNP Paribas Asset Management S.A.S.	142.350	0,18%	30-jun-10
57	Caisse de Depot et Placement du Quebec	138.140	0,17%	30-jun-10
58	BNP Paribas Securities Corp. North America	137.316	0,17%	30-jun-10
59	Union Investment Group	133.500	0,16%	30-jun-10
60	World Asset Management, Inc.	132.787	0,16%	30-jun-10
61	BlackRock Investment Management (UK) Ltd.	132.397	0,16%	30-jun-10
62	Credit Suisse Asset Management	127.491	0,16%	31-mar-10
63	JP Morgan Asset Management	123.780	0,15%	30-jun-10
64	Jennison Associates LLC	116.400	0,14%	30-jun-10
65	KBC Asset Management N.V.	108.858	0,13%	31-mar-10
66	Fortis Investments (US)	104.141	0,13%	30-jun-10
67	Two Sigma Investments, LLC	102.513	0,13%	30-jun-10
68	New York State Common Retirement System	101.364	0,12%	30-jun-10
69	PEH Wertpapier AG	100.000	0,12%	31-mar-10
70	ProFund Advisors LLC	99.808	0,12%	30-jun-10
71	DIAM Co., Ltd.	93.418	0,12%	30-jun-10
72	Arca SGR S.p.A.	92.758	0,11%	30-jun-10
73	Morgan Stanley Smith Barney LLC	90.514	0,11%	30-jun-10
74	Goldman Sachs Asset Management (US)	89.502	0,11%	30-jun-10
75	State Teachers Retirement System of Ohio	83.000	0,10%	30-jun-10
76	BNY Mellon Asset Management	80.994	0,10%	30-jun-10
77	Northern Trust Investments, N.A.	79.880	0,10%	30-jun-10
78	Syinvest	78.000	0,10%	31-dez-09
79	Eurizon Capital S.A.	73.608	0,09%	31-dez-09
80	AXA Rosenberg Investment Management LLC	73.460	0,09%	30-jun-10
81	Pennsylvania Public School Employees Retirement Sy	72.600	0,09%	30-jun-10
82	Investec Asset Management Ltd.	72.029	0,09%	30-jun-10
83	New York State Teachers' Retirement System	68.773	0,08%	30-jun-10
84	Charlemagne Capital (U.K.) Ltd.	65.820	0,08%	30-jun-10
85	Mitsubishi UFJ Trust and Banking Corporation	62.000	0,08%	30-jun-10
86	Anima SGR S.p.A.	61.678	0,08%	30-jun-10
87	Fifth Third Asset Management, Inc.	61.629	0,08%	30-jun-10
88	US Trust Bk of Amer Private Wealth Mgmt LaSalle	56.845	0,07%	30-set-08
89	Goldman Sachs & Company, Inc.	53.711	0,07%	30-jun-10
90	Duemme SGR	53.000	0,07%	31-dez-09
91	HSBC Global Asset Management (Taiwan) Limited	52.700	0,06%	30-jun-10
92	Capstone Asset Management Company	52.000	0,06%	30-jun-10
93	Natcan Investment Management Inc.	50.600	0,06%	30-jun-10
94	Henderson Global Investors Ltd.	50.596	0,06%	31-jan-10

15.7 - Outras informações relevantes

95	Northern Trust Global Investments	49.357	0,06%	30-jun-10
96	Hansberger Global Investors, Inc. (US)	49.346	0,06%	30-jun-10
97	BlackRock Japan Co., Ltd.	48.741	0,06%	30-jun-10
98	Shell Asset Management Company B.V.	47.145	0,06%	30-jun-10
99	Raiffeisen Kapitalanlage-Gesellschaft mbH	47.000	0,06%	31-mar-10
100	Prudential Financial Securities Invt.Trust Enterpr	46.740	0,06%	31-mar-10
101	Marathon Asset Management LLP	46.500	0,06%	31-mar-10
102	Wright Investors' Service Inc.	45.310	0,06%	30-jun-10
103	FAF Advisors, Inc.	45.051	0,06%	30-jun-10
104	UBS Securities LLC	44.839	0,06%	30-jun-10
105	Quantitative Advisors, Inc.	44.064	0,05%	30-jun-10
106	Schafer Cullen Capital Management, Inc.	41.900	0,05%	30-jun-10
107	DWS Investment GmbH	40.000	0,05%	30-jun-10
108	Capital Guardian Trust Company	37.137	0,05%	30-jun-10
109	AllianceBernstein Ltd. (Growth)	36.800	0,05%	31-mar-10
110	GAMCO Investors, Inc.	29.000	0,04%	30-jun-10
111	Forward Management, LLC	27.500	0,03%	31-mar-10
112	Peak 6 Capital Management, LLC	26.649	0,03%	30-jun-10
113	Manning & Napier Advisors, Inc.	25.294	0,03%	30-jun-10
114	BBVA Bancomer Gestión, S.A. de C.V.	24.007	0,03%	31-jul-10
115	Celfin Capital S.A. Administradora General de Fond	24.000	0,03%	30-jun-10
116	Rydex Security Global Investors, LLC	23.427	0,03%	30-jun-10
117	Natixis Asset Management	22.000	0,03%	30-jun-10
118	PartnerRe Asset Management Company	21.257	0,03%	30-jun-10
119	Dibanisa Fund Managers (Pty) Ltd.	20.800	0,03%	30-jun-10
120	Sumitomo Trust & Banking Co., Ltd.	20.362	0,03%	30-jun-10
121	Morgan Stanley & Co. Inc.	18.179	0,02%	30-jun-10
122	Nomura Asset Management Co., Ltd.	18.100	0,02%	30-jun-10
123	Harvard Management Company, Inc.	15.939	0,02%	30-jun-10
124	Dexia Asset Management Belgium S.A.	14.700	0,02%	31-dez-09
125	PRIMA Asset Management Ireland Ltd.	13.618	0,02%	30-jun-09
126	HBK Investments, L.P.	13.500	0,02%	30-jun-10
127	F&C Asset Management plc	13.463	0,02%	30-jun-10
128	Mason Street Advisors, LLC	13.105	0,02%	30-jun-10
129	Marshall Wace, L.L.P.	12.521	0,02%	30-jun-10
130	BMC Fund, Inc.	12.500	0,02%	30-abr-10
131	Yorktown Management & Research Company, Inc.	12.000	0,01%	30-jun-10
132	Nikko Asset Management Co., Ltd.	11.500	0,01%	30-jun-10
133	Ahorro Corporación Gestión S.G.I.I.C., S.A.	11.419	0,01%	31-mar-10
134	Francés Administradora de Inversiones S.A.G.F.C.I.	11.137	0,01%	31-mar-10
135	Credit Suisse Securities (USA) LLC	10.876	0,01%	30-jun-10
136	Wilmington Trust Investment Management LLC	10.597	0,01%	31-jul-09
137	Banque Syz & Co. S.A.	10.000	0,01%	31-dez-09
138	Macquarie Investment Management Ltd.	9.500	0,01%	30-jun-10
139	Swiss & Global Asset Management Ltd.	9.000	0,01%	30-jun-09
140	Mitsubishi UFJ Asset Management Co., Ltd.	8.000	0,01%	30-jun-10
141	Mariner Quantitative Solutions, LLC	6.786	0,01%	31-dez-08
142	Capital International S.A.	6.200	0,01%	30-jun-10
143	Wells Fargo Securities, LLC	6.153	0,01%	30-jun-10
144	Hussman Econometrics Advisors, Inc.	5.500	0,01%	30-jun-10
145	Emerging Global Advisors, LLC	5.385	0,01%	30-jun-10
146	Administradora General de Fondos Security S.A.	4.884	0,01%	30-jun-10
147	First Allied Securities Inc.	4.700	0,01%	30-jun-10
148	Lazard Asset Management, L.L.C.	3.900	0,00%	30-jun-10

15.7 - Outras informações relevantes

149	Columbia Management Advisors, LLC	3.770	0,00%	30-jun-10
150	Hexavest Inc.	3.719	0,00%	31-mar-10
151	Robeco Institutional Asset Management B.V.	3.400	0,00%	31-dez-09
152	Handelsbanken Asset Management	3.300	0,00%	31-mar-10
153	J.P. Morgan Securities Inc.	3.100	0,00%	30-jun-10
154	Hartford Investment Management Company	3.000	0,00%	30-jun-10
154	Legg Mason Investment Counsel, LLC	3.000	0,00%	30-jun-10
156	Hatteras Alternative Mutual Funds, LLC	2.900	0,00%	31-mar-10
157	GWL Investment Management Ltd.	2.633	0,00%	30-jun-10
158	O'Shaughnessy Asset Management, LLC	2.364	0,00%	30-jun-10
159	Schroder Investment Management North America Inc.	2.300	0,00%	30-jun-10
160	Investis Asset Management S.A. S.G.F.C.I	2.200	0,00%	30-jun-10
161	Envestnet Asset Management, Inc.	1.966	0,00%	30-jun-10
162	Horizon Asset Management, Inc.	1.500	0,00%	31-mar-10
163	Gesmadrid S.G.I.I.C., S.A.	1.494	0,00%	31-mar-10
164	Johnson Investment Counsel, Inc.	1.400	0,00%	31-mar-10
165	HighMark Capital Management Inc.	1.087	0,00%	30-jun-10
166	Santander Asset Management	1.024	0,00%	31-mar-10
167	Deutsche Bank Securities Inc.	800	0,00%	30-jun-10
168	Harris Investment Management, Inc.	675	0,00%	31-mar-10
169	BNY Mellon Wealth Management	639	0,00%	30-jun-10
170	NH-CA Asset Management Company Ltd	500	0,00%	31-mar-10
170	Schroder Investment Management Ltd. (SIM)	500	0,00%	30-jun-10
172	Geode Capital Management, L.L.C.	453	0,00%	30-jun-10
173	PNC Wealth Management	450	0,00%	30-jun-10
174	Chuo Mitsui Asset Management Co., Ltd.	400	0,00%	30-jun-10
175	RBC Capital Markets Wealth Management	299	0,00%	30-jun-10
176	Credit Suisse Asset Management Funds S.p.A.	209	0,00%	31-dez-09
177	Iwamoto, Kong & Co., Inc.	200	0,00%	30-jun-10
178	Smith Asset Management Group, LP	187	0,00%	30-jun-10
179	Metropolitan Life Insurance Co. (US)	101	0,00%	30-jun-10
180	The Glenmede Trust Company, N.A.	100	0,00%	30-jun-10
181	Advisor Partners, LLC	76	0,00%	30-jun-10
182	Hite Capital Management, LLC	54	0,00%	31-dez-08

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas

As operações abaixo mencionadas 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.

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Synapsis Brasil S.A.	01/01/2002	2.629.175,85	R\$ 2.560 mil em 31 de dezembro de 2010	Não é possível aferir	O suprimento de Energia contratada a que se refere este contrato vigorará por 20 anos a partir da data de início, ou seja, de 31 de dezembro de 2002 até 30 de dezembro de 2022.	NÃO	0,000000

Relação com o emissor

A Synapsis é uma controlada indireta da Endesa que também é controlada da Ampla Energia.

Objeto contrato

prestação de serviços de gerenciamento e administração do sistema de informática e telecomunicações administrativas da Ampla.

Garantia e seguros

Fiança Bancária ou Seguro de Garantia contratual, correspondente a 10% do valor anual do contrato.

Rescisão ou extinção

O Contrato só poderá ser rescindido, por mútuo acordo entre as Partes, ou, ainda, por ato unilateral motivado de uma das Partes, em conformidade com as seguintes disposições: pela Ampla, a qualquer tempo, a sua opção, sem nenhum ônus, por meio de notificação, por escrito, caso qualquer das situações a seguir relacionadas venha a ocorrer em relação a Contratada: (i) caso a contratada viole qualquer obrigação, relevante nos termos deste contrato e esta violação, sendo possível de ser remediada, não o seja no prazo de 30 dias contados a partir do recebimento da Notificação Preliminar, por escrito, enviada a Ampla à Contratada, indicando a obrigação relevante violada. Para estes efeitos, entende-se por "Obrigação Relevante", os seguintes descumprimentos, por culpa ou dolo da Contratada, desde que não resultantes de caso fortuito ou força maior: (a) inobservância ou cumprimento irregular de qualquer obrigação contida neste contrato, principalmente as constantes na Cláusula 3ª; (b) paralisação dos serviços sem justa causa ou sem prévia comunicação, por escrito, à Ampla; (c) transferência indireta dos serviços; (ii) caso a contratada venha a requerer concordata, falência, dissolução ou liquidação ou caso seja exarada qualquer ordem judicial neste sentido, ou ainda cessem suas atividades ou de outra forma perca sua existência legal; e (iii) quanto as penalidades aplicadas por força do inadimplemento de uma obrigação específica da contratada atingirem seu limite, em três ou mais meses no período de 1 ano, nos termos da cláusula 12ª. Ou pela Synapsis, a qualquer tempo, a sua opção, sem nenhum ônus, por meio de notificação, por escrito, caso qualquer das situações a seguir relacionadas venha a ocorrer em relação a Ampla: (i) caso a Ampla viole qualquer obrigação relevante nos termos do contrato e esta violação, sendo possível de ser remediada, não o seja no prazo de 30 dias contados a partir do recebimento da Notificação Preliminar, por escrito, enviada pela contratada à Ampla, indicando a obrigação relevante violada. Para estes efeitos, entende-se por "Obrigação Relevante", os seguintes descumprimentos, por culpa ou dolo da Ampla, desde que não resultantes de caso fortuito ou força maior: (a) inobservância ou cumprimento irregular de qualquer obrigação contida neste contrato, principalmente as constantes na Cláusula 4ª; (b) paralisação dos serviços sem justa causa ou sem prévia comunicação, por escrito, à Ampla; (c) transferência indireta dos serviços; (ii) caso a Ampla venha a requerer concordata, falência, dissolução ou liquidação ou caso seja exarada qualquer ordem judicial neste sentido, ou ainda cessem suas atividades ou de outra forma perca sua existência legal; (iii) em caso de violação pela Ampla de qualquer direito de propriedade intelectual da Contratada; e (iv) em caso de suspensão da execução dos serviços, objeto do presente contrato por prazo superior a 30 dias, por culpa da Ampla, quando não devidamente justificada.

Natureza e razão para a operação

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Enertrade	26/06/2002	0,00	R\$90.806 mil em 31 de dezembro de 2010.	Não é possível aferir.	O suprimento de Energia contratada a que se refere este contrato vigorará por 20 anos a partir da data de início, ou seja, de 31 de dezembro de 2002 até 30 de dezembro de 2022.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	A Enertrade faz parte do grupo EDP que é uma das acionistas da Companhia.						
Objeto contrato	a venda por parte da Enertrade e a compra por parte da Ampla de 40MW médios de energia contratada, a serem disponibilizados à Ampla pela Enertrade no ponto de referência.						
Garantia e seguros	A Ampla dá neste ato à Enertrade em garantia de pagamento das faturas de suprimento da Energia contratada constituída por meio do Contrato de Cotação Real de Valores e Créditos Presentes e Futuros celebrado entre as partes, com a interveniência do Banco Santander Brasil S.A.						
Rescisão ou extinção	O contrato poderá ser rescindido de pleno direito a critério da parte inocente, mediante simples notificação extrajudicial à outra parte em quaisquer dos seguintes casos: (i) falência, concordata, dissolução ou liquidação judicial ou extrajudicial, requeridas ou homologadas de qualquer das partes (ii) descumprimento de qualquer cláusula, condição ou disposição deste contrato por qualquer das partes por prazo superior a 60 dias ininterruptos (iii) caso a outra parte venha a ter revogada qualquer autorização legal, governamental ou regulatória indispensável ao cumprimento das obrigações previstas no presente contrato, ou venha a ter qualquer de seus direitos como membro do MAE suspensos em virtude do descumprimento da legislação aplicável por um período superior a 30 dias. (iv) Caso a Ampla não efetue, na data e forma ajustadas, o pagamento de quaisquer montantes devidos à Enertrade nos termos do contrato, observadas as condições estipuladas no parágrafo terceiro da cláusula onze, e, tendo sido notificada pela Enertrade, não sane tal irregularidade no prazo máximo de 5 dias a contar do recebimento da retro referida notificação.						
Natureza e razão para a operação							
CAM Brasil Multiserviços Ltda.	07/04/2006	400.000,00	A soma dos dois contratos entre a Ampla e a CAM Brasil Multiserviços somam R\$ 589 mil em 31/12/10	Não é possível aferir	o prazo do presente contrato é de 5 anos, com início estimado em 11.11.2006 e término 11.11.2011 quando estará automaticamente finalizado, independente de manifestações das partes.	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	ambas as companhias são controladas indiretas da Endesa e da Enersis						
Objeto contrato	prestação de serviços de manutenção dos concentradores do sistema de gestão perdas e medição (SGP + M) de energia elétrica, referentes 200.001 clientes, pela contratada, em toda área de concessão da contratante.						
Garantia e seguros	Fiança Bancária ou Seguro de Garantia contratual, correspondente a 10% do valor anual do contrato.						
Rescisão ou extinção	<p>O contrato poderá ser rescindido imediatamente por qualquer das partes por descumprimento ou cumprimento irregular de qualquer cláusula ou condição do Contrato, podendo a parte prejudicada, a seu exclusivo critério, notificar a outra parte para, no prazo de 15 dias a contar do recebimento da notificação, sanar o inadimplemento total ou parcial das obrigações assumidas.</p> <p>Constituem, ainda motivos para rescisão imediata do Contrato pela Parte prejudicada, independente de prévia notificação, a ocorrência de qualquer das situações abaixo:</p> <p>(i) Suspensão, pelas autoridades competentes, da execução do objeto contratado, em decorrência de violação de dispositivos legais vigentes.</p> <p>(ii) Decretação de falência, deferimento de concordata e dissolução da sociedade.</p> <p>(iii) Alteração social ou a modificação da finalidade ou da estrutura da empresa, tais como fusão, cisão ou incorporação da contratada que prejudique a regular execução do contrato, a exclusivo juízo da contratante.</p> <p>(iv) Razões de interesse público, de alta relevância e amplo conhecimento que prejudiquem ou impeçam o regular fornecimento dos equipamentos e/ou materiais contratados.</p> <p>(v) Ocorrência de caso fortuito ou de força maior, regularmente comprovada, impeditiva da execução apenas parcial do Contrato, a Contratante poderá decidir entre o cumprimento parcial e a rescisão do Contrato.</p>						
Natureza e razão para a operação							
CAM Brasil Multiserviços Ltda	02/01/2003	46.448.727,60	A soma dos dois contratos entre a Ampla e a CAM Brasil Multiserviços somam R\$ 589 mil em 31/12/10	Não é possível aferir	2 de janeiro de 2013, reservando as partes do direito de prorrogar o contrato.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	ambas as companhias são controladas indiretas da Endesa e da Enersis						
Objeto contrato	prestação de serviços de laboratório e atendimento integral dos sistemas de medição de grandes clientes e medição de fronteira.						
Garantia e seguros	Fiança Bancária ou Seguro de Garantia contratual, correspondente a 10% do valor anual do contrato.						
Rescisão ou extinção	Pela Ampla, caso ocorra (i) inadimplemento da CAM Brasil conforme cláusula 15, (ii) alteração social ou modificação da finalidade da estrutura da CAM Brasil que prejudique a execução do contrato, (iii) dissolução da organização social da CAM Brasil que prejudique a execução do contrato, (iv) caso fortuito ou força maior, regularmente comprovada, impeditivos da execução do contrato; (v) transferência para terceiros do controle da sociedade ou dissolução da CAM Brasil; e (vi) decretação de falência da CAM Brasil. Pela CAM Brasil, caso ocorra (i) não cumprimento ou cumprimento irregular por parte da Ampla de quaisquer cláusulas; e (ii) não liberação do local para execução dos serviços, quando os mesmos dependam de local específico. O contrato ainda poderá ser rescindido amigavelmente pelas partes, através de instrumento específico.						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
Fundação Ampla de Seguridade Social - Brasiletros	01/01/2002	138.758.496,14	R\$365.312 mil em 31 de dezembro de 2010.	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.					

16.3 - Identificação das medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses e demonstração do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou do pagamento compensatório adequado

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.

17.1 - Informações sobre o capital social

Data da autorização ou aprovação	Valor do capital (Reais)	Prazo de integralização	Quantidade de ações ordinárias (Unidades)	Quantidade de ações preferenciais (Unidades)	Quantidade total de ações (Unidades)
Tipo de capital	Capital Emitido				
05/12/2006	998.230.386,65		3.922.515.918.446	0	3.922.515.918.446
Tipo de capital	Capital Subscrito				
05/12/2006	998.230.386,65		3.922.515.918.446	0	3.922.515.918.446
Tipo de capital	Capital Integralizado				
05/12/2006	998.230.386,65		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

17.2 - Aumentos do capital social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não ocorreram na Companhia aumento de capital nos últimos três exercícios sociais.

17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações

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.

17.4 - Informações sobre reduções do capital social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não ocorreram na Companhia redução de capital nos últimos três exercícios sociais.

17.5 - Outras informações relevantes

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

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>
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.

18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública

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.

18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto

Não há qualquer exceção ou cláusula suspensiva relativa a direitos patrimoniais previstas no estatuto social da Companhia.

18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados**Exercício social 31/12/2010**

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação
31/03/2010	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	105.972.555	2,07	1,32	R\$ por Lote de Mil
30/06/2010	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	562.163	1,85	1,30	R\$ por Lote de Mil
30/09/2010	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	544.417	1,84	1,35	R\$ por Lote de Mil
31/12/2010	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	431.474	1,60	1,34	R\$ por Lote de Mil

Exercício social 31/12/2009

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação
31/03/2009	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	262.507	0,90	0,70	R\$ por Lote de Mil
30/06/2009	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	305.944	1,00	0,79	R\$ por Lote de Mil
30/09/2009	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	9.676.332	1,78	0,86	R\$ por Lote de Mil
31/12/2009	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	3.677.343	1,65	1,25	R\$ por Lote de Mil

Exercício social 31/12/2008

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação
31/03/2008	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.916.799	1,30	0,92	R\$ por Lote de Mil
30/06/2008	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.705.976	1,33	0,92	R\$ por Lote de Mil
30/09/2008	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	569.656	1,14	0,75	R\$ por Lote de Mil
31/12/2008	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	273.022	0,80	0,60	R\$ por Lote de Mil

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	4ª Emissão de Debêntures
Data de emissão	01/08/2006
Data de vencimento	01/08/2012
Quantidade (Unidades)	37.000
Valor total (Reais)	370.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Não
Características dos valores mobiliários	<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.

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos**Outras características relevantes**

Agente Fiduciário

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.

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	5ª Emissão de Debêntures
Data de emissão	15/12/2009
Data de vencimento	15/12/2015
Quantidade (Unidades)	25.000
Valor total (Reais)	250.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Não

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Características dos valores mobiliários

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.

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos**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.

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	6ª Emissão de Debêntures
Data de emissão	15/06/2011
Data de vencimento	15/06/2018
Quantidade (Unidades)	30.000
Valor total (Reais)	300.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Não

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Características dos valores mobiliários

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.

Espécie e garantias: as Debêntures serão da espécie quirografária, sem garantia adicional.

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.

Colocação: as Debêntures serão objeto de uma oferta pública de distribuição com esforços restritos, nos termos da Instrução CVM nº 476/09.

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.

Mercado secundário: SND – Módulo Nacional de Debêntures, administrado e operacionalizado pela CETIP S.A. – Balcão Organizado de Ativos e Derivativos.

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários

Não haverá repactuação programada.

Outras características relevantes

Agente fiduciário: Pentagono S.A. DTVM.

18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação

As ações ordinárias da Companhia são negociadas na BM&FBOVESPA.

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 BOVESPA FIX, 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.

18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros

Não aplicável à Companhia.

18.8 - Ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor**4ª emissão de debêntures**

Em 01 de agosto de 2006, a Companhia emitiu 37.000 debêntures simples, não-conversíveis em ações, em série única, 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\$370 milhões e vencimento final em 01 de agosto de 2012. Para maiores informações, vide item 18.5 deste Formulário de Referência.

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. Para maiores informações, vide item 18.5 deste Formulário de Referência.

6ª emissão de debêntures

Em 15 de junho de 2011, a Companhia emitiu 30.000 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\$300 milhões. O prazo das debêntures da primeira série será de 5 anos contados da data de emissão, vencendo-se, portanto, em 15 de junho de 2016; e das debêntures da segunda série será de 7 anos contados da data de emissão, vencendo-se, portanto em 15 de junho de 2018. Para maiores informações, vide item 18.5 deste Formulário de Referência.

18.9 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros

Não aplicável à Companhia.

18.10 - Outras informações relevantes

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

19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não realizou nenhum plano de recompra nos últimos 3 anos.

19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não possui ações em tesouraria.

19.3 - Informações sobre valores mobiliários mantidos em tesouraria na data de encerramento do último exercício social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não possui ações em tesouraria.

19.4 - Outras informações relevantes

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

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários

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.

20.2 - Outras informações relevantes

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

21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações

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.

21.2 - Descrever a política de divulgação de ato ou fato relevante indicando o canal ou canais de comunicação utilizado(s) para sua disseminação e os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de informações relevantes não divulgadas

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 omissivo.

21.2 - Descrever a política de divulgação de ato ou fato relevante indicando o canal ou canais de comunicação utilizado(s) para sua disseminação e os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de informações relevantes não divulgadas

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.

§ 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.

21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações

Diretor de Relações com Investidores.

21.4 - Outras informações relevantes

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

22.1 - Aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor

A Companhia não adquiriu ou alienou qualquer ativo relevante, nos 3 últimos anos, que não se enquadre como operação normal nos seus negócios.

22.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor

Não houve alterações significativas na formação de condução dos nossos negócios.

22.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais

Não houve contratações relevantes pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com as atividades operacionais da Companhia.

22.4 - Outras informações relevantes

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