

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	8
3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido	10
3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas	11
3.7 - Nível de endividamento	12
3.8 - Obrigações de acordo com a natureza e prazo de vencimento	13
3.9 - Outras informações relevantes	14

4. Fatores de risco

4.1 - Descrição dos fatores de risco	15
4.2 - Comentários sobre expectativas de alterações na exposição aos fatores de risco	24
4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes	25
4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores	34
4.5 - Processos sigilosos relevantes	35
4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto	36
4.7 - Outras contingências relevantes	37
4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados	38

5. Risco de mercado

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado	39
--	----

Índice

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado	43
5.3 - Alterações significativas nos principais riscos de mercado	45
5.4 - Outras informações relevantes	46
6. Histórico do emissor	
6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM	47
6.3 - Breve histórico	48
6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas	49
6.6 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial	50
6.7 - Outras informações relevantes	51
7. Atividades do emissor	
7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas	52
7.2 - Informações sobre segmentos operacionais	53
7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais	54
7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total	72
7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades	73
7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior	85
7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades	86
7.8 - Relações de longo prazo relevantes	87
7.9 - Outras informações relevantes	88
8. Grupo econômico	
8.1 - Descrição do Grupo Econômico	90
8.2 - Organograma do Grupo Econômico	91
8.3 - Operações de reestruturação	92
8.4 - Outras informações relevantes	93
9. Ativos relevantes	
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros	94
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados	96

Índice

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia	97
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades	98
9.2 - Outras informações relevantes	99
10. Comentários dos diretores	
10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais	100
10.2 - Resultado operacional e financeiro	114
10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras	117
10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor	118
10.5 - Políticas contábeis críticas	120
10.6 - Controles internos relativos à elaboração das demonstrações financeiras - Grau de eficiência e deficiência e recomendações presentes no relatório do auditor	126
10.7 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios	127
10.8 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras	128
10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras	129
10.10 - Plano de negócios	130
10.11 - Outros fatores com influência relevante	133
11. Projeções	
11.1 - Projeções divulgadas e premissas	134
11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas	135
12. Assembleia e administração	
12.1 - Descrição da estrutura administrativa	137
12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais	140
12.3 - Datas e jornais de publicação das informações exigidas pela Lei nº6.404/76	143
12.4 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração	144
12.5 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem	145
12.6 / 8 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal	146
12.7 - Composição dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, financeiro e de remuneração	153
12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores	154

Índice

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros	155
12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores	156
12.12 - Outras informações relevantes	157

13. Remuneração dos administradores

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária	158
13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal	160
13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal	163
13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária	165
13.5 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão	167
13.6 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária	168
13.7 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária	169
13.8 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária	170
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	171
13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários	172
13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal	173
13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria	174
13.13 - Percentual na remuneração total devido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores	175
13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam	176
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	177
13.16 - Outras informações relevantes	178

14. Recursos humanos

14.1 - Descrição dos recursos humanos	179
14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos	180
14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados	181

Índice

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos	182
15. Controle	
15.1 / 15.2 - Posição acionária	183
15.3 - Distribuição de capital	189
15.4 - Organograma dos acionistas	190
15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte	191
15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor	192
15.7 - Outras informações relevantes	193
16. Transações partes relacionadas	
16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas	194
16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas	195
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	201
17. Capital social	
17.1 - Informações sobre o capital social	202
17.2 - Aumentos do capital social	203
17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações	204
17.4 - Informações sobre reduções do capital social	205
17.5 - Outras informações relevantes	206
18. Valores mobiliários	
18.1 - Direitos das ações	207
18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública	208
18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto	209
18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados	210
18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos	212
18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação	214

Índice

18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros	215
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	216
18.9 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros	217
18.10 - Outras informações relevantes	218
19. Planos de recompra/tesouraria	
19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor	219
19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria	220
19.3 - Informações sobre valores mobiliários mantidos em tesouraria na data de encerramento do último exercício social	221
19.4 - Outras informações relevantes	222
20. Política de negociação	
20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários	223
20.2 - Outras informações relevantes	224
21. Política de divulgação	
21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações	226
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	227
21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações	228
21.4 - Outras informações relevantes	229
22. Negócios extraordinários	
22.1 - Aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor	230
22.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor	231
22.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais	232
22.4 - Outras informações relevantes	233

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Carmem Campos Pereira

Cargo do responsável

Diretor Presidente/Relações com Investidores

Os diretores acima qualificados, declaram que:

a. reviram o formulário de referência

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

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

2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores

Possui auditor?	SIM
Código CVM	210-0
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	BDO Auditores Independentes
CPF/CNPJ	52.803.244/0001-06
Período de prestação de serviço	01/01/2007
Descrição do serviço contratado	Auditoria das demonstrações financeiras de 31/12/2010 e informações trimestrais de 31/03, 30/06 e 30/09.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	No último exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2010, os auditores independentes receberam honorários que totalizaram o valor de R\$ 186,1 mil referente aos serviços de Auditoria das Demonstrações Financeiras e Informações Trimestrais da Companhia.

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
LUIZ CARLOS DE CARVALHO	01/01/2010	089.488.808-02	Avenida Paulista nº 2313, 6º andar, Bela Vista, São Paulo, SP, Brasil, CEP 01311-300, Telefone (11) 31385019, Fax (11) 31385182, e-mail: lccarvalho@kpmg.com.br
Orlando Octávio de Freitas Júnior	01/01/2007 a 31/12/2009	084.911.368-78	R. Bela Cintra, 756, 3º andar - cj. 32, Cerqueira César, São Paulo, SP, Brasil, CEP 01415-000, Telefone (11) 31385019, Fax (11) 31385182, e-mail: orlando@bdobrazil.com.br

2.3. OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES:

A denominação social da BDO Auditores Independentes foi alterada para KPMG Auditores Associados em 01/04/2011.

3.1 - Informações Financeiras - Individual

(Reais)	Últ. Inf. Contábil (30/06/2011)	Exercício social (31/12/2010)	Exercício social (31/12/2009)	Exercício social (31/12/2008)
Patrimônio Líquido	0,00	1.168.610.000,00	1.156.005.000,00	1.129.436.000,00
Ativo Total	0,00	3.328.329.000,00	3.168.916.000,00	3.230.552.000,00
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	0,00	1.956.588.000,00	1.678.304.000,00	1.249.633.000,00
Resultado Bruto	0,00	359.136.000,00	369.424.000,00	326.324.000,00
Resultado Líquido	0,00	18.605.000,00	149.496.000,00	84.561.000,00
Número de Ações, Ex-Tesouraria (Unidades)	0	118.853.305	118.853.305	118.853.305
Valor Patrimonial de Ação (Reais Unidade)	0,000000	9,830000	9,730000	9,500000
Resultado Líquido por Ação	0,000000	1,565400	1,257820	0,711480

3.2. MEDIÇÕES NÃO CONTÁBEIS

a) Valor e b) Conciliações entre os valores divulgados e os valores das demonstrações financeiras auditadas:

(R\$ mil)	Exercícios Sociais Encerrados em 31 de Dezembro de		
	2010	2009	2008
EBITDA			
Receita Operacional	2.842.424	2.510.904	1.997.420
Deduções da receita operacional	(885.836)	(832.600)	(747.787)
Receita operacional líquida	1.956.588	1.678.304	1.249.633
Custos de bens e serviço vendidos	(1.597.452)	(1.308.880)	(923.309)
Despesas operacionais	(127.558)	(104.635)	(79.719)
(-) Despesas com vendas	(34.649)	(30.816)	(17.938)
(-) Despesas gerais e administrativas	(90.891)	(69.609)	(57.331)
(-) Outras despesas operacionais	(2.018)	(4.210)	(4.450)
Depreciação e amortização	129.090	115.325	104.524
EBITDA	360.668	380.114	351.129
Margem EBITDA (%)	18,4	22,6	28,1

c) Motivo pelo qual se entende que tal medição é mais apropriada para a correta compreensão da condição financeira e do resultado das operações da Companhia

O EBITDA (*earnings before interest, taxes, depreciation and amortization*, ou lucro antes de juros e despesas financeiras líquidas, impostos, depreciação e amortização) é um indicador financeiro utilizado para avaliar o resultado de empresas sem a influência de sua estrutura de capital, de efeitos tributários e outros impactos contábeis sem reflexo direto no fluxo de caixa da empresa. O EBITDA é uma informação adicional às demonstrações financeiras da Companhia e não deve ser utilizado em substituição aos resultados auditados.

O EBITDA é utilizado como uma medida de desempenho pela administração, motivo pelo qual a Companhia entende ser importante a sua inclusão neste Formulário de Referência. A administração da Companhia acredita ser o EBITDA uma medida prática para aferir seu desempenho operacional e permitir uma comparação com outras companhias do mesmo segmento, ainda que outras empresas possam calculá-lo de maneira distinta.

Divida Financeira líquida – significa empréstimos, financiamentos, debêntures e encargos menos caixa e aplicações.

Encargos de dívidas – significa o encargo das despesas financeiras das demonstrações do resultado.

A Companhia entende que os índices, Dívida Financeira/ EBITDA Ajustado e EBITDA Ajustado /Despesa Financeira, são índices usuais de mercado e por isso são adotados como forma de identificar o nível de alavancagem da Companhia.

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

3.3. EVENTOS SUBSEQUENTES ÀS ÚLTIMAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DE ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO SOCIAL QUE AS ALTEREM SUBSTANCIALMENTE:

3.3.1 Reajuste Tarifário

Por meio da Resolução Homologatória nº 1.131, de 5/4/2011 e da Nota Técnica nº 67/2011-SRE/ANEEL, de 30/3/2011, a ANEEL homologou o resultado do "IRT" Índice de Reajuste Tarifário Anual de 2011, fixando o reajuste médio em 18,06% (dezoito vírgula zero seis por cento), sendo 10,98% (dez vírgula noventa e oito por cento) relativos ao reajuste tarifário anual econômico e 7,08% (sete vírgula zero oito por cento) relativos aos componentes financeiros pertinentes, correspondendo a um efeito médio de 12,89% (doze vírgula oitenta e nove por cento) a ser percebido pelos consumidores cativos.

As tarifas que contemplam o respectivo reajuste tarifário anual e os componentes financeiros externos ao reajuste estarão em vigor no período de 8/4/2011 a 7/4/2012.

3.3.2 3º Emissão de Debêntures

Em 31/3/2011, a Companhia aprovou a emissão de debêntures simples da 3ª emissão, não conversíveis em ações, em série única no montante de R\$ 98.000. A emissão será composta de 98 debêntures simples com o valor nominal unitário de R\$ 1.000.

A emissão foi realizada nos termos da Instrução CVM nº 476/2009 (Oferta Restrita) e foi automaticamente dispensada de registro na CVM (Artigo 6º da referida Instrução).

A data de emissão das debêntures está fixada em 7/4/2011 e o prazo de vencimento é de 5 anos, ou seja, 7/4/2016. O valor nominal de cada uma das debêntures será pago em 54 parcelas mensais e sucessivas. As primeiras 53 parcelas, cada uma no valor correspondente a 1,8518% do valor nominal, têm a primeira parcela devida em 7/11/2011, com seis meses de carência, e a última em 7/3/2016. A 54ª parcela corresponde ao saldo devedor do valor nominal e será devida na data de vencimento das debêntures, ou seja, 7/4/2016.

O valor nominal de cada uma das debêntures não será atualizado. A remuneração das debêntures é de CDI mais 3,90% a.a. e será paga mensalmente a partir da data de emissão, ocorrendo o primeiro pagamento de encargos financeiros em 7/5/2011 e o último na data de vencimento.

Os recursos obtidos por meio desta emissão serão destinados ao refinanciamento de obrigações financeiras, reforço do capital de giro e investimentos.

3.3.3 Captação

Em 01/4/2011, a Companhia contratou operação no valor de R\$ 200.000 junto ao Banco Bradesco S.A., pelo prazo de 5 anos, sendo 6 meses de carência e 54 meses para amortização. A primeira parcela vencerá em 28/10/2011 e a última em 7/3/2016, sendo o custo de CDI + 3,10% a.a. Os recursos obtidos por meio desta emissão serão destinados ao refinanciamento de obrigações financeiras e reforço do capital de giro.

3.3.4 4º Emissão de Debêntures

Em 19/10/2011, a Companhia aprovou a emissão de debêntures simples da 4ª emissão, não conversíveis em ações, em série única no montante de no mínimo de R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de Reais) e no máximo de R\$ 100.000.000,00 (cem milhões de Reais). A emissão é composta de no mínimo 500 debêntures simples e no máximo 1.000 debêntures simples com o valor nominal unitário de R\$ 100.000,00 (cem mil Reais).

A emissão foi realizada nos termos da Instrução CVM nº 476/2009 (Oferta Restrita) e foi automaticamente dispensada de registro na CVM (Artigo 6º da referida Instrução).

A data de emissão das debêntures está fixada em 19/10/2011 e o prazo de vencimento é de 6 anos, ou seja, 19/10/2017. O valor nominal de cada uma das debêntures será pago em 69 parcelas mensais e sucessivas. As primeiras 69 parcelas, cada uma no valor correspondente a 1,4492% do valor nominal, têm a primeira parcela devida em 19/02/2012, com três meses de carência, e a última em 19/09/2017. A 69ª parcela

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

corresponde ao saldo devedor do valor nominal e será devida na data de vencimento das debêntures, ou seja, 19/10/2017.

O valor nominal de cada uma das debêntures não será atualizado. A remuneração das debêntures incidirão juros remuneratórios correspondentes a 100% (cem por cento) da variação acumulada das taxas médias diárias do DI de um dia, "over extra-grupo", expressas na forma percentual ao ano base de 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, calculadas e divulgadas pela CETIP, acrescidas exponencialmente de sobre taxa de 3,75% a.a. e será paga mensalmente a partir da data de emissão, ocorrendo o primeiro pagamento de encargos financeiros em 19/11/2011 e o último na data de vencimento.

Os recursos líquidos obtidos pela companhia com a emissão serão integralmente utilizados para capital de giro e outras atividades no curso normal dos seus negócios.

3.3.5 Captação

A Companhia contratou operação no valor de R\$50.000.000,00 até R\$100.000.000,00, coordenada pelo Banco Standard de Investimentos S.A.

3.4 - Política de destinação dos resultados

3.4. POLÍTICA DE DESTINAÇÃO DOS RESULTADOS DOS 3 ÚLTIMOS EXERCÍCIOS SOCIAIS:

As práticas da Companhia no que se referem à retenção de lucros, distribuição de dividendos e periodicidade das distribuições de dividendos dos últimos 3 (três) exercícios sociais, têm observado as disposições do Estatuto Social da Companhia, e os comandos da Lei nº 6.404/76, conforme descritas abaixo e no item 18.1., letra "a", deste Formulário de Referência.

A destinação do resultado do exercício e a possível retenção de lucros e /ou distribuição de dividendos são objeto de Assembleia Geral Ordinária, anualmente convocada pela Companhia.

Abaixo, transcrevemos os artigos do Estatuto Social da Companhia que regulam a destinação do resultado do exercício social, conforme praticado, nos termos da referida Lei:

"Artigo 32 - Dos resultados do exercício serão deduzidos, antes de qualquer participação, os prejuízos acumulados, se houver, e a provisão para o imposto de renda e contribuição social sobre o lucro.

Artigo 33 - Os lucros líquidos apurados em cada exercício, serão destinados, observado o disposto no art. 202, incisos I, II e III da Lei nº 6.404/76, da seguinte forma:

- 5% (cinco por cento), serão aplicados, antes de qualquer outra destinação, na constituição da Reserva Legal, que não excederá 20% (vinte por cento) do capital social;
- uma parcela, por proposta dos órgãos da administração, poderá ser destinada à formação de Reservas para Contingências, na forma prevista no art. 195 da Lei nº 6.404/76;
- 10% (dez por cento), para a constituição de reserva para resgate de debêntures, afim de assegurar as obrigações decorrentes da emissão das mesmas, observado o disposto no artigo 199 da Lei nº 6.404/76;
- 25% (vinte e cinco por cento) do total do lucro líquido às ações preferenciais, a título de dividendo obrigatório, acrescidos do valor necessário para que estes dividendos sejam no mínimo 10% (dez por cento) maiores do que os atribuídos às ações ordinárias;
- 25% (vinte e cinco por cento) do total do lucro líquido às ações ordinárias, a título de dividendo obrigatório;
- uma parcela, por proposta dos órgãos da administração, poderá ser retida com base em orçamento de capital previamente aprovado, nos termos do art. 196 da Lei nº 6.404/76;
- no exercício em que o montante do dividendo obrigatório ultrapassar a parcela realizada do lucro do exercício, a Assembleia Geral poderá, por proposta dos órgãos da administração, destinar o excesso à constituição de Reserva de Lucros a Realizar, observado o disposto no art. 197 da Lei nº 6.404/76; e
- o lucro remanescente, por proposta dos órgãos de administração, poderá ser total ou parcialmente destinada à constituição da Reserva de Investimentos, observado o disposto no parágrafo único, infra, e o art. 194 da Lei nº 6.404/76.

Parágrafo Único - A Reserva de Investimentos tem as seguintes características:

- sua finalidade é preservar a integridade do patrimônio social e a capacidade de investimento da Companhia;
- será destinado à Reserva de Investimento o saldo remanescente do lucro líquido de cada exercício, após as deduções referidas no artigo acima;
- a Reserva de Investimento deverá observar o limite previsto no art. 199 da Lei nº 6.404/76;
- a Reserva de Investimento poderá ser utilizada para pagamento de dividendos ou juros sobre o capital próprio aos acionistas.

Artigo 34 - Os acionistas terão o direito de receber como dividendo obrigatório, em cada exercício, 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido do exercício, diminuído ou acrescido dos seguintes valores: (a) importância destinada à constituição da reserva legal; (b) importância destinada à formação da Reserva para Contingências (artigo 33, "b", supra), e reversão da mesma reserva formada em exercícios anteriores; (c) importância decorrente da reversão da Reserva de Lucros a Realizar formada em exercícios anteriores, nos termos do artigo 202, inciso III da Lei nº 6.404/76.

Parágrafo 1º - O pagamento do dividendo obrigatório poderá ser limitado ao montante do lucro líquido que tiver sido realizado, nos termos da lei.

3.4 - Política de destinação dos resultados

Parágrafo 2º O dividendo previsto neste artigo não será obrigatório no exercício social em que a Diretoria informar à Assembléia Geral ser ele incompatível com a situação financeira da Companhia, obedecido o disposto no artigo 202, §§ 4º e 5º da Lei nº 6.404/76.

Artigo 35 - Os dividendos serão pagos, salvo deliberação em contrário da Assembleia Geral, no prazo de 60 (sessenta) dias da data em que forem declarados e, em qualquer caso, dentro do exercício social.

Artigo 36 - Por determinação do Conselho de Administração, a Diretoria poderá levantar balanços semestrais, intermediários ou intercalares da Companhia. O Conselho de Administração, *ad referendum* da Assembleia Geral, poderá declarar dividendos ou juros sobre o capital próprio à conta de lucros apurados em tais balanços, ou à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes.

Artigo 37 - A critério do Conselho de Administração, os dividendos e os juros sobre o capital próprio pagos aos acionistas poderão ser considerados antecipação e imputados ao dividendo obrigatório."

3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido

(Reais)	Últ. Inf. Contábil 30/06/2011	Exercício social 31/12/2010	Exercício social 31/12/2009	Exercício social 31/12/2008
Lucro líquido ajustado			158.671.000,00	21.787.000,00
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado			25,000000	25,000000
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido do emissor			13,340000	7,490000
Dividendo distribuído total			39.668.000,00	5.447.000,00
Lucro líquido retido			148.823.000,00	90.524.000,00
Data da aprovação da retenção			29/04/2010	30/04/2009

Lucro líquido retido	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo
Dividendo Obrigatório								
Ordinária					4.864.000,00	31/12/2010	1.764.000,00	31/12/2009
Preferencial					10.154.000,00	31/12/2010	3.683.000,00	31/12/2009
Juros Sobre Capital Próprio								
Ordinária					7.984.000,00	31/12/2010		
Preferencial					16.666.000,00	31/12/2010		

3.6. DIVIDENDOS DECLARADOS À CONTA DE LUCROS RETIDOS OU RESERVAS CONSTITUÍDAS EM EXERCÍCIOS SOCIAIS ANTERIORES:

Resposta: Não declarados dividendos à conta de lucros retidos ou reservas constituídas em exercícios sociais anteriores.

3.7 - Nível de endividamento

Exercício Social	Montante total da dívida, de qualquer natureza	Tipo de índice	Índice de endividamento	Descrição e motivo da utilização de outro índice
31/12/2010	2.159.719.000,00	Índice de Endividamento	1,85000000	
	0,00	Outros índices	3,04000000	<p>i. Método utilizado para calcular o índice:</p> <p>EBITDA – conforme quadro apresentado no item 3.2.</p> <p>Encargos de dívidas – significa o encargo das despesas financeiras das demonstrações do resultado.</p> <p>ii. Porque esse índice é apropriado para a correta compreensão da situação financeira e do nível de endividamento da Companhia:</p> <p>A Companhia entende que os índices, EBITDA Ajustado /Despesa Financeira, são índices usuais de mercado e por isso são adotados como forma de identificar o nível de alavancagem da Companhia.</p>
	0,00	Outros índices	1,61000000	<p>i. Método utilizado para calcular o índice:</p> <p>Dívida Financeira líquida – significa empréstimos, financiamentos, debêntures e encargos menos caixa e aplicações, ativo de sub-rogação da CCC e empréstimos com Eletrobrás</p> <p>ii. Porque esse índice é apropriado para a correta compreensão da situação financeira e do nível de endividamento da Companhia:</p> <p>A Companhia entende que os índices, Dívida Financeira/ EBITDA Ajustado são índices usuais de mercado e por isso são adotados como forma de identificar o nível de alavancagem da Companhia.</p>

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	10.822.051,41	17.108.619,15	5.332.610,90	17.181.488,17	50.444.769,63
Garantia Flutuante	339.473.054,48	511.824.809,84	103.640.603,54	153.525.310,48	1.108.463.778,34
Quirografárias	89.968.612,05	35.539.174,02	0,00	0,00	125.507.786,07
Total	440.263.717,94	564.472.603,01	108.973.214,44	170.706.798,65	1.284.416.334,04
Observação					

3.9. OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES:

Em 22/12/2009 foi aprovada a Deliberação CVM nº 611/09, que delibera a ICPC 01 – Contratos de Concessão.

O escopo da ICPC 01 abrange contratos de concessões de serviços públicos de entidades privadas, onde o poder concedente tem o controle sobre os ativos relacionados a concessão.

A ICPC 01 define o modelo de contabilização, conforme quem remunera o concessionário:

- a) Usuário: Aplica o modelo do ativo intangível, onde os bens da concessão são reconhecidos como tal, representando o valor justo do direito de cobrar os usuários. Este ativo é amortizado durante o prazo de concessão, pela maneira que melhor represente o consumo dos benefícios econômicos;
- b) Poder concedente: Aplica o modelo do ativo financeiro, onde os bens da concessão assim são reconhecidos. O ativo financeiro representa um direito incondicional de receber pagamento do poder concedente, e mensurado de acordo com o CPC 38 – Instrumentos financeiros: Reconhecimento e Mensuração; e
- c) Usuário e poder concedente: Utiliza o modelo misto, onde os bens da concessão são reconhecidos como um ativo intangível e um ativo financeiro.

3.9.1 Adoção da ICPC 01

As concessionárias de distribuição de energia elétrica são remuneradas de 2 maneiras:

- a) Direito de cobrar os usuários pela energia consumida (fatura); e
- b) Indenização dos bens reversíveis ao final do prazo da concessão.

O direito de cobrar representa um ativo intangível e a indenização um ativo financeiro. A ICPC 01 foi aplicada a partir da data de transição de 1/1/2009. O valor a ser bifurcado é o saldo do ativo imobilizado até a data da transição. O ativo financeiro deve ser reconhecido inicialmente pela melhor estimativa do valor justo da indenização, e o valor residual (a diferença para o saldo total bifurcado) seria o ativo intangível.

O ativo financeiro representa a parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão. Existe uma indefinição quanto a renovação das concessões. A inexistência de definição legal e constitucional, aliada a ausência de histórico de reversões, faz com que o ativo intangível tenha sua vida útil limitada ao prazo da concessão. Contudo, a Administração da Companhia entende que conseguirá renovar por igual período, conforme direito previsto no contrato de concessão, cuja renovação será requerida pela Companhia, para assegurar a continuidade e qualidade do serviço e cumprimento de regularidade junto ao órgão técnico de fiscalização do poder concedente e demais exigências previstas no contrato de concessão.

A despesa com depreciação incluída na tarifa é determinada com base na vida útil econômica estimada de cada bem, sendo utilizada como base de cálculo da amortização do ativo intangível.

A ICPC 01 ainda determina o reconhecimento de receita e despesa de construção referente às obras em andamento. A Administração entende que a atividade de construção não gera lucro, assim não apresenta margem de lucro.

3.9.2 Impactos da adoção dos CPCs

A Companhia adotou a data de transição como 1/1/2009 (Balanço de Abertura), assim, as últimas demonstrações financeiras pelas práticas contábeis anteriores foram as referentes ao exercício findo em 31/12/2008. Nas Demonstrações Financeiras de 31/12/2010 foi apresentada uma reconciliação relativa aos ajustes de 1/1/2009 e 31/12/2009 requeridos pela primeira adoção dos CPCs, convergentes as IFRS, segundo o CPC 37 - R1 que trata da adoção inicial das normas internacionais de relatório financeiro.

4.1. FATORES DE RISCO QUE PODEM INFLUENCIAR A DECISÃO DE INVESTIMENTO EM VALORES MOBILIÁRIOS DE EMISSÃO DA COMPANHIA:

a) Com relação à Companhia

A construção, operação e ampliação das instalações e equipamentos de distribuição de energia elétrica da Companhia envolvem riscos significativos que podem ensejar perda de receita ou aumento de despesas.

A construção, operação e ampliação de instalações e equipamentos destinados à geração e distribuição de energia elétrica da Companhia envolvem diversos riscos, incluindo:

- a incapacidade de obter alvarás e aprovações governamentais necessários;
- indisponibilidade de equipamentos;
- interrupções de fornecimento;
- greves;
- paralisações e manifestações trabalhistas;
- perturbação social;
- interferências climáticas ou hidrológicas;
- oposição das comunidades locais;
- problemas ambientais e de engenharia imprevistos;
- aumento nas perdas de energia elétrica, incluindo perdas técnicas e comerciais;
- atrasos operacionais e de construção, ou custos superiores ao previsto; e
- indisponibilidade de financiamento ou pelo menos em termos comercialmente razoáveis.

Se a Companhia vivenciar esses ou outros problemas poderá não ser capazes de distribuir energia elétrica em quantidades compatíveis com seus planos de negócios, o que pode vir a afetar de maneira adversa sua situação financeira e o resultado das suas operações.

O nível de endividamento financeiro e não financeiro, bem como de despesas com o serviço da dívida podem afetar adversamente a capacidade de operar os negócios da Companhia e efetuar pagamentos de sua dívida, bem como o resultado de suas operações.

A Companhia atua num setor de atividade econômica que requer grande volume de recursos financeiros e, portanto, contraiu e contrairá financiamentos em volumes significativos. Em 31 de dezembro de 2010, seu endividamento financeiro total, sem contar a dívida entre partes relacionadas, era de R\$ 1.284,5 milhões, sendo R\$ 844,2 milhões de longo prazo e R\$ 440,3 milhões de curto prazo. Esse nível de endividamento aumenta as possibilidades da Companhia não gerar recursos suficientes para pagar suas dívidas e distribuir dividendos. Adicionalmente, a Companhia pode incorrer em endividamento adicional de tempos em tempos para financiar aquisições, investimentos ou associações estratégicas, bem como para a condução de suas operações, sujeito às restrições aplicáveis à dívida existente. Caso incorra em endividamento adicional, os riscos associados com sua alavancagem poderão aumentar, inclusive com relação a sua habilidade de pagar dívidas, e caso haja descumprimento de determinadas obrigações de manutenção de índices financeiros poderá ocorrer vencimento antecipado das dívidas anteriormente contraídas. Na hipótese de vencimento antecipado de suas dívidas, seus ativos e fluxo de caixa podem não ser suficientes para pagar integralmente o saldo devedor de seus contratos de financiamento. Além disso, a impossibilidade de incorrer em dívidas adicionais pode impedir a nossa capacidade de investir em nossas atividades e de fazer dispêndios de capital necessários, o que pode afetar nossa condição financeira e o resultado de nossas operações.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

A Companhia não pode assegurar a renovação do seu contrato de concessão.

A Companhia desenvolve suas atividades de distribuição de acordo com os contratos de concessão celebrados com a União que possui prazos de validade até 2028. A Companhia não pode assegurar que esta concessão serão renovadas quando do advento do término dos respectivos prazo contratual ou que será renovada em termos favoráveis à Companhia. Caso da concessão não seja renovada, ou seja renovada em termos mais onerosos ou desvantajosos, suas operações, condição financeira e resultado operacional poderão sofrer um impacto adverso significativo.

Tendo em vista o grau de discricionariedade concedido à ANEEL pela Lei de Concessões e pelo contrato de concessão com relação à renovação do prazo da concessão existente, e dada à falta de precedentes com relação ao exercício pela ANEEL de tal discricionariedade na interpretação e aplicação da Lei de Concessões, a Companhia não pode assegurar que obterá nova concessão ou que sua concessão será estendida em termos tão favoráveis quanto os atualmente vigentes.

Se não conseguir controlar com sucesso as perdas de energia e essas perdas não forem repassadas às tarifas, seus resultados operacionais e sua condição financeira poderão ser adversamente afetados.

A Companhia enfrenta dois tipos de perdas de energia em sua atividade de distribuição: perdas técnicas e perdas não técnicas. As perdas técnicas são aquelas que ocorrem no curso ordinário da distribuição de energia, que imediatamente se dissipam no decorrer da transmissão da energia que a Companhia distribui. Perdas não técnicas são aquelas causadas por conexões ilegais, adulteração de medidores, fraude, medição equivocada e erro nas contas. Devido às perdas técnicas e não técnicas, o montante de eletricidade que compramos é superior ao montante entregue e cobrado de seus consumidores. Em 2010, o total das perdas de energia de suas operações de distribuição foi de 17,7% sobre o valor total de energia distribuída. A implementação de programas de redução de perdas requer investimentos significativos e a Companhia não pode assegurar que os recursos para estes investimentos estarão disponíveis. Adicionalmente, este programa requer também participação das instituições estatais, principalmente do judiciário e do legislativo, e a Companhia não pode assegurar que estas instituições colaborarão com seus esforços de redução de perdas. As estratégias e programas de combate a perdas de energia podem não ser eficazes e o valor econômico dessas perdas podem não ser repassadas em sua totalidade às suas tarifas, de modo que um aumento significativo nas perdas de energia poderá afetar adversamente a condição financeira e os resultados da Companhia.

A Companhia tem necessidade de liquidez e de recursos de capital para implementar sua estratégia de investimentos e qualquer dificuldade nesse sentido pode afetar adversamente seus objetivos.

Para financiar as atividades, incluindo sua estratégia de realizar investimentos, a Companhia procura obter financiamento junto a instituições financeiras e de fomento, nacionais e estrangeiras e acessar o mercado de capitais. A capacidade de continuar a captação de recursos por essas vias depende de vários fatores, entre eles o nosso nível de endividamento e as condições de mercado. A eventual incapacidade de obter os recursos necessários em condições razoáveis pode causar efeitos adversos e prejudicar a capacidade da Companhia de implementar seu plano de investimento.

Os contratos financeiros da Companhia possuem obrigações específicas, dentre as quais a obrigação de manutenção de índices financeiros, sendo que qualquer inadimplemento dessas obrigações pode afetar adversamente sua condição financeira e sua capacidade de conduzir seus negócios.

A Companhia é parte em diversos contratos financeiros, vários dos quais exigem o cumprimento de certas obrigações específicas, dentre elas a de manter certos índices financeiros os quais, por sua vez, restringem sua capacidade de contratar novas dívidas ou de manter linhas de crédito. Qualquer inadimplemento aos termos de seus contratos financeiros que não seja sanado ou perdoado pelos respectivos credores poderá resultar na decisão desses credores em declarar o vencimento antecipado do saldo devedor da respectiva dívida, bem como pode resultar no vencimento antecipado de dívidas de outros contratos financeiros. Os ativos e fluxo de caixa da Companhia podem não ser suficientes para pagar integralmente o saldo devedor de seus contratos de financiamento, na hipótese de vencimento antecipado. Para mais informações, ver item "10.1 (f) iv deste Formulário de Referência.

A Companhia pode não conseguir implementar integralmente a sua estratégia de negócios.

A capacidade da Companhia de implementar a sua estratégia de negócios depende de vários fatores, inclusive da sua capacidade de (i) expandir a base de consumidores e intensificar seus negócios nas áreas que atuamos; (ii) investir em programas de redução de perdas; (iii) investir em eficiência técnica operacional;

4.1 - Descrição dos fatores de risco

(iv) consolidar seus negócios e operações; (v) expandir e fortalecer sua atividade de comercialização; e (vi) reestruturar seu perfil de endividamento. Sua incapacidade em lidar com quaisquer desses fatores pode prejudicar sua capacidade de executar sua estratégia de negócios.

Uma vez que parte significativa dos bens da Companhia está vinculada à prestação de serviços públicos, esses bens não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência nem poderão ser objeto de penhora para garantir a execução de decisões judiciais.

Uma parte significativa dos bens da Companhia, inclusive as suas redes de distribuição de energia e parte dos seus ativos de geração estão vinculadas à prestação de serviços públicos. Esses bens não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência ou penhora para garantir a execução de decisões judiciais, uma vez que devem ser revertidos ao Poder Concedente, de acordo com os termos dos respectivos dos contratos de concessão e com a legislação. A Companhia tem o direito de receber indenização do Poder Concedente em caso de extinção antecipada de suas concessões, mas não pode assegurar que o valor a ser indenizado será igual ao valor de mercado dos bens revertidos. Essas limitações podem ter um efeito negativo em sua capacidade de honrar as dívidas contraídas e/ou obter financiamentos.

O Governo Federal criou um programa de “universalização” que requer que haja o fornecimento de serviços de eletricidade a determinados consumidores e que as empresas do setor incorram em despesas operacionais e de capital que podem não ser vantajosas para a Companhia.

Em 2002, o Governo Federal deu início a um programa de universalização com o objetivo de fornecer eletricidade aos consumidores de baixa renda. Em 2003, o Governo Federal começou a implementar o Programa Luz para Todos, delineado para disponibilizar eletricidade para os consumidores rurais de baixa renda. De acordo com esse programa, (1) o MME e distribuidoras de energia, conjuntamente, através da ANEEL, estabeleceram metas em relação ao número de consumidores rurais de baixa renda para cada distribuidora de energia, e (2) as distribuidoras de energia devem arcar com os custos de ligação para estes consumidores cuja potência declarada dos equipamentos elétricos não ultrapasse 50 kW. Caso as metas determinadas por esse programa não sejam atendidas pelas controladas da Companhia, elas poderão ser penalizadas com redução de suas tarifas até o cumprimento das respectivas metas.

O cumprimento das metas estabelecidas requer investimentos significativos que são primordialmente financiados por programas oficiais como o Programa Luz para Todos, criado pelo Governo Federal para financiar até 85,0% dos investimentos exigidos para a implementação do programa de universalização. O repasse aos consumidores dos custos que são incorridos pelas distribuidoras de energia e que não são ressarcidos por outras fontes somente pode ser efetuado com a aprovação discricionária da ANEEL, nas revisões periódicas de tarifa, que ocorrem somente a cada quatro ou cinco anos. A regulamentação vigente, Resolução ANEEL nº 175/2005, estabelece que, caso o custo adicional advindo da implementação do Programa Luz para Todos, no período de 2005 a 2011, acarrete um impacto tarifário para os consumidores superior a 8%, a concessionária deverá solicitar, a qualquer tempo, a revisão das metas desse programa. Mesmo que se confirme que o impacto tarifário do implemento das metas do Programa Luz para Todos nas atividades de distribuição das controladas da Companhia é superior a 8%, não há como assegurar que a ANEEL reverá estas metas em prazos adequados.

Em razão da extensão territorial e dispersão populacional de suas concessões, os custos das controladas da Companhia com o programa de universalização são comparativamente elevados em relação a outras concessionárias que atuam em áreas menores e de maior densidade populacional. Nos exercícios sociais de 2010, 2009 e 2008 foram investidos R\$ 235,4 milhões, R\$ 129,8 milhões e R\$ 224,1 milhões, respectivamente, no programa de “universalização” e no Programa Luz Para Todos, o que correspondeu a 69,8%, 63,9% e 37,5% de seus investimentos totais nos mesmos exercícios. A Companhia depende ainda em larga escala de financiamentos e programas governamentais para cumprir com as metas de “universalização” e qualquer atraso na aprovação desses financiamentos e programas podem afetar adversamente sua capacidade de atender às metas estabelecidas, sujeitando a Companhia às penalidades regulamentares, incluindo reduções de tarifas.

Ademais, os investimentos obrigatórios para atendimento das metas de universalização podem não gerar o mesmo retorno sobre o capital investido se comparado com outros investimentos que poderiam ser realizados conforme suas próprias decisões negociais. Ainda, no futuro, o Governo Federal pode impor ônus adicionais às suas distribuidoras no Programa Luz para Todos, ou no âmbito de programas semelhantes, os quais poderão aumentar os custos da Companhia e afetar negativamente seus resultados.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

b) Com relação ao controlador, direto ou indireto, da Companhia, ou ao grupo de controle

Os interesses de nosso Acionista Controlador podem ser conflitantes com os interesses de nossos investidores.

Nosso Acionista Controlador tem poderes para, entre outras coisas, eleger a maioria dos membros de nosso Conselho de Administração e determinar o resultado de deliberações que exijam aprovação de acionistas, inclusive em operações com partes relacionadas, reorganizações societárias, alienações de ativos, parcerias e a época do pagamento de quaisquer dividendos futuros, observadas as exigências de pagamento do dividendo obrigatório, impostas pela Lei das Sociedades por Ações. Nosso Acionista Controlador poderá ter interesse em realizar aquisições, alienações de ativos, parcerias, buscar financiamentos ou operações similares que podem ser conflitantes com os interesses dos nossos outros investidores e causar um efeito material adverso nas nossas atividades, situação financeira e resultados operacionais.

c) Com relação aos acionistas da Companhia

A volatilidade e falta de liquidez do mercado de valores mobiliários brasileiro poderão limitar substancialmente a capacidade dos investidores de vender as ações pelo preço e na ocasião que desejarem.

O investimento em valores mobiliários negociados em mercados emergentes, como o Brasil, envolve, com frequência, maior risco em comparação com outros mercados. O mercado de valores mobiliários brasileiro é substancialmente menor, menos líquido, mais volátil e mais concentrado do que os principais mercados de valores mobiliários internacionais.

Podemos não pagar dividendos ou juros sobre o capital próprio aos acionistas titulares de nossas ações.

De acordo com o nosso Estatuto Social, devemos pagar aos nossos acionistas no mínimo 25% de nosso lucro líquido anual, calculado e ajustado nos termos Lei das Sociedades por Ações, sob a forma de dividendos ou juros sobre capital próprio. O lucro líquido pode ser capitalizado, utilizado para compensar prejuízo ou retido nos termos da Lei das Sociedades por Ações e pode não ser disponibilizado para o pagamento de dividendos ou juros sobre o capital próprio. Além disso, a Lei das Sociedades por Ações permite que uma companhia aberta, como nós, suspenda a distribuição obrigatória de dividendos em determinado exercício social, caso o Conselho de Administração informe à Assembleia Geral Ordinária que a distribuição seria incompatível com a nossa situação financeira. Caso qualquer destes eventos ocorra, os proprietários de nossas ações podem não receber dividendos ou juros sobre o capital próprio. Nos últimos três exercícios sociais, não distribuimos dividendos ou juros sobre capital próprios aos titulares de nossas ações.

Podemos vir a precisar de capital adicional no futuro, por meio da emissão de valores mobiliários, o que poderá resultar em uma diluição da participação do investidor em nossas ações.

Podemos precisar de recursos financeiros adicionais e, conseqüentemente, podemos utilizar da prerrogativa de emissão, pública ou privada, de títulos de dívida, ou de Ações, ou outros valores mobiliários conversíveis em ações, o que poderá resultar na diluição da participação do investidor nas nossas ações.

d) Com relação à controladas e coligadas da Companhia

Não aplicável.

e) Com relação aos fornecedores da Companhia

Não aplicável.

f) Com relação aos clientes da Companhia

As empresas distribuidoras possuem contas a receber vencidas que, se não forem pagas, podem afetar adversamente seus resultados financeiros.

A habilidade das empresas distribuidoras de receber os pagamentos devidos por seus consumidores depende da capacidade de crédito desses consumidores e da nossa capacidade de cobrá-los. Em 31 de dezembro de

4.1 - Descrição dos fatores de risco

2010, as controladas da Companhia acumularam contas a receber vencidas de consumidores finais no valor de R\$ 623,5 milhões, que representa 21,9%, de sua receita operacional bruta em 2010. Das contas a receber vencidas em 31 de dezembro de 2010, 27,9% encontravam-se vencidas e não pagas por mais de 90 dias. Deste percentual total, cerca de 50,4% era representado por contas devidas pelo setor público para as quais os mecanismos jurídicos de cobrança têm historicamente encontrado mais dificuldades. A Companhia pode não recuperar os créditos relativos a dívidas do setor público e demais consumidores inadimplentes. A Companhia não constituiu provisões para créditos de liquidação duvidosa com relação à venda de energia elétrica para o setor público. Caso a Companhia, por suas controladas, não recupere parcela significativa desses créditos, seus resultados financeiros serão adversamente afetados. Ademais, qualquer deterioração na economia brasileira, particularmente nas regiões em que presta serviços, poderá afetar adversamente a liquidez de seus consumidores, o que poderia aumentar as contas a receber vencidas.

g) Com relação ao setor de atuação da Companhia

Contratações incorretas na compra de energia elétrica podem afetar negativamente as operações da Companhia. Caso a Companhia compre energia além do necessário, estará sujeita a penalidades impostas pela ANEEL e ainda obrigada a adquirir energia no mercado de curto prazo, cujo preço pode ser mais elevado que a tarifa média de compra regulada das distribuidoras, para atender à demanda dos consumidores. Caso a Companhia compre energia além do necessário, poderá não conseguir repassar integralmente às suas tarifas os custos advindos dessas contratações incorretas, se exceder em mais de 3% sua contratação de energia em relação ao mercado consumidor da Companhia.

A Lei 10.848/2004 e o Decreto 5163/2004 que a regulamentou determinam que as distribuidoras de energia devam contratar antecipadamente, por meio de leilões públicos, suas necessidades de energia com início de fornecimento para até cinco anos seguintes.

Adicionalmente, a Lei 10.848/2004 e o Decreto 5163/2004 que a regulamentou, restringem a capacidade da Companhia de repassar aos seus consumidores o custo das compras de energia caso seus custos ultrapassem o Valor Anual de Referência estabelecido pela ANEEL. Este valor é baseado no preço médio ponderado pago por todas as empresas de distribuição nos leilões públicos de energia gerada por novas empresas, e a ser entregue três a cinco anos contados da data do leilão, e será aplicado somente durante os três primeiros anos após o início da entrega da energia comprada. Após o terceiro ano, o repasse da compra de energia nos leilões será integral.

O Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit - MCSD, que determina a cessão de montantes contratuais de energia entre distribuidoras sobre e subcontratadas, permite as distribuidoras sobrecontratadas a cederem energia em excesso para as distribuidoras subcontratadas, as quais deverão aceitar essa energia nas mesmas condições originais dos contratos. Além disso, os contratos de “energia velha” prevêm a opção de descontração anual de até 4% do volume contratado durante os primeiros quatro anos de vigência desses contratos, a critério exclusivo da distribuidora, sendo possível também reduzir contratos de energia velha para os geradores, pela saída de consumidores livres.

Se, após a implementação anual do MCSD e da potencial opção de descontração de até 4% do volume contratado dos contratos de “energia velha”, a distribuidora contratar mais de 103% ou menos de 100% da energia necessária para atendimento ao seu mercado consumidor, a mesma não poderá repassar integralmente os custos da compra de energia para os consumidores, no caso de sobrecontratação, e sofrerá penalidades, no caso de subcontratação. A Companhia não pode assegurar com precisão que em todo o período, o volume contratado anualmente nos contratos de compra de energia estarão na faixa de 100% a 103% da sua demanda de eletricidade efetivamente realizada.

Tendo em vista os inúmeros fatores que afetam a demanda de energia contratada para os próximos cinco anos, incluindo crescimento econômico e populacional, além do eventual risco de racionamento, não é possível assegurar que a demanda de sua energia contratada será precisa. Para tanto, a Companhia trabalha com a elaboração de cenários sócio-econômicos, que contemplem a maior parte das incertezas no comportamento futuro de nossa demanda de energia contratada. A Companhia conta também com consultorias especializadas, com reconhecimento e competência no mercado nacional, que lhe fornece informações constantemente atualizadas das diversas variáveis sócio-econômicas que afetam o comportamento do seu mercado. A Companhia também realiza ciclos anuais de palestras e reuniões com os principais “stakeholders” para elaboração de tais cenários. No entanto, podem ocorrer alterações nas premissas utilizadas para elaboração destes cenários, acarretando desvios entre os valores projetados e os realizados. Como consequência, se houver variações significativas entre as necessidades de energia da Companhia e o volume de suas compras de energia, e caso não possam ser acionados os mecanismos de ajuste para cobertura das necessidades de energia (tais como devolução de contrato de energia no caso de

4.1 - Descrição dos fatores de risco

saída de consumidor livre, MCSO ou aquisição de energia proveniente do leilão de ajustes), os resultados de suas operações poderão ser adversamente afetados.

O impacto de uma escassez de energia e consequente racionamento de energia, como o que ocorreu em 2001 e 2002, poderá causar um efeito adverso significativo sobre os negócios e resultados operacionais da Companhia.

A energia hidrelétrica é a principal fonte de energia no Brasil, representando cerca de 71,7% da capacidade instalada de geração em 31 de dezembro de 2009. A capacidade de operação das usinas hidrelétricas depende do nível de armazenamento de água em seus reservatórios e, conseqüentemente, dos índices pluviométricos. Os níveis pluviométricos abaixo da média verificados no verão de 2001, associado a atrasos estruturais de obras de expansão da oferta de energia no país, resultaram em baixos níveis dos reservatórios e na baixa capacidade hidrelétrica nas Regiões Sudeste, Centro-oeste e Nordeste do Brasil. As tentativas de compensar a dependência de usinas hidrelétricas com usinas térmicas movidas a gás foram adiadas devido a problemas regulatórios, fornecimento confiável de longo prazo do combustível e outros. Em resposta à escassez de energia, o governo criou, em 15 de maio de 2001, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – CGCE, para coordenar e administrar um programa de redução do consumo de energia, e assim evitar a interrupção do fornecimento. Esse programa, conhecido por “acionamento de energia”, estabeleceu limites de consumo de energia para consumidores industriais, comerciais e residenciais, limites esses que variavam de 15% a 25% de redução do consumo de energia. O programa foi aplicado de junho de 2001 a fevereiro de 2002. Em consequência do “acionamento”, o consumo de energia em nossas áreas de concessão foi reduzido, o que afetou negativamente as operações da Companhia.

Se houver outra situação de escassez generalizada de energia, o Governo Federal poderá implementar políticas que podem incluir o racionamento do consumo de energia e alterações nos ajustes tarifários, o que poderá causar um efeito adverso significativo sobre a condição financeira e resultados operacionais da Companhia. Ademais, a Companhia não pode assegurar que, na hipótese de novas situações de escassez de energia ou de racionamento, a ANEEL permitirá o repasse, parcial ou integral, às suas tarifas de eventuais perdas que venha a sofrer.

No entanto, o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS tem publicado estudos que garantem riscos muito baixos de ocorrência de novos racionamentos no horizonte, pelo menos até 2014. Este horizonte pode ser estendido com o sucesso na oferta de energia nos leilões que ocorrerão de 2011 em diante, a exemplo do que ocorreu até o momento com os leilões regulados já realizados.

Ademais, interrupções abruptas ou distúrbios oriundos dos sistemas de geração, transmissão ou distribuição de energia, como o ocorrido em 10 de novembro de 2009, acarretam a paralisação do fornecimento dos serviços prestados pela Companhia e, conseqüentemente, a redução da geração da receita derivada desta prestação de serviço no período da paralisação. Caso uma nova interrupção venha a ocorrer, as receitas da Companhia poderão sofrer uma diminuição no curto prazo.

h) Com relação à regulação do setor de atuação da Companhia

A Companhia está sujeita a uma extensa legislação e regulamentação governamental relacionadas às suas atividades de distribuição e geração, e, não pode prever com exatidão que efeitos as alterações das normas do setor teriam sobre seus negócios e resultados operacionais.

As operações de distribuição de energia da Companhia são amplamente reguladas pela ANEEL e pelo MME. Em 2004, o Governo Federal estabeleceu novas políticas de profundos efeitos sobre o setor de energia brasileiro. Em 15 de março de 2004, foi aprovada a Lei 10.848 que criou o Novo Modelo do Setor Elétrico e alterou substancialmente as diretrizes até então vigentes na comercialização de energia, dentre as quais destacamos (i) a criação do ACR para a compra e venda de energia elétrica, em que as distribuidoras devem contratar energia de acordo com um esquema regulatório pré-estabelecido, sempre através de leilões públicos e regulados, visando a atender a totalidade de sua demanda para os próximos cinco anos; (ii) a proibição para as distribuidoras de energia realizarem quaisquer atividades que não a de distribuição, incluindo geração e transmissão de energia elétrica, exceto se autorizadas por lei ou pelos contratos de concessão; (iii) a proibição de compra de energia elétrica de partes relacionadas por distribuidoras, exceto se existir um contrato bilateral previamente aprovado pela ANEEL, ou assinado no contexto do ACR; e (iv) a proibição da venda de energia elétrica por preços não regulados, por distribuidoras, exceto para as vendas realizadas nas áreas de concessão das distribuidoras nas mesmas condições aplicáveis aos consumidores cativos.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

A constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico foi contestada perante o Supremo Tribunal Federal, por meio de ações diretas de inconstitucionalidade. Em 11 de outubro de 2006, o Supremo Tribunal Federal indeferiu medidas cautelares ajuizadas no âmbito 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. 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 à improcedência do pedido das ações. Caso a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico seja declarada inconstitucional, os agentes do setor elétrico, incluindo a Companhia, poderão ser adversamente afetados. Esta hipótese é considerada remota, tendo em vista que o modelo do setor vige há mais de 6 (seis) anos e está consolidado nos procedimentos e regulação existentes, além de ser seguido incondicionalmente pelos agentes do setor em suas práticas e operações de rotina.

A ANEEL, nos termos da legislação aplicável, regula o setor elétrico e todas as atividades relacionadas ao serviço público de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

As resoluções normativas emitidas pela ANEEL podem afetar diversos fatores das atividades da Companhia, como suas tarifas, indicadores de qualidade e penalidades. Por exemplo, recentemente, a ANEEL sinalizou a criação de um índice de qualidade adicional, relacionado à satisfação do consumidor, de acordo com o qual as distribuidoras terão que cumprir metas mínimas pré-estabelecidas, sob risco de imposição de penalidades. O efeito de futuras resoluções da ANEEL e/ou futuras reformas no setor da energia são difíceis de prever, podendo ter impacto adverso sobre nossos negócios, resultado operacional e capacidade de acesso aos mercados financeiros.

A Companhia pode ser penalizada pela ANEEL se não cumprir com as obrigações relevantes contidas em seu contrato de concessão, o que pode acarretar multas e outras penalidades e, dependendo da gravidade do descumprimento, a caducidade de sua concessão.

As atividades de distribuição de energia elétrica são realizadas de acordo com o contrato de concessão firmado com o Poder Concedente por intermédio da ANEEL, o qual tem término previsto para 2028, com renovação a critério da ANEEL, mediante sua solicitação. Com base nas disposições de seu contrato de concessão e na legislação aplicável, a ANEEL poderá aplicar penalidades se descumprirmos qualquer disposição dos contratos de concessão. Dependendo da gravidade do descumprimento, tais penalidades poderão incluir:

- advertência;
- multas que, dependendo da gravidade da infração, variam de 0,01% a 2% sobre o valor do faturamento correspondente aos últimos 12 meses anteriores à lavratura do auto de infração;
- embargo à construção de novas instalações e equipamentos;
- restrições à operação das instalações e equipamento existentes;
- suspensão temporária da participação em processos de licitação para novas concessões;
- intervenção da ANEEL na administração; e
- término antecipado das concessões.

Além disso, o Poder Concedente pode terminar as concessões de distribuição antes dos respectivos prazos finais em caso de falência ou dissolução das concessionárias, ou por meio de encampação, quando necessário para atender ao interesse público.

Caso o contrato de concessão da Companhia seja extinto por qualquer violação futura, a Companhia não poderá operar seus negócios de distribuição de energia objeto do contrato extinto. Além disso, caso a ANEEL extinga o contrato de concessão antes do término de seu prazo, o pagamento a que a Companhia terá direito quando do término de sua concessões por investimentos não amortizados poderá não ser suficiente para liquidação total dos seus passivos e esse pagamento poderá ser postergado por muitos anos. Se o contrato de concessão terminar por culpa da Companhia, o montante do pagamento devido poderá ser reduzido de forma significativa, com a imposição de multas ou outras penalidades. Além disso, os pagamentos a que a Companhia terá direito, na hipótese de término antecipado de suas concessões, poderão ser designados prioritariamente para pagamento de determinadas obrigações, como, por exemplo, o empréstimo junto ao BID

4.1 - Descrição dos fatores de risco

(desembolsados em 21 de julho de 2006). A aplicação de multas ou penalidades ou o término antecipado de sua concessão poderá ter um efeito adverso significativo sobre a condição financeira e resultado operacional da Companhia.

As receitas operacionais da Companhia podem ser negativamente afetadas por decisões da ANEEL com relação às suas tarifas.

As tarifas cobradas pela Companhia pela venda de energia aos consumidores são determinadas de acordo com seu contrato de concessão e estão sujeitas à discricionariedade regulatória da ANEEL em alguns aspectos.

O contrato de concessão estabelece que as tarifas de fornecimento podem ser atualizadas por meio de três mecanismos, (i) reajuste tarifário anual; (ii) revisão tarifária periódica; e (iii) revisão tarifária extraordinária. A discricionariedade da ANEEL em alguns aspectos de rever nossas tarifas, bem como alterar os métodos utilizados nas revisões periódicas, gera incerteza e pode resultar em tarifas de fornecimento de energia elétrica inferiores às pleiteadas pelas suas distribuidoras.

Não é possível assegurar que a ANEEL estabelecerá tarifas que permitam o repasse aos consumidores de todos os aumentos de custo. Além disso, na medida em que quaisquer desses ajustes não forem concedidos pela ANEEL em tempo hábil, como ocorreu em 2001 e 2002 em virtude do racionamento, a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia poderão ser adversamente afetados.

Em 10 de setembro de 2010, foi publicado no DOU – Seção 3, o Aviso de Audiência Pública nº 040/2010, da ANEEL, com objetivo de obter subsídios e informações adicionais para o estabelecimento das metodologias e critérios gerais para o terceiro ciclo de revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia. A análise da documentação disponibilizada com a proposta da ANEEL, demonstra mudanças significativas na metodologia ora utilizada, a qual, caso venha a ser confirmada e aplicada, trará impactos significativos nos resultados das controladas.

Alterações legislativas podem impactar os resultados da Companhia

As operações, instalações e equipamentos da Companhia, estão sujeitos à ampla legislação e regulamentação ambiental, de segurança e saúde do trabalho que podem se tornar mais rigorosas no futuro, exigindo maiores dispêndios de capital para seu cumprimento e, em caso de descumprimento de tais leis e regulamentações, podemos incorrer em penalidades civis, criminais e administrativas.

As atividades de distribuição da Companhia estão sujeitas a uma abrangente legislação ambiental no âmbito federal, estadual e municipal, bem como a fiscalização pelo Ministério do Trabalho e Emprego do cumprimento de leis e políticas de saúde e segurança do trabalho que podem afetar nossas atividades. As disposições dessas legislações e regulamentações incluem, entre outras, a obrigação de cumprir com padrões ambientais, obtenção de licenças ambientais para a construção de novas instalações ou a instalação de novos equipamentos necessários às operações, normas para atuação dos trabalhadores em áreas energizadas, equipamentos e treinamentos necessários. Qualquer descumprimento de tais leis, regulamentos, licenças e autorizações, ou falha na sua obtenção ou renovação podem resultar na aplicação de penalidades civis, criminais e administrativas, tais como imposição de multas, cancelamento de licenças e revogação de autorizações, além da publicidade negativa e responsabilidade pelo saneamento ou por danos ambientais. As regras são complexas e podem mudar com o tempo, dificultando a capacidade da Companhia de cumprir as exigências, podendo causar um aumento nos nossos custos e despesas, resultando, conseqüentemente, em lucros menores ou mesmo prejuízos.

Além disso, pessoas físicas, organizações não governamentais e o público em geral têm o direito de comentar e, de outra forma, acompanhar o processo de licenciamento, podendo inclusive propor medidas judiciais para suspê-lo ou cancelá-lo, ou incitar as autoridades públicas para que o façam.

A Companhia é objetivamente responsável por quaisquer danos resultantes da prestação inadequada de serviços distribuição de energia e as coberturas de seguro por ela contratadas podem não ser suficientes para ressarcir esses danos integralmente.

De acordo com a lei brasileira, a Companhia é objetivamente responsável por danos diretos e indiretos resultantes da prestação inadequada de serviços de distribuição de eletricidade como interrupções abruptas ou distúrbios oriundos dos sistemas de geração, transmissão ou distribuição, como o ocorrido em 10 de

4.1 - Descrição dos fatores de risco

novembro de 2009. A Companhia poderá ser responsabilizada por perdas e danos causados a terceiros em decorrência de interrupções ou distúrbios em seus respectivos sistemas de distribuição, sempre que essas interrupções ou distúrbios não forem atribuíveis a um integrante identificado em procedimento específico coordenado pelo ONS. As responsabilidades oriundas dessas interrupções ou distúrbios que não são cobertas por apólices de seguro da Companhia ou que excedam os limites de cobertura podem resultar em custos adicionais e prejudicar os resultados operacionais da Companhia.

A cobertura de seguro da Companhia pode não ser suficiente para cobrir eventuais perdas.

As apólices de seguro podem não ser suficiente para cobrir totalmente as responsabilidades em que a Companhia possa incorrer no curso habitual dos seus negócios. Adicionalmente, a Companhia não contrata seguro de interrupção de fornecimento de energia. Além disso, pode ser que a Companhia não seja capaz de obter, no futuro, seguro ou, se obtiver, pelos mesmos termos que os atuais. Os resultados das suas operações podem ser prejudicados pela ocorrência de acidentes que resultem em danos em relação aos quais não esteja totalmente coberta nos termos das suas apólices de seguro em vigor.

O projeto de reforma das agências reguladoras em tramitação no Congresso Nacional pode afetar a competência da ANEEL, o que poderá afetar a Companhia adversamente.

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 a alterar a estrutura de tais agências, mediante, dentre outros pontos, a criação (i) de contratos de gestão, que deverão ser firmados entre as agências e os Ministérios a que estiverem vinculadas, e (ii) de ouvidoria nas agências, 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, seja contra entes regulados, sendo que o ouvidor, responsável pela respectiva ouvidoria, será indicado pelo Presidente da República. Caso a mencionada lei entre em vigor, as medidas dela decorrentes poderão reduzir as atribuições da ANEEL, passando o Poder Concedente, por outro lado, sobretudo o MME, – ao qual a ANEEL é vinculada –, a ter maior atuação e influência no setor elétrico brasileiro. Não há como garantir que as alterações a serem aprovadas não afetarão negativamente as empresas geradoras e distribuidoras de energia elétrica.

Modificações nas práticas contábeis adotadas no Brasil em função de sua convergência às práticas contábeis internacionais (IFRS) podem afetar adversamente os resultados da Companhia.

Em 28 de dezembro de 2007, foi aprovada a Lei nº 11.638/07, complementada pela Lei nº 11.941/09 (conversão, em lei, da Medida Provisória nº 449/08), que alterou, revogou e introduziu 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. Essa Lei tem, principalmente, o objetivo de atualizar a legislação societária brasileira para possibilitar o processo de convergência das Práticas Contábeis Adotadas no Brasil com aquelas constantes no IFRS e permitir que novas normas e procedimentos contábeis, emitidos 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. Parte desta regulamentação ou legislação já foi aprovada.

i) Com relação aos países estrangeiros onde a Companhia atua

Não aplicável à Companhia.

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

4.2. EXPECTATIVAS DE REDUÇÃO OU AUMENTO NA EXPOSIÇÃO A RISCOS RELEVANTES:

A Companhia monitora, constantemente, os riscos do negócio que possa impactar de forma adversa as operações e resultados, inclusive mudanças no cenário macroeconômico e setorial que possam influenciar as atividades, analisando índices de preços e de atividade econômica, assim como a oferta e demanda de energia elétrica. Administra-se de forma conservadora a posição de caixa e o capital de giro. Atualmente, a Companhia não identifica cenário de aumento ou redução dos mencionados riscos na seção 4.1.

4.3. PROCESSOS JUDICIAIS, ADMINISTRATIVOS E ARBITRAIS EM QUE A COMPANHIA OU SUAS CONTROLADAS SÃO PARTES, SÃO RELEVANTES PARA SEUS NEGÓCIOS E NÃO ESTÃO SOB SIGILO:

Disputas judiciais e administrativas podem afetar de forma adversa os resultados da Companhia.

Em 31 de dezembro de 2010, a Companhia era parte em aproximadamente 6.711 ações judiciais e processos administrativos relacionados a matérias cíveis, fiscais, trabalhistas, ambientais e regulatórias, os quais representavam um provisionamento em seu balanço no valor total de R\$ 2.504 milhões para fazer face às perdas prováveis, bem como havia, na data citada, depósitos judiciais no montante de R\$ 10,579 milhões, conforme resumo abaixo:

Consolidado Contencioso Trabalhista
 Nº de processos 306
 Provisionamento R\$ 1.484 mil
 Depósitos Judiciais R\$ 6.421 mil

Consolidado Contencioso Cível
 Nº de processos 5.661
 Provisionamento R\$ 1.020 mil
 Depósitos Judiciais R\$ 4.071 mil

Consolidado Contencioso Fiscal
 Nº de processos 744
 Provisionamento não há
 Depósitos Judiciais R\$ 87 mil

Não foram considerados relevantes para menção neste Formulário os processos administrativos e judiciais de natureza fiscal que estão suspensos em razão de desistência para inserção dos débitos respectivos no parcelamento instituído pela Lei 11.941/09 ou incluídos em parcelamentos anteriores e migrados para o parcelamento da citada lei.

Na seqüência, destacamos os processos relevantes da Companhia:

Processo n.º 2003.36.00009501-0	
juízo	3ª Vara Federal – Justiça Federal – Cuiabá - MT
instância	1ª instância
data de instauração	01/12/00
partes no processo	Autora: Cooperativa de Eletrificação Rural da Região da Grande Rondonópolis Ltda - CERGRO Ré :Cemat
valores, bens ou direitos envolvidos	Ação de indenização pela suposta incorporação indevida de linha de distribuição rural construída por cooperativas de eletrificação no período de 1978 a 1983.
principais fatos	Aguarda-se decisão de primeira instância.
chance de perda:	Remota

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

análise do impacto em caso de perda do processo	Pagamento de eventual condenação
valor provisionado, se houver provisão	Não há.

Processo n.º 2009.38.000275530	
juízo	3ª Vara Federal – Justiça Federal – Minas Gerais - MG
instância	1ª instância
data de instauração	16/10/09
partes no processo	Autora: ADIC Associação de Defesa de Interesses Coletivos Rês : Aneel e outros
valores, bens ou direitos envolvidos	Trata-se de ação que visa ao recálculo dos valores das tarifas de energia elétrica de forma que a Parcela B não absorva os ganhos de escala supostamente decorrentes do aumento da demanda, bem como indenização dos consumidores pelos danos materiais correspondentes ao dobro dos reajustes verificados. Não há provisão, eventual cálculo requereria a apuração das tarifas praticadas nos últimos 10 anos e a variação de mercado da concessionária. O posicionamento da Companhia e demais concessionárias de distribuição de energia elétrica, corroborado pela ANEEL, é no sentido de que essas ações têm probabilidade de perda remota, uma vez que o critério de reajuste das tarifas observa as regras da ANEEL e do contrato de concessão. Assim, a Companhia não realizou cálculo da contingência, em vista da dificuldade de sua realização e de sua irrelevância.
principais fatos	O pedido de antecipação de tutela foi indeferido. Aguarda-se julgamento da ação.
chance de perda:	Remota
análise do impacto em caso de perda do processo	Tal fato implicará alteração das bases contratuais do Contrato de Concessão e, conseqüentemente, de toda a metodologia de fixação das tarifas elaborada pelo próprio poder concedente
valor provisionado, se houver provisão	Não há

Processo n.º 1999360000168553	
juízo	Tribunal Regional Federal da 1ª. região. (origem 3ª Vara Federal – Justiça Federal – Cuiabá – MT)
instância	2ª instância
data de instauração	13/01/97

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

partes no processo	Autor: Dillon Caporossi Ré: Cemat e outros
valores, bens ou direitos envolvidos	Ação popular proposta visando à declaração de nulidade do contrato em que o Estado de Mato Grosso transferiu o controle acionário da Cemat
principais fatos	Houve prolação de sentença de extinção do processo sem julgamento de mérito em face da perda do objeto. Aguarda-se o julgamento do recurso de ofício pelo TRF da 1ª região.
chance de perda:	Remota
análise do impacto em caso de perda do processo	Pouco provável que a decisão seja modificada no tribunal. Em caso de eventual derrota da Cemat, poderá ser declarada a nulidade do contrato, mas não deverá haver condenação de pagamento em dinheiro
valor provisionado, se houver provisão	Não há

Processo nº 118991001000008201018

Juízo	Secretaria da Fazenda do Estado de Mato Grosso
Instância	1ª instância
Data de instauração	19/11/2010 - data da lavratura
Partes no processo	Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de Mato Grosso Ré: Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.
Valores, bens ou direitos envolvidos	Em 19/11/2010, a impugnante foi intimada da lavratura do presente auto de infração, por meio do qual houve a constituição de crédito tributário de ICMS no valor de R\$ 24.308.513,20, em razão do suposto registro indevido de crédito fiscal de ICMS referente ao diferencial de alíquota, decorrente da aquisição de mercadorias para integrar o ativo permanente, ou para uso e consumo do estabelecimento, no período de janeiro de 2008 a dezembro de 2009.
Principais fatos	Foi apresentada impugnação, que aguarda julgamento.
chance de perda é:	Remota.
Análise do impacto em caso de perda do processo	Ajuizamento de medida judicial para pleitear anulação dos créditos exigidos
Valor provisionado, se houver provisão	Não há

Processo nº 118991001000009201019

Juízo	Secretaria da Fazenda do Estado de Mato Grosso
-------	--

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

Instância	1ª instância
Data de instauração	19/11/2010 - data da lavratura
Partes no processo	Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de Mato Grosso Réu: Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.
Valores, bens ou direitos envolvidos	Em 19/11/2010, a impugnante foi intimada da lavratura do presente auto de infração, por meio do qual houve a constituição de crédito tributário de ICMS no valor de R\$ 8.057.467,97, em razão do registro indevido de crédito fiscal de ICMS referente ao diferencial de alíquota, decorrente da aquisição de mercadorias para integrar o ativo permanente e/ou para uso e consumo do estabelecimento, no período de janeiro de 2008 a dezembro de 2009.
Principais fatos	Foi apresentada Impugnação, que aguarda julgamento.
chance de perda é:	Remota
Análise do impacto em caso de perda do processo	Ajuizamento de medida judicial para pleitear anulação dos créditos exigidos
Valor provisionado, se houver provisão	Não há

Processo nº 118991001000001200919	
Juízo	Secretaria da Fazenda do Estado de Mato Grosso
Instância	1ª instância
Data de instauração	07/08/2009 - data da lavratura
Partes no processo	Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de Mato Grosso Réu: Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.
Valores, bens ou direitos envolvidos	Trata-se de auto de infração visando à exigência de ICMS, no período de janeiro a dezembro de 2008, no valor de R\$ 44.152.627,39 não cobrados em cumprimento de liminares concedidas em ações propostas por consumidores de energia elétrica com o objetivo de retirar o valor da demanda contratada da base de cálculo do ICMS.
Principais fatos	Foi apresentada impugnação, que aguarda julgamento. Foi requerido prazo para cumprimento de diligência.
chance de perda é:	Remota.
Análise do impacto em caso de perda do processo	Ajuizamento de medida judicial para pleitear anulação dos créditos exigidos
Valor provisionado, se houver provisão	Não há

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

Processo Administrativo nº 16741001600012-2008/11	
juízo	Secretaria da Fazenda
instância	Esfera administrativa – 1ª instância
data de instauração	24/10/2008 – data da lavratura da Notificação/Auto de Infração
partes no processo	Pólo ativo: Secretaria da Fazenda do Mato Grosso Pólo passivo: Centrais Elétricas Matogrossenses S/A
valores, bens ou direitos envolvidos	Referida autuação veicula cobrança de ICMS incidente sobre demanda contratada no período de 30/06/2008 a 15/10/2008. Há liminares que impedem a cobrança desses valores concedidas em ações ajuizadas pelos consumidores . Valor histórico total: R\$ 108.128.593,99.
principais fatos	A CEMAT cumpriu corretamente as liminares e em 13/01/2009 apresentou Impugnação que ainda aguarda julgamento.
se a chance de perda é:	Remota
análise do impacto em caso de perda do processo	Ajuizamento de medida judicial com o objetivo de cancelar os créditos objeto da autuação.
valor provisionado, se houver provisão	Não há

Processo Administrativo nº 16741001600003200516	
juízo	Secretaria da Fazenda do Mato Grosso
instância	Esfera administrativa – 1ª instância
data de instauração	29/06/2007 - data da lavratura da Notificação/Auto de Infração
partes no processo	Pólo ativo: Secretaria da Fazenda do Mato Grosso Pólo passivo: Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.
valores, bens ou direitos envolvidos	Trata-se de auto de infração lavrado em virtude de aproveitamento de créditos de ICMS relativos ao diferencial de alíquota devido por ocasião da aquisição de bens destinados a integrar o ativo permanente da empresa no período de janeiro de 2000 a agosto de 2005. Valor histórico total exigido: R\$ 259.993.282,85.
principais fatos	Em 10.11.2006, a Impugnação interposta foi julgada parcialmente procedente. Contra essa decisão a empresa interpôs Recurso Voluntário julgado parcialmente procedente. A empresa efetuou o recolhimento do montante relativo a créditos de aquisição de energia elétrica e, em julho de 2009, apresentou pedido de compensação do saldo remanescente com precatórios, no valor de R\$ 59.071.110,69, que aguarda deferimento.

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

se a chance de perda é:	Remota
análise do impacto em caso de perda do processo	Não há como haver perda nesse processo. Aguarda-se tão somente a finalização dos procedimentos administrativos de compensação dos créditos.
valor provisionado, se houver provisão	Não há

Processo nº 117956001600001200712	
Juízo	Secretaria da Fazenda do Estado de Mato Grosso
Instância	1ª instância
Data de instauração	29/06/2007 - data da lavratura
Partes no processo	Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de Mato Grosso Réu: Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.
Valores, bens ou direitos envolvidos	Em 29/06/2007, a Impugnante foi intimada do Auto de Infração por meio do qual é exigido o montante supostamente devido de R\$ 12.818.041,10. A infração imputada refere-se ao registro indevido de crédito fiscal de ICMS referente ao diferencial de alíquota, decorrente da aquisição de mercadoria para integrar o ativo permanente e/ou para uso e consumo do estabelecimento, no período de setembro de 2005 a dezembro de 2006.
Principais fatos	Decisão condenando a Impugnante a recolher a quantia de R\$ 13.346.002,74, pelo ICMS, multa e demais acréscimos legais, calculados. Apresentamos recurso voluntário e embargos de declaração, ambos não foram acolhidos. O valor deste auto é objeto de pedido de compensação junto a SEFAZ e PGE-MT que aguarda deferimento.
chance de perda é:	Remota.
Análise do impacto em caso de perda do processo	Não há como haver perda nesse processo. Aguarda-se tão somente a finalização dos procedimentos administrativos de compensação dos créditos.
Valor provisionado, se houver provisão	Não há

Processo Administrativo nº 117956001600001200712	
juízo	Secretaria da Fazenda do Mato Grosso
instância	Esfera administrativa – 1ª instância
data de instauração	29/06/2007 - data da lavratura da Notificação/Auto de Infração

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

partes no processo	Pólo ativo: Secretaria da Fazenda do Mato Grosso Pólo passivo: Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.
valores, bens ou direitos envolvidos	Trata-se de auto de infração lavrado em virtude de aproveitamento de créditos de ICMS relativos ao diferencial de alíquota devido por ocasião da aquisição de bens destinados a integrar o ativo permanente da empresa no período de 08/05/2007 a 28/06/2007. Valor histórico total exigido: R\$ 12.818.041,10.
principais fatos	A Impugnação e o Recurso Voluntário interpostos pela empresa foram julgados improcedentes. A empresa apresentou pedido de compensação do valor integral da autuação com precatórios que aguarda deferimento.
se a chance de perda é:	Remota
análise do impacto em caso de perda do processo	Não há como haver perda nesse processo. Aguarda-se tão somente a finalização dos procedimentos administrativos de compensação dos créditos.
valor provisionado, se houver provisão	Não há

Processo Administrativo nº 16741001600008200810	
juízo	Secretaria da Fazenda do Mato Grosso
instância	Esfera administrativa – 1ª instância
data de instauração	31/03/2008 - data da lavratura da Notificação/Auto de Infração
partes no processo	Pólo ativo: Secretaria da Fazenda do Mato Grosso Pólo passivo: Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.
valores, bens ou direitos envolvidos	Trata-se de auto de infração lavrado em virtude de aproveitamento de créditos de ICMS relativos ao diferencial de alíquota devido por ocasião da aquisição de bens destinados a integrar o ativo permanente da empresa no período de 10/03/2008 a 28/03/2008. Valor histórico total exigido: R\$ 13.232.623,36.
principais fatos	A Impugnação e o recurso interpostos pela empresa foram julgados improcedentes. A empresa apresentou pedido de compensação do valor integral da autuação com precatórios que aguarda deferimento.
se a chance de perda é:	Remota
análise do impacto em caso de perda do processo	Não há como haver perda nesse processo. Aguarda-se tão somente a finalização dos procedimentos administrativos de compensação dos créditos.
valor provisionado, se houver provisão	Não há

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

Processo nº 122656001300056200914	
Juízo	Secretaria da Fazenda do Estado de Mato Grosso
Instância	1ª instância
Data de instauração	06/10/2009 - data da lavratura
Partes no processo	Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de Mato Grosso Réu: Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.
Valores, bens ou direitos envolvidos	Trata-se de Auto de Infração lavrado contra a impugnante, em virtude da suposta transferência indevida de crédito fiscal de ICMS no valor de R\$ 5.275.283,70, sem autorização do fisco estadual.
Principais fatos	Decisão de primeira instância administrativa manteve a autuação fiscal, contra a qual foi interposto pedido de revisão de julgado ao Conselho de Contribuintes que aguarda apreciação.
chance de perda é:	Remota.
Análise do impacto em caso de perda do processo	Ajuizamento de medida judicial com o objetivo de cancelar os créditos objeto da autuação.
Valor provisionado, se houver provisão	Não há

Processo nº 122656001300058200916	
Juízo	Secretaria da Fazenda do Estado de Mato Grosso
Instância	1ª instância
Data de instauração	06/10/2009 - data da lavratura
Partes no processo	Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de Mato Grosso Réu: Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.
Valores, bens ou direitos envolvidos	Trata-se de Auto de Infração lavrado contra a impugnante, em virtude da suposta transferência indevida de crédito fiscal de ICMS no valor de R\$ 6.432.844,70, sem autorização do fisco estadual.
Principais fatos	Ação fiscal procedente, em face à impugnação. Apresentamos pedido de revisão de julgado ao Conselho de Contribuintes que aguarda apreciação.
chance de perda é:	Remota.
Análise do impacto em caso de perda do processo	Ajuizamento de medida judicial com o objetivo de cancelar os créditos objeto da autuação.

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

Valor provisionado, se houver provisão	Não há
--	--------

Processo nº 16741001600012200811	
Juízo	Secretaria da Fazenda do Estado de Mato Grosso
Instância	1ª instância
Data de instauração	24/10/2008 - data da lavratura
Partes no processo	Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de Mato Grosso Réu: Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.
Valores, bens ou direitos envolvidos	Trata-se de auto de infração relativo à cobrança de ICMS incidente sobre demanda contratada no período de 30/06/2008 a 15/10/2008, no valor de R\$ 108.128.593,99. Há liminares que impedem a cobrança desses valores concedidos em ações ajuizadas pelos consumidores.
Principais fatos	Apresentamos impugnação, que aguarda julgamento.
chance de perda é:	Remota.
Análise do impacto em caso de perda do processo	Ajuizamento de medida judicial com o objetivo de cancelar os créditos objeto da autuação.
Valor provisionado, se houver provisão	Não há

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

4.4. PROCESSOS JUDICIAIS, ADMINISTRATIVOS OU ARBITRAIS, QUE NÃO ESTÃO SOB SIGILO, EM QUE A COMPANHIA OU SUAS CONTROLADAS SÃO PARTE E CUJAS PARTES CONTRÁRIAS SÃO ADMINISTRADORES OU EX-ADMINISTRADORES, CONTROLADORES OU EX-CONTROLADORES OU INVESTIDORES DA COMPANHIA OU DE SUAS CONTROLADAS:

Não aplicável.

4.5 - Processos sigilosos relevantes

4.5. IMPACTOS EM CASO DE PERDA E VALORES ENVOLVIDOS EM PROCESSOS SIGILOSOS RELEVANTES EM QUE A COMPANHIA OU SUAS CONTROLADAS SÃO PARTE:

Não aplicável.

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

4.6. PROCESSOS JUDICIAIS, ADMINISTRATIVOS OU ARBITRAIS REPETITIVOS OU CONEXOS, BASEADOS EM FATOS E CAUSAS JURÍDICAS SEMELHANTES, QUE NÃO ESTÃO SOB SIGILO E QUE EM CONJUNTO SEJAM RELEVANTES, EM QUE A COMPANHIA OU SUAS CONTROLADAS SÃO PARTE:

Ver o item 4.3 deste Formulário de Referência

4.7 - Outras contingências relevantes

4.7. OUTRAS CONTINGÊNCIAS RELEVANTES NÃO ABRANGIDAS PELOS ITENS ANTERIORES:

A Companhia não possui outras contingências relevantes.

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

4.8. INFORMAÇÕES SOBRE AS REGRAS DO PAÍS DE ORIGEM DO EMISSOR ESTRANGEIRO E REGRAS DO PAÍS NO QUAL OS VALORES MOBILIÁRIOS DO EMISSOR ESTRANGEIRO ESTÃO CUSTODIADOS:

a) restrições impostas ao exercício de direitos políticos e econômicos

Não aplicável à Companhia.

b) restrições à circulação e transferência dos valores mobiliários

Não aplicável à Companhia.

c) hipóteses de cancelamento de registro

Não aplicável à Companhia.

d) outras questões do interesse dos investidores

Não aplicável à Companhia.

5.1. RISCOS DE MERCADO A QUE A COMPANHIA ESTÁ EXPOSTA, INCLUSIVE EM RELAÇÃO A RISCOS CAMBIAIS E A TAXA DE JUROS:

Risco Cambial

A Companhia possui exposição cambial em dólar norte-americano, pois uma parte de sua dívida financeira bruta e alguns passivos estão denominados em dólar norte-americano. Em 31 de dezembro de 2010, cerca de 18,1%, ou R\$ 232,4 milhões (inclusive juros acumulados), de seu endividamento estavam denominados em dólar norte-americano. Além disso, a Companhia está sujeita a risco de fluxo de caixa associado a seus contratos com Itaipu, que estão denominados em dólar norte-americano. Embora ela repasse os custos de eletricidade comprada aos seus clientes, as variações cambiais que a Companhia paga nesses contratos são cobertas pela conta de CVA, cujo saldo é pago apenas uma vez ao ano em seus reajustes tarifários anuais.

A Companhia utiliza instrumentos derivativos em moeda estrangeira. Em 31 de dezembro de 2010, a Companhia tinha um instrumento derivativo passivo em vigor com valor total aproximado de R\$ 159,3 milhões. A totalidade de sua dívida denominada em dólares norte-americanos, que não conta com proteção de instrumentos derivativos é de R\$ 77,3 milhões, sendo R\$ 34,7 milhões oriundos de leasing e R\$ 42,6 milhões referente a títulos do Governo Federal, contratados pelas distribuidoras antes das respectivas privatizações, tendo prazo de vencimento até 2024.

Risco de Taxa de Juros

Em 31 de dezembro de 2010, a Companhia tinha aproximadamente R\$ 1.052,1 milhões de empréstimos e financiamentos em aberto em moeda nacional (inclusive juros de curto prazo acumulados). A Companhia investe também em seus excedentes de liquidez principalmente em instrumentos a juros variáveis vinculados à taxa CDI. O saldo de aplicações e disponível da Companhia em 31 de dezembro de 2010 totalizava R\$ 109,4 milhões.

Um eventual aumento de cada ponto percentual na taxa de juros do endividamento total em moeda nacional da Companhia resultaria em um aumento de aproximadamente R\$ 83,3 milhões de suas despesas financeiras líquidas para o período de nove meses encerrado em 31 de dezembro de 2010.

Outros Riscos aos quais a Companhia está exposta

O governo brasileiro exerceu e continua a exercer influência significativa sobre a economia brasileira. Essa influência, bem como a conjuntura econômica e política brasileira, podem nos afetar adversamente.

O governo brasileiro poderá intervir na economia nacional e realizar modificações significativas em suas políticas e normas monetárias, fiscais, creditícias e tarifárias. As medidas tomadas no passado pelo governo brasileiro para controlar a inflação, além de outras políticas e normas, implicaram aumento das taxas de juros, mudança das políticas fiscais, controle de salários e preços, bloqueio ao acesso a contas bancárias, desvalorização cambial, controle de capital e limitação às importações, entre outras medidas. Não se tem controle sobre quais medidas ou políticas o governo brasileiro poderá adotar no futuro, e não há como prevê-las. Os negócios da Companhia a situação financeira, o resultado das operações e as perspectivas poderão ser prejudicados de maneira significativa por modificações relevantes nas políticas ou normas que envolvam ou afetem fatores, tais como:

- instabilidade social e política;
- expansão ou contração da economia global ou brasileira;
- controles cambiais e restrições a remessas para o exterior;
- flutuações cambiais relevantes;
- alterações no regime fiscal e tributário;
- liquidez dos mercados financeiros e de capitais domésticos;
- taxas de juros;

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

- inflação;
- política monetária;
- política fiscal;
- risco de preço;
- risco hidrológico;
- racionamento de energia; e
- outros acontecimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos que venham a ocorrer no Brasil ou que o afetem.

A incerteza quanto ao implemento de mudanças por parte do governo brasileiro nas políticas ou normas que venham a afetar esses ou outros fatores no futuro pode contribuir para a incerteza econômica no Brasil e pode aumentar a volatilidade do mercado brasileiro de valores mobiliários e dos valores mobiliários emitidos no exterior por companhias brasileiras. Tais incertezas e outros acontecimentos futuros na economia brasileira poderão nos afetar adversamente.

A Companhia está exposta a riscos decorrentes de aumentos nas taxas de inflação, de juros e flutuações na taxa de câmbio.

Em 31 de dezembro de 2010, 81,9%, ou R\$ 1.052,1 milhões, do endividamento total da Companhia (incluindo os juros vencidos) estavam denominados em Reais e remunerados às taxas de mercado financeiro brasileiro, a taxas de inflação ou a taxas de juros flutuantes. Nesta mesma data, 18,1%, ou R\$ 232,3 milhões, do endividamento total da Companhia (incluindo os juros vencidos) estavam denominados em moeda estrangeira e remunerados a taxas de mercado internacionais ou a taxas de juros flutuantes. Ademais, em 31 de dezembro de 2010, 13,5%, ou R\$ 111,1 milhões das despesas e custos operacionais da Companhia estavam atreladas à variação da moeda estrangeira, primordialmente relacionadas a aquisição de energia de Itaipu. Em 31 de dezembro de 2010, 12,1% da exposição da Companhia a flutuações da variação cambial e taxa de juros estava protegida por hedge, em relação ao total do endividamento financeiro em 31 de dezembro de 2010, e um aumento nas taxas de juros brasileiras ou internacionais ou uma valorização do Dólar em relação ao Real, acarretará um aumento das despesas financeiras e operacionais da Companhia e, consequentemente, a sua situação financeira e os seus resultados operacionais poderão ser afetados adversamente.

A instabilidade cambial pode prejudicar a economia brasileira, bem como os negócios da Companhia.

Em decorrência de diversas pressões, a moeda brasileira tem sofrido desvalorizações recorrentes com relação ao Dólar e outras moedas fortes ao longo das últimas quatro décadas. Durante todo esse período, o governo brasileiro implementou diversos planos econômicos e utilizou diversas políticas cambiais, incluindo desvalorizações repentinas, minidesvalorizações periódicas (durante as quais a frequência dos ajustes variou de diária a mensal), sistemas de mercado de câmbio flutuante, controles cambiais e mercado de câmbio duplo. De tempos em tempos, houve flutuações significativas da taxa de câmbio entre o Real e o Dólar e outras moedas.

Por exemplo, o Real desvalorizou 18,7% em 2001 e 52,3% em 2002 frente ao Dólar, embora o Real tenha valorizado 11,8%, 8,7% e 17,2% com relação ao Dólar em 2005, 2006 e 2007, respectivamente. Em 2008, em decorrência do agravamento da crise econômica mundial, o Real desvalorizou-se 32% frente ao Dólar, tendo fechado em R\$2,336 por US\$1,00 em 31 de dezembro. Em 31 de dezembro de 2010, com a recuperação do país frente à crise, observou-se a valorização de 4,3% da moeda brasileira frente ao Dólar. Em 31 de dezembro de 2010, a taxa de câmbio entre o Real e o Dólar era de R\$ 1,6654 por US\$1,00. Não podemos garantir que o Real não será desvalorizado em relação ao Dólar novamente.

A eventual desvalorização do Real em relação ao dólar aumentará os custos das obrigações da Companhia em moeda estrangeira, particularmente suas obrigações de compra de energia de Itaipu, um dos maiores fornecedores da Companhia, sendo as variações da taxa de câmbio desse contrato reconhecidas nas tarifas de distribuição por meio do mecanismo da CVA. Uma grande desvalorização do Real pode afetar de forma significativa a liquidez e fluxo de caixa da Companhia no curto prazo. A desvalorização do Real também cria pressão inflacionária que pode nos afetar negativamente. Usualmente, a desvalorização do Real limita o

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

acesso da Companhia aos mercados de capitais internacionais e pode favorecer a intervenção do estado na economia, incluindo a imposição de políticas recessivas.

O aumento ou a manutenção de elevadas taxas de juros reais pode causar um efeito adverso à economia brasileira e à Companhia.

As altas taxas de juros têm afetado adversamente a economia brasileira e podem afetar negativamente os negócios da Companhia. Durante o ano de 2002, o Banco Central aumentou a taxa de juros base do Brasil, de 19% para 25%, como resultado da crescente crise econômica da Argentina, um dos maiores parceiros comerciais do Brasil, como também do menor nível de crescimento da economia dos EUA e da incerteza econômica causada pelas eleições presidenciais brasileiras, dentre outros fatores. Durante o ano de 2003, o Banco Central reduziu a taxa de juros base do Brasil de 25,5% para 16,5%, refletindo um período favorável e taxas de inflação em linha com a política de metas de inflação do Banco Central. De forma geral, a taxa de juros de curto prazo do Brasil, em decorrência da determinação pelo Banco Central das taxas de juros de curto prazo, foi mantida em altos níveis nos últimos anos. Em 31 de dezembro de 2006, 2007, 2008, 2009 e 2010, as taxas de juros de curto prazo foram 13,25%, 11,25%, 13,75%, 9,05% e 10,75% ao ano, respectivamente.

Taxas de juros reais elevadas, se mantidas por um período relevante de tempo, tendem a inibir o crescimento econômico e em consequência a demanda agregada. Uma redução do nível de atividade tende a reduzir o consumo industrial de energia elétrica tendo potencial de afetar, no longo prazo, os preços de venda de energia elétrica. Neste contexto, futuros investimentos que, devido ao seu estágio inicial, ainda não tenham tido sua energia futura vendida em contratos de longo prazo poderiam obter preço de venda de sua produção futura inferior ao atualmente esperado reduzindo o retorno previsto de investimentos futuros.

Os esforços do governo brasileiro para controle da inflação podem contribuir significativamente para a incerteza econômica no Brasil, o que pode nos afetar adversamente.

No passado, o Brasil registrou índices de inflação extremamente altos. A inflação e algumas medidas tomadas pelo governo brasileiro no intuito de controlá-la, combinada com a especulação sobre eventuais medidas governamentais a serem adotadas, tiveram efeito negativo significativo sobre a economia brasileira, contribuindo para a incerteza econômica existente no Brasil e para o aumento da volatilidade do mercado de valores mobiliários brasileiro. Mais recentemente, a taxa anual de inflação medida pelo IGPM caiu de 20,10% em 1999 para 11,32% em 2010, e o índice anual de preços, por sua vez, conforme medida pelo IPCA, caiu de 8,9% em 1999 para 5,9% em 2010. As medidas do governo brasileiro para controle da inflação frequentemente têm incluído a manutenção de política monetária restritiva com altas taxas de juros, restringindo assim a disponibilidade de crédito e reduzindo o crescimento econômico. Como consequência, as taxas de juros oficiais no Brasil no final de 2008, 2009 e 2010 foram de 13,75%, 9,05% e 10,75% ao ano, respectivamente, conforme estabelecido pelo Comitê de Política Monetária – COPOM.

Eventuais futuras medidas do governo brasileiro, inclusive redução das taxas de juros, intervenção no mercado de câmbio e ações para ajustar ou fixar o valor do Real poderão desencadear aumento de inflação. Se o Brasil experimentar inflação elevada no futuro, talvez não sejamos capazes de reajustar os preços que cobramos dos clientes e pagadores da Companhia para compensar os efeitos da inflação sobre a estrutura de custos da Companhia, o que poderá resultar em aumento dos custos da Companhia e afetá-la adversamente.

Acontecimentos e a percepção de riscos em outros países, sobretudo em países de economia emergente e nos Estados Unidos, podem prejudicar o preço de mercado dos valores mobiliários brasileiros, inclusive o preço de mercado dos valores mobiliários da Companhia.

O valor de mercado de valores mobiliários de emissão de companhias brasileiras é influenciado, em diferentes graus, pelas condições econômicas e de mercado de outros países, incluindo países da América Latina, outros países de economia emergente, os Estados Unidos e a Europa. Embora a conjuntura econômica desses países possa ser significativamente diferente da conjuntura econômica do Brasil, a reação dos investidores aos acontecimentos nesses outros países pode causar um efeito adverso sobre o valor de mercado dos valores mobiliários de companhias brasileiras. Crises nesses países podem reduzir o interesse dos investidores nos valores mobiliários das companhias brasileiras, inclusive os valores mobiliários de emissão da Companhia.

No passado, o desenvolvimento de condições econômicas adversas em outros países do mercado emergente resultou, em geral, na saída de investimentos e, conseqüentemente, na redução de recursos externos investidos no Brasil. A crise financeira originada nos Estados Unidos no terceiro trimestre de 2008 resultou em

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

um cenário recessivo em escala global, com diversos reflexos, que, direta ou indiretamente, afetaram, e afetam, de forma negativa o mercado acionário e a economia do Brasil, tais como oscilações nas cotações de valores mobiliários de companhias abertas, falta de disponibilidade de crédito, redução de gastos, desaceleração generalizada da economia mundial, instabilidade cambial e pressão inflacionária.

Qualquer dos acontecimentos acima mencionados poderá prejudicar o preço de mercado dos valores mobiliários da Companhia, além de dificultar seu acesso ao mercado de capitais e ao financiamento de suas operações no futuro, em termos aceitáveis ou absolutos.

A desvalorização do Real em relação ao Dólar pode criar pressão inflacionária adicional no Brasil e acarretar aumentos das taxas de juros, podendo afetar de modo negativo a economia brasileira como um todo, bem como nos afetar adversamente.

Alterações na legislação tributária do Brasil poderão afetar adversamente os resultados operacionais da Companhia.

O Governo Federal regularmente implementa alterações no regime fiscal que afetam a Companhia. Estas alterações incluem mudanças nas alíquotas e, ocasionalmente, a cobrança de tributos temporários, cuja arrecadação é associada a determinados propósitos governamentais específicos. Algumas dessas medidas poderão resultar em aumento da carga tributária, o que poderá, por sua vez, influenciar a lucratividade e afetar adversamente os preços da energia gerada da Companhia, podendo impactar, conseqüentemente, seu resultado financeiro. Apesar de a concessionária de distribuição ter direito ao repasse em sua tarifa de aumentos de tributos que a impactem, não há garantias de que a ANEEL fará o repasse integral desses eventuais aumentos, bem como não há garantias de que Companhia será capaz de manter seus preços, fluxos de caixa projetados ou sua lucratividade se ocorrerem aumentos significativos nos tributos aplicáveis às suas operações e atividades.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

5.2. POLÍTICA DE GERENCIAMENTO DE RISCOS DE MERCADO DA COMPANHIA, OBJETIVOS, ESTRATÉGIAS E INSTRUMENTOS:

a) Riscos para os quais se busca proteção,

Na data deste Formulário de Referência a Companhia não possui nenhuma política de gerenciamento de risco de mercado formalmente aprovada por seus órgãos da administração. Os riscos de mercado são mitigados pela companhia com base em análises de equipes internas e com auxílio de consultoria externa. A Companhia está exposta a riscos de mercado decorrentes de suas atividades. Esses riscos de mercado envolvem principalmente a possibilidade de mudanças nas taxas de juros, taxas de câmbio e inflação, que podem afetar negativamente seus ativos e passivos financeiros assim como o seu fluxo de caixa.

Risco Cambial

A Companhia possui empréstimos e financiamentos com exposição cambial em dólar norte-americano. Além disso, a Companhia está sujeita a risco de fluxo de caixa associado a seus contratos com Itaipu, que estão denominados em dólar norte-americano. Embora ela repasse os custos da eletricidade comprada aos seus clientes, as variações cambiais que a companhia paga nesses contratos são cobertas pela conta de CVA, cujo saldo é pago apenas uma vez ao ano em seus reajustes tarifários anuais.

Risco de Taxa de Juros

A Companhia possui empréstimos e financiamentos em moeda nacional, indexados a CDI, IPCA e TJLP, onde qualquer variação destes índices pode impactar diretamente em suas despesas financeiras.

b) Estratégia de proteção patrimonial (hedge)

O foco da análise de risco é gerenciar o impacto que estes terão sobre o fluxo de caixa da Companhia.

Para a proteção dos riscos que a Companhia está exposta, são realizados estudos mensurando qual a sua exposição, sendo avaliados quais riscos são gerenciáveis e se existe a possibilidade de contratação de instrumentos para a sua mitigação. Em seguida são avaliados os instrumentos que o mercado disponibiliza para a redução dos riscos.

A companhia decide se existe ou não a necessidade de se buscar proteção aos riscos identificados. Caso positivo o comitê ainda decide qual instrumento atenderá melhor a necessidade, avaliando a provável eficiência e custos do hedge.

Após a definição do instrumento, a Companhia realiza cotações com as Instituições Financeiras de mercado que oferecem o instrumento desejado, levando em conta a confiabilidade, solidez e reputação da Instituição para que seja definida a contratada.

c) Instrumentos utilizados para a proteção patrimonial (hedge)

A Companhia possui atualmente operações de *Swap* contratadas, sendo utilizadas para minimizar/mitigar a exposição contra a variação cambial de suas dívidas. As operações são contratadas de forma a proteger a variação do fluxo de caixa da empresa, transformando o risco cambial em risco de taxa de juros (CDI) e risco de inflação (IGPM). Dado que os recebíveis da empresa são em sua maior parte atrelados à variação do IGPM, a contratação de *Swaps* do tipo *Variação Cambial vs Variação do IGPM* proporcionam um *hedge* natural de suas dívidas.

d) Parâmetros utilizados para o gerenciamento de riscos

Mensalmente são elaborados relatórios de acompanhamento das operações, para apresentação ao Comitê Financeiro, onde são apontadas as exposições da companhia ao risco de mercado, as variações ocorridas no período e posição atual.

e) Estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos e

Os controles dos riscos são efetuados pelas áreas afetadas. Os Riscos que afetam diretamente o fluxo de caixa da companhia são gerenciados pelo Comitê Financeiro em conjunto com consultoria externa especializada.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

f) Adequação da estrutura operacional de controles internos para verificação da efetividade da política adotada

São elaborados e atualizados todos os controles operacionais internamente, também existindo operações que são acompanhadas por consultoria externa, ambas para reforçar os controles e dar confiabilidade e transparência nas informações.

5.3 - Alterações significativas nos principais riscos de mercado

5.3. ALTERAÇÕES SIGNIFICATIVAS NOS PRINCIPAIS RISCOS DE MERCADO OU NA POLÍTICA DE GERENCIAMENTO DE RISCO EM RELAÇÃO AO ÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL:

Não ocorreram alterações significativas nos Riscos de Mercado da companhia nem em sua Política de Gerenciamento de Riscos.

5.4 - Outras informações relevantes

5.4. OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES:

Não existem outras informações relevantes sobre este item "5".

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

Data de Constituição do Emissor	04/08/1956
Forma de Constituição do Emissor	Sociedade anônima.
País de Constituição	Brasil
Prazo de Duração	Prazo de Duração Indeterminado
Data de Registro CVM	25/10/1994

6.3 - Breve histórico

6.3. BREVE HISTÓRICO DA COMPANHIA:

A primeira usina hidrelétrica do estado de Mato Grosso foi inaugurada em 1928, utilizando o potencial do rio da Casca, em Cuiabá. Logo, a demanda por energia elétrica aumentou e, na década de 50, outra usina foi construída no mesmo rio.

A Centrais Elétricas Matogrossenses, mais tarde Cemat, foi criada em outubro de 1958 com o objetivo de colocar fim a um iminente colapso de suprimento de energia no estado. No decorrer dos anos, seu trabalho foi ampliado, englobando, além da distribuição, a construção e exploração de sistemas de geração, transmissão e transformação.

Em outubro de 1994, a Companhia tornou-se uma companhia aberta e, de setembro de 1996 a dezembro do ano seguinte, foi administrada pelo Governo do estado, em parceria com a Eletrobrás e sob a intervenção do BNDES. Estes conduziram o processo de privatização da concessionária, que foi comprada pela Rede Energia juntamente com a Inepar, em leilão realizado no dia 27 de novembro de 1997.

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

6.5. PRINCIPAIS EVENTOS SOCIETÁRIOS:

Não houve eventos societários relevantes nos últimos três exercícios sociais.

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

6.6 INDICAR SE HOVE PEDIDO DE FALÊNCIA, DESDE QUE FUNDADO EM VALOR RELEVANTE, OU DE RECUPERAÇÃO JUDICIAL OU EXTRAJUDICIAL DO EMISSOR, E O ESTADO ATUAL DE TAIS PEDIDOS:

Até a presente data, não foi protocolado nenhum pedido requerendo a nossa falência e/ou nossa recuperação judicial ou extrajudicial.

6.7 - Outras informações relevantes

6.7 FORNECER OUTRAS INFORMAÇÕES QUE O EMISSOR JULGUE RELEVANTES:

Não existem outras informações relevantes sobre este item "6".

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

7. ATIVIDADES DA COMPANHIA

7.1. DESCRIÇÃO SUMÁRIA DAS ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA COMPANHIA E POR SUAS CONTROLADAS:

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

A Companhia tem como foco: (i) a exploração de serviços públicos de energia, principalmente a elétrica, nas áreas referidas no Contrato de Concessão e nas outras em que, de acordo com a legislação aplicável, for autorizada a atuar; (ii) estudar, elaborar, projetar, executar, explorar ou transferir planos e programas de pesquisa e desenvolvimento que visem qualquer tipo ou forma de energia, bem como de outras atividades correlatas à tecnologia disponível, quer diretamente, quer em colaboração com órgãos estatais ou particulares; (iii) participar nos empreendimentos que tenham por finalidade a distribuição e o comércio de energia, principalmente a elétrica, bem como a prestação de serviços que, direta ou indiretamente, se relacionem com esse objeto, tais como: uso múltiplo de postes, mediante cessão onerosa a outros usuários; transmissão de dados, através de suas instalações, observada a legislação pertinente; prestação de serviços técnicos de operação, manutenção e planejamento de instalações elétricas de terceiros; prestação de serviços de otimização de processos energéticos e instalações elétricas de consumidores; cessão onerosa de faixas de servidão de linhas e áreas de terra exploráveis de usinas e reservatórios; (iv) prestar outros serviços de natureza pública ou privada, inclusive serviços de informática mediante a exploração de sua infra-estrutura, com o fim de produzir receitas alternativas complementares ou acessórias; e (v) contribuir para a preservação do meio ambiente, no âmbito de suas atividades, bem como participar em programas sociais de interesse comunitário.

7.2. SEGMENTOS OPERACIONAIS:

a) produtos e serviços comercializados

A Companhia é a única concessionária distribuidora de energia no Estado do Mato Grosso, o terceiro maior estado por área do Brasil, abrangendo aproximadamente 10,9% do território brasileiro, com uma concessão que expira em 2027, que pode ser renovada por 30 anos mediante requerimento da Companhia e se houver interesse público à época da renovação. Sua área de concessão cobre aproximadamente 903.000,00 quilômetros quadrados, incluindo 141 municípios com uma população total de aproximadamente 3,0 milhões. As principais atividades econômicas do Mato Grosso estão relacionadas à pecuária e ao agronegócio. Segundo a Secretaria de Planejamento do Estado do Mato Grosso, o Mato Grosso possui o maior rebanho bovino do Brasil e é o maior produtor de soja e algodão do País.

No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2010, a Companhia vendeu 5.370 GWh de eletricidade para aproximadamente 1,0 milhões de consumidores. As vendas da Companhia representaram R\$ 2.842,4 milhões.

Além de sua rede de distribuição, a Companhia possui 7 UTEs (Usinas Termoelétricas) movidas a óleo combustível, com capacidade instalada total de 20,3 MW. As UTEs da Companhia operam em um sistema isolado dentro de sua área de concessão e utilizam óleo diesel como combustível para gerar eletricidade. Os custos operacionais da Companhia com seus sistemas isolados são mais altos que aqueles causados na parte de sua rede de distribuição que está conectada ao SIN. Em seu sistema isolado, a Companhia tem que pagar somente os custos de energia comprada para revenda equivalente aos custos da energia hidráulica determinada pela ANEEL, baseada em um valor de referência anual, e o restante do custo destes sistemas de geração de eletricidade é pago pela CCC.

As tabelas abaixo apresentam algumas das principais informações operacionais consolidadas da Companhia para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2010, 2009 e 2008.

Distribuição de Energia (GWh)						
	Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de					
	2010	%	2009	%	2008	%
Residencial	1.727	6,7	1.618	7,4	1.506	6,4
Industrial	973	-8,6	1.064	0,6	1.057	17,6
Comercial	1.142	3,4	1.104	4,8	1.054	7,7
Rural	640	7,6	595	6,7	558	13,7
Outros	888	9,6	810	5,0	909	7,9
Total	5.370	3,5	5.190	4,9	5.083	10,0

Número de Clientes						
	Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de					
	2010	%	2009	%	2008	%
Residencial	793.867	3,8	764.823	4,0	735.078	6,1
Industrial	16.431	5,2	15.616	7,4	14.546	7,3
Comercial	78.663	2,3	76.861	2,2	75.176	3,7
Rural	139.471	13,2	123.181	18,4	104.048	20,7
Outros	12.349	3,9	11.887	6,5	11.164	7,9
Total	1.040.781	4,9	992.368	5,6	940.012	7,4

Como regra geral, a Companhia repassa aos seus clientes, por meio de suas tarifas, todo o seu custo de compra de energia, com exceção de situações excepcionais previstas da regulamentação aplicável.

O negócio da Companhia, incluindo os serviços fornecidos e as tarifas cobradas, está sujeito à regulamentação da ANEEL e do MME. Para mais informações, veja o item 7.5. abaixo. A Companhia também está sujeita aos termos de seu contrato de concessão, celebrado com a ANEEL em 15 de junho de 1998, que lhe concede o direito de distribuir energia na sua área de concessão até 15 de junho 2028.

b) receita proveniente do segmento e sua participação na receita líquida da Companhia

Atualmente as receitas da Companhia decorrem da atividade de distribuição de energia. Em 2010, registramos receita líquida de R\$ 1.956,6 milhões oriunda da distribuição de XXX GWh de energia elétrica para aproximadamente 1,0 milhões de clientes cativos.

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

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:

R\$ MM	Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de		
	2010	2009	2008
Lucro Líquido	18,6	167,0	84,6

7.3. PRODUTOS E SERVIÇOS:

- a) características do processo de produção
b) características do processo de distribuição

Rede de Distribuição

Em 31 de dezembro de 2010, toda a rede elétrica de distribuidoras da Companhia somava 128.074 mil quilômetros em extensão. As redes de distribuição são operadas por Centros de Operação de Distribuição regionalizados e controlados por um Centro de Operação do Sistema alocado em cada uma das empresas da Companhia. A Companhia acredita que essa centralização dos controles resulta em maior eficiência supervisiva e em menores custos operacionais. A tabela abaixo apresenta os principais componentes do sistema de distribuição da Companhia em 31 de dezembro de 2010:

Subtransmissão	
69 kV (km)	380
88 kV (km)	0
138 kV (km)	4.813
230 kV (km)	0
Total	5.193
Subestações	
Número de Subestações	127
Subestações MVA	2.612
Distribuição	
Rede Primária de distribuição (km)	102.784
Rede Secundária de distribuição (km)	25.290
Total	128.074
Postes da rede de distribuição	1.164.196
Estações Transformadoras De Distribuição	111.612
Capacidade Instalada (MVA)	.1.852

A Companhia recebe grandes blocos de energia provenientes de empresas geradoras através das conexões com as subestações da Rede Básica (Sistema Elétrico Interligado Nacional) e as repassam aos consumidores através dos chamados sistemas de subtransmissão e de distribuição. Subtransmissão é a função de transferência da energia que foi recebida das subestações de conexão, as quais transformam a tensão de 230 kV ou mais para as tensões de 138kV, 88kV ou 69kV, para as subestações distribuidoras, as quais, por seu turno, reduzem a tensão para 34,5 kV e abaixo. Distribuição é a função de transferência de energia que foi recebida dessas últimas subestações distribuidoras e, através dos alimentadores nos postes, segue até os usuários finais. Os sistemas de subtransmissão e distribuição das empresas da Companhia estão integrados à rede de transmissão das regiões norte e centro-oeste do Brasil, predominantemente nos sistemas elétricos da Eletronorte e de Furnas.

Subtransmissoras (138kV, 88kV e 69kV) e Subestações

Os sistemas de subtransmissão das distribuidoras da Companhia consistem em 5.193 km de linhas aéreas com 127 subestações conectadas. Os sistemas de subtransmissão da Companhia são, em sua maioria, sistemas radiais, ou seja, não há dupla fonte de alimentação às subestações e nem as linhas de subtransmissão são interconectadas. A Companhia realiza estudos freqüentes sobre os sistemas de subtransmissão para servir ao mercado de eletricidade tanto em condições normais de operação quanto em condições de emergência, visando assegurar a máxima confiabilidade no fornecimento de energia elétrica.

Assim, a Companhia opera 127 subestações de distribuição com uma capacidade de transformação total de 2.612 MVA. As subestações da Companhia, como forma de margem de segurança, são planejadas para terem uma capacidade instalada maior que a demanda total de mercado da Companhia. Algumas dessas subestações de distribuição são dotadas de mais de um transformador e de esquemas de controle de emergências que permitem que, em contingências, o transformador remanescente assuma a carga total, evitando, assim, a descontinuidade no fornecimento de energia elétrica.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Rede Primária e Secundária de Distribuição

A Companhia opera com 102.784 km de alimentadores primários (média tensão), distribuídos em 6.260 km nas áreas urbanas e 96.524 km nas áreas rurais.

Manutenção e Expansão dos Serviços de Distribuição

A Companhia elabora planos para manter e reparar as instalações de distribuição com o objetivo de evitar interrupções oriundas de desligamentos nas linhas de subtransmissão e nos transformadores. Esses planos foram preparados pela Companhia para evitar ou limitar as faltas de energia e as respectivas inconveniências para os seus clientes. Para minimizar as faltas resultantes da queda de galhos de árvores e danos aos transformadores de distribuição da Companhia, a principal causa de interrupção dos alimentadores e dos circuitos secundários, a Companhia implementou programas de poda de árvores e programas de substituição de cabos em conjunto com os municípios localizados em sua área de serviço, bem como um programa para manutenção dos transformadores.

Esses planos de operação e de manutenção são concebidos de maneira corporativa, aproveitando-se a sinergia entre as empresas e as melhores práticas de cada uma, o que garante, assim, a eficácia e a economicidade dos mesmos.

Adicionalmente, objetivando atingir a excelência operacional a Companhia implementou uma estratégia que consiste na (i) centralização da supervisão e controle do sistema elétrico, através da otimização de recursos e visão integrada, (ii) uso do *work management system mobile* (WMS), com a transmissão de dados por satélite ou por celular juntamente com um equipamento móvel em posse de eletricitistas da Companhia (Palmtop / Pocket PC), (iii) digitalização da rede de distribuição, que gera maior confiabilidade da informação e utilização de ferramentas de apoio para projetos e cálculos, (iv) automação de subestações e da rede elétrica, contribuindo na redução dos deslocamentos e rapidez no restabelecimento da interrupção do serviço, (v) expansão da rede de transmissão e (vi) controle de suprimentos e logística fornecido por terceiros, com a centralização do controle das compras de materiais e serviços gerando aproveitamento da escala e padronização, com o controle próprio da distribuição e utilização de materiais e com almoxarifados avançados interligados.

A Companhia investiu um total de aproximadamente R\$ 337,1 milhões em 2010, R\$ 203,2 milhões em 2009 e R\$ 598,3 milhões em 2008 na manutenção e expansão de seu sistema.

Novas Tecnologias

A Companhia está sempre atenta para novas tecnologias que possam diminuir seu custo operacional, suas despesas com materiais e aperfeiçoar seu atendimento aos consumidores. Por exemplo, a Companhia implementa a centralização da supervisão e controle do sistema elétrico com base georreferenciada que permite o fluxo de ordens e serviços pelo sistema e-mobile baseado em tecnologia *Work Management System Mobile* e GPRS, bem como a automação de algumas subestações da Companhia.

Adicionalmente, a Companhia prevê utilizar as novas tecnologias disponíveis no mercado também para reduzir suas perdas comerciais de receita. Perdas comerciais são as que resultam de conexões ilegais, roubos, fraudes, falhas na medição e erros no faturamento.

Indicadores de Qualidade do Serviço

O nível de qualidade e eficiência do sistema de distribuição de uma concessionária de distribuição de energia elétrica é demonstrado pelos índices DEC e FEC. As metas de DEC e FEC a serem observadas pela distribuidora é definidas pela ANEEL e publicadas na conta do consumidor. Essas metas variam de distribuidora para distribuidora, conforme as características da área de concessão de cada uma delas. Neste sentido, a Companhia está sujeita a diferentes metas de DEC e FEC fixadas pela ANEEL.

Nos últimos 9 anos, em consequência de investimentos realizados nas redes da Companhia após a privatização, os índices DEC e FEC apresentaram melhoras significativas. No entanto, nos últimos 2 anos, em função da ampliação do número de consumidores rurais nessas distribuidoras, devido, principalmente, ao Programa Luz para Todos, os índices DEC e FEC sofreram elevações.

A melhora na qualidade dos índices desta Companhia se deu principalmente devido a:

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

- investimentos na rede de distribuição da Companhia;
- instalação de novos transformadores e cabos isolados;
- programas de treinamento eficazes para o pessoal envolvido na operação da rede; e
- aumento no número de equipes de emergência nos maiores municípios que a Companhia atende.

As tabelas a seguir demonstram a duração (em horas por ano) e frequência das ocorrências de falta de energia na rede elétrica da Companhia, em comparação com os valores de referência da ANEEL para a Companhia, nos exercícios de 2008 a 2010.

DEC		Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
		2010	2009	2008
CEMAT	Meta ANEEL	32,6	33,5	36,2
	Real	28,5	29,3	27,9
	% diferença	(12,6)	(12,5)	(22,9)

FEC		Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
		2010	2009	2008
CEMAT	Meta ANEEL	27,7	28,6	32,4
	Real	21,8	22,8	23,8
	% diferença	(21,3)	(20,3)	(26,5)

Perdas de Energia Elétrica

Os resultados econômicos e financeiros da Companhia é afetados pelas perdas de energia elétrica, as quais motivaram uma compra de energia maior do que a que teria sido necessária. As perdas de energia elétrica estão divididas em duas categorias básicas: perdas técnicas e perdas não técnicas. Perdas técnicas são inerentes ao fluxo de energia elétrica através do sistema de distribuição, visto que uma porção da energia que a Companhia distribui dissipa-se na forma de calor nos condutores elétricos e nos transformadores. Perdas não técnicas referem-se à energia elétrica consumida, mas, que de alguma forma, não foi medida. Resultam principalmente de conexões irregulares, de fraudes em medidores, de falhas na medição e de erros no faturamento. A perda de energia elétrica média da Companhia em 2010 foi de 17,7%, dos quais 10,7% foram perdas técnicas e 7,0% perdas não técnicas.

A tabela a seguir contém informações referentes às perdas de eletricidade da Companhia (inclusive como uma porcentagem do total de eletricidade vendida), nos períodos indicados:

		Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
		2010	2009	2008
		Em %		
CELPA	Perdas Técnicas	7,0	6,0	6,4
	Perdas não técnicas	10,7	10,6	9,8
	Total	17,7	16,6	16,2

Consumidores

A prestação do serviço de distribuição de energia elétrica compreende o atendimento de um mercado que se divide em consumidores livres, os quais podem escolher um fornecedor de energia distinto do grupo que lhes fornecer acesso à rede de distribuição, e consumidores cativos, os quais adquirem a energia fornecida pela distribuidora conjuntamente com o serviço de uso da rede.

Os consumidores cativos da Companhia são classificados em cinco classes de consumo principais: industriais, residenciais, comerciais, rurais e outros (os quais incluem instituições governamentais e de serviços públicos).

- **Consumidores Residenciais.** Em 31 de dezembro de 2010, a Companhia possuía 793,9 mil de consumidores residenciais. O consumo dos consumidores residenciais representou aproximadamente 32,2% do volume total de eletricidade da Companhia no período de encerrado em 31 de dezembro de

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

2010, 32,2% em 2009 e 31,5% em 2008. Atualmente, o segmento de eletricidade residencial é o segmento mais lucrativo da Companhia.

- **Consumidores Industriais.** Em 31 de dezembro de 2010, a Companhia possuía 16,4 mil consumidores industriais, inclusive usuários de grandes volumes. Tais consumidores representaram 18,1% do volume total de eletricidade vendido no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2010, 21,2%, em 2009 e 22,1% em 2008.
- **Consumidores Comerciais.** Em 31 de dezembro de 2010, as distribuidoras da Companhia possuíam 78,7 mil consumidores comerciais, inclusive empresas de varejo, escritórios, bancos, empresas prestadoras de serviços, universidades e hospitais particulares. Tais consumidores representaram 21,3% do volume total de eletricidade vendido no período encerrado em 31 de dezembro de 2010, 22,0% em 2009 e 22,0% em 2008.
- **Consumidores Rurais.** Em 31 de dezembro de 2010, a Companhia possuía 139,5 mil consumidores rurais que representavam 11,9% do volume total de eletricidade vendido no período encerrado em 31 de dezembro de 2010, 11,9% em 2009 e 11,7% em 2008.
- **Outros Consumidores.** Em 31 de dezembro de 2010, a Companhia possuía aproximadamente 12,3 mil outros consumidores, incluindo do setor público, iluminação pública e consumidores do serviço público. Consumo por outros consumidores representaram 12,3% do volume total de eletricidade vendido no período encerrado em 31 de dezembro de 2010, 12,7% em 2009 e 12,7% em 2008.

Consumidores também são classificados pelo nível de tensão, geralmente em função do montante de consumo ou de demanda contratada. Os consumidores industriais e comerciais que são supridos em um nível de alta tensão (acima de 13,8kV) são os consumidores do grupo A e os clientes industriais, comerciais e residenciais que são supridos em níveis de tensão mais baixos (127/220V) são consumidores do grupo B.

A tabela a seguir apresenta a receita operacional bruta e o total de energia elétrica distribuída pela Companhia.

	Em 31 de dezembro de								
	2010			2009			2008		
	R\$(¹)	GWh	%	R\$(¹)	GWh	%	R\$(¹)	GWh	%
CEMAT									
Residencial	790,9	1.727		720,7	1.618	31,2	626,4	1.506	29,6
Industrial	461,9	973		459,3	1.064	20,5	411,9	1.057	20,8
Comercial	571,9	1.142		550,7	1.104	21,3	506,3	1.054	20,7
Rural	180,6	640		169,0	595	11,5	141,6	558	11,0
Outros	348,8	888		278,5	810	15,6	311,2	909	17,9
Total	2.354,1	5.370		2.178,2	5.190	100	1.997,4	5.083	100

(1) Em milhões.

Em 2010, o número de consumidores de distribuição da Companhia e o volume de energia distribuída aumentou 4,9% e 3,5%, respectivamente. O volume total de energia distribuída representa a soma de energia vendida para usuários finais ou outras distribuidoras e energia que é transmitida por meio de redes de distribuição para o consumo de consumidores livres ou entrega para outras concessionárias. Este crescimento em eletricidade distribuída corresponde a um período de recuperação na economia, que também causou impacto no consumo residencial.

Consumidores Potencialmente Livres

Consumidores potencialmente livres são consumidores com uma demanda contratada acima de 3,0 MW que estão conectados em redes de distribuição da Companhia a um nível de voltagem de 69kV, ou mais, a partir de 8 de julho de 1995. Para os conectados antes de 8 de julho de 1995, são potencialmente livres somente os que possuem demanda contratada acima de 3,0 MW conectados a um nível de voltagem de 69 KV ou mais. O número de consumidores da Companhia potencialmente livres relativo ao número total de consumidores cativos é pequeno. Estes consumidores representaram 3,9% do volume de vendas de energia da Companhia durante 2010. Com relação à receita da Companhia, representou 1,9% durante 2010.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Consumidores Especiais

Consumidores especiais são consumidores com uma demanda contratada entre 500 KW e 3,0 MW, conectados em redes de distribuição da Companhia em qualquer nível de voltagem, e que podem ser atendidos por geradores hidrelétricos, eólicos, solares ou que utilizem biomassa em seu processo de produção de energia e que possuem potencia injetada na rede de até 30,0 MW. Estes consumidores, quando atendidos por estas fontes, possuem desconto na tarifa de uso da rede de distribuição de 50% ou 100%. Este subsídio é distribuído pela ANEEL para pagamento pelos demais consumidores cativos das distribuidoras, nos processos de reajuste tarifário das distribuidoras, conforme legislação vigente no Brasil.

Tarifas Aplicáveis e os mecanismos tarifários

A Companhia opera com tarifas reguladas e seus resultados dependem de ajustes e revisões aprovados pela ANEEL. Seus respectivos contratos de concessão definem reajustes anuais, revisões tarifárias periódicas e a possibilidade de revisões tarifárias extraordinárias.

A tabela a seguir apresenta a tarifa média por tipo de consumidor da Companhia para os períodos indicados.

	2010	Em 31 de dezembro de 2009 (em reais/MWh)	2008
CEMAT			
Residenciais	457,9	445,6	416,1
Industriais	474,5	431,8	389,6
Comerciais	500,7	498,8	480,4
Rurais	282,4	283,9	253,9
Outros	359,9	362,0	342,4
Média Total	457,7	422,5	392,9

Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD

Um consumidor que opte pelo mercado livre e utilize o sistema de distribuição deve pagar a tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD ao distribuidor local. No entanto, a ANEEL autoriza os consumidores livres a parar de pagar as tarifas TUSD para os distribuidores locais caso eles construam suas próprias redes de distribuição e as conectem às redes interconectadas. Caso qualquer dos consumidores livres decida construir suas próprias redes de distribuição, o lucro bruto operacional do distribuidor será adversamente afetado. A redução do lucro derivado pela migração dos consumidores para o mercado livre não causa geralmente uma redução material das margens de lucro para um distribuidor, visto que há uma compensação para o investimento do distribuidor retirada das tarifas TUSD, que continuam a ser pagas para o distribuidor inclusive após um consumidor potencialmente livre mudar para um outro fornecedor de energia.

A tabela abaixo apresenta a receita bruta operacional resultante da TUSD por consumidores livres representando energia em trânsito por rede, nos exercícios indicados.

(em R\$milhões)	No exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	2010	2009	2008
CEMAT		60,5	51,6

Atendimento ao Cliente

Para o atendimento a consumidores, a Companhia dispõe de uma estrutura de ouvidoria, *call center* próprio e de agências espalhadas nos Estados de atuação da Companhia. Ademais, a Companhia atende os grandes consumidores e o poder público através de áreas específicas dentro de suas distribuidoras. É possível, ainda, contatar a Companhia através de seu *website*.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

O atendimento de grandes consumidores é de forma a garantir a padronização e uniformização de procedimentos para todas as distribuidoras do grupo. A Companhia tem tido significativas melhorias em processos de atendimentos a este segmento de grandes clientes, como a ampliação contínua de serviços disponibilizados através de seu *website*. A Companhia oferece atendimento personalizado através de gestores de relacionamento. Ademais, a Companhia mantém um *call-center* exclusivo para atendimento destes clientes. A Companhia realiza pesquisas anuais para o correto entendimento de suas necessidades e elabora planos de ação anuais com base nos resultados destas pesquisas para implementar melhorias que atendam a estas necessidades.

Procedimentos de Faturamento

Os consumidores da Companhia são faturados segundo um dos seguintes sistemas tarifários: (1) o sistema convencional de tarifas, que é aplicado a consumidores das Classes A e B ou (2) o sistema de tarifas sazonal-horário, que só é aplicado a consumidores da Classe A. O sistema de tarifa convencional aplica uma alíquota fixa, sem levar em consideração quaisquer variações sazonais ou de horário. O sistema de tarifas sazonal-horário, por sua vez, considera tanto as variações sazonais, que são as estações de seca (maio a outubro) e de chuvas (novembro a abril), quanto às variações horárias ao longo do dia, que são os horários de ponta (horas em que o consumo atinge picos de demanda) e horários fora de ponta (demais horas do dia). As tarifas mais altas também são aplicadas durante as horas de pico de demanda.

As leituras dos medidores e o faturamento são efetuados mensalmente para todos os consumidores, com exceção dos consumidores rurais, cujos medidores são lidos a intervalos que variam de um a três meses (porém, se a leitura não for efetuada, esses consumidores são faturados mensalmente, com base no consumo médio recente). As faturas são emitidas a partir das leituras dos medidores ou com base na estimativa de consumo de energia, conforme calendário de leituras e faturamento definidos, com vencimento para cinco dias úteis após apresentação aos consumidores. Os pagamentos podem ser feitos em bancos, casas lotéricas ou nas filiais dos Correios.

Procedimentos de Cobrança

A Companhia considera o gerenciamento e o controle dos pagamentos em atraso pelos consumidores como uma prioridade e estabelece metas para reduzir o nível de inadimplência e aumentar os valores recebidos.

Para os consumidores da Classe B, em caso de não pagamento, o sistema de faturamento identifica a inadimplência, e emite uma notificação sobre a falta de pagamento incluída na fatura do mês subsequente, com indicação da previsão da data de possível suspensão do fornecimento de energia permanecendo o não pagamento, em prazo não inferior a quinze dias. O tratamento para os consumidores da Classe A é diferente, em função principalmente dos maiores valores das faturas, sendo enviada notificação aos inadimplentes, quatro dias úteis após a data de vencimento, ficando sujeitos à suspensão do fornecimento de energia após quinze dias dessa notificação.

Além da suspensão, a Companhia utiliza os seguintes métodos para cobrar os pagamentos em atraso:

- empresas de cobrança – consumidores com o fornecimento suspenso e dívidas vencidas há 90 dias ou mais são contatados por empresas de cobrança para obtenção do pagamento;
- pagamentos parcelados – em certos casos, os consumidores podem negociar a amortização de suas dívidas em parcelas, geralmente pagando um valor inicial de 30,0% a 40,0% do total da dívida. Sobre estas contas, incidem juros e multas. Neste caso, o cliente não pode atrasar nenhuma parcela;
- ações legais - caso a Rede Energia não consiga recuperar montantes antigos devidos de um consumidor, através das empresas de cobrança e não consiga estabelecer um plano de renegociação de dívida com este consumidor, esta dívida é encaminhada para o departamento jurídico da Companhia que propõe um ação legal para coletar o montante devido; e
- SPC/SERASA – nas áreas em que não há vedação legal, a Companhia encaminha as faturas dos clientes em débito com as distribuidoras da Companhia para inclusão no cadastro de inadimplentes do SPC e do SERASA.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

A Companhia apresenta anualmente programas de pesquisa e desenvolvimento e programas de eficiência energética para a ANEEL, a qual, após sua aprovação, acompanha o cumprimento das metas físicas e financeiras.

De acordo com a Lei n.º 9.991, de 24 de julho de 2000, as distribuidoras devem aplicar em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, anualmente, o montante mínimo de 0,50% da sua receita operacional líquida, e de 0,50% em programas de eficiência energética, voltados para o uso final da energia. A partir de 1º de janeiro de 2011, as porcentagens passam a ser 0,75% e 0,25%, respectivamente. Da mesma maneira, a partir de 1º de janeiro de 2006, as geradoras e os produtores independentes, bem como as transmissoras, ficaram obrigadas a aplicar, anualmente, o montante mínimo de 1% de sua receita operacional líquida, em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, exceto para as PCHs e companhias que geram energia, exclusivamente, a partir de instalações eólicas, solares e de biomassa.

De acordo com a Lei n.º 9.991, de 24 de julho de 2000, as concessionárias de serviço público de geração e transmissão de energia são obrigadas a investir anualmente ao menos 1% de sua receita operacional líquida em P&D, com exceção das companhias que geram energia por meio de fontes eólica, solar, biomassa e PCHs.

O Governo Federal distribui os recursos que coleta para pesquisa e desenvolvimento do setor de energia da seguinte forma: 40% para projetos executados pelas concessionárias, 40% destinados ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico e 20% destinados ao MME, em cada caso a fim de custear os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como, os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidrelétricos. O Governo Federal direcionará no mínimo 30% dos recursos a projetos desenvolvidos por instituições de pesquisa sediadas nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste.

Nos últimos 3 anos, as distribuidoras da Companhia investiram um valor total de R\$ 8,3 milhões em pesquisa e desenvolvimento e R\$ 33,2 milhões em eficiência energética, conforme descritos na tabela abaixo:

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	2010	2009	2008
	(em R\$ milhões)		
Pesquisa & Desenvolvimento	3,1	2,7	2,5
Eficiência Energética	12,4	11,0	9,9
Total	15,4	13,7	12,3

c) características dos mercados de atuação:

Principais Entidades do Setor

Conselho Nacional de Política Energética – CNPE

Criado em agosto de 1997 para prestar assessoria ao Presidente da República no tocante ao desenvolvimento e criação da política nacional de energia. O CNPE é presidido pelo Ministro de Minas e Energia, sendo a maioria de seus membros ministros de Estado 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.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Em agosto de 2004, o Governo Federal editou o Decreto n.º 5.184 que criou a EPE e aprovou seu estatuto social. A EPE é uma empresa pública federal, responsável pela condução de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. 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.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE

Também em agosto de 2004, o Governo Federal editou o Decreto n.º 5.175 que criou o CMSE, o qual 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.

Ministério de Minas e Energia

O MME é o órgão do Governo Federal responsável pela condução das políticas energéticas do País. Após a aprovação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o Governo Federal, atuando basicamente por meio do MME, assumiu certas obrigações que estavam previamente sob a responsabilidade da ANEEL, destacando-se a outorga de concessões e a emissão de instruções regulando o processo de licitação para concessões referentes aos serviços públicos no setor brasileiro de energia.

Agência Nacional de Energia Elétrica

A ANEEL foi instituída em 1996 com as atribuições de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia. Com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a principal responsabilidade da ANEEL passou a ser de regular e supervisionar o setor de energia elétrica em linha com a política estabelecida pelo MME. As atuais responsabilidades da ANEEL incluem, entre outras (1) administrar concessões para atividades de geração, transmissão e distribuição de energia, inclusive com a aprovação de tarifas; (2) supervisionar a prestação de serviços pelas concessionárias e impor as multas aplicáveis; (3) promulgar normas para o setor elétrico; (4) implantar e regular a exploração de fontes de energia, inclusive o uso de energia hidrelétrica; (5) promover licitações para novas concessões; (6) resolver disputas administrativas entre os agentes do setor; e (7) definir os critérios e a metodologia para determinação de tarifas de transmissão.

Operador Nacional do Sistema Elétrico

O ONS foi criado em 1998, sob forma de entidade de direito privado sem fins lucrativos, constituída por geradores, transmissores, distribuidores e consumidores livres. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico concedeu ao MME poder para indicar três diretores para a Diretoria Executiva do ONS. O papel básico do ONS é operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no SIN, bem como administrar a Rede Básica de transmissão de energia elétrica, com o objetivo principal de atender aos requisitos de carga, otimizar custos e garantir a confiabilidade do sistema, definindo ainda as condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão do País.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

A CCEE, instituída pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, absorveu as funções e estruturas organizacionais do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, originalmente uma entidade auto-regulada. Entre suas principais obrigações estão (1) a realização de leilões de compra e venda de energia no ACR, por delegação da ANEEL; (2) apuração do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), utilizado para valorar as transações realizadas no mercado de curto prazo, (3) a realização da contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados e (4) a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no mercado de curto prazo.

A CCEE tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN no ACR e no ACL, além de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo, as quais são auditadas externamente, nos termos da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica. As Regras e Procedimentos de Comercialização que regulam as atividades realizadas na CCEE são aprovados pela ANEEL.

Concessões

A Constituição Federal 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, o setor elétrico brasileiro foi explorado principalmente por concessionárias de geração, distribuição e transmissão controladas pelo Governo Federal ou Estadual.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

As empresas ou consórcios que desejam construir e/ou operar instalações para geração, transmissão ou distribuição de energia no Brasil devem participar de processos licitatórios. Empresas ou consórcios que desejem atuar em comercialização ou geração térmica devem solicitar permissão ou autorização ao MME ou a ANEEL, conforme o caso. Concessões dão o direito de gerar, transmitir ou distribuir energia 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 critério do Poder Concedente.

Principais Previsões da Lei de Concessões

A Lei de Concessões estabelece, entre outras matérias, as condições que a concessionária deve cumprir ao fornecer serviços de energia, os direitos dos consumidores e as obrigações da concessionária e do Poder Concedente. Os principais dispositivos da Lei de Concessões estão resumidos como segue:

- *Serviço adequado.* A concessionária deve prestar adequadamente serviço regular, contínuo, eficiente e seguro.
- *Uso de terrenos.* A concessionária poderá usar terrenos públicos ou solicitar que o Poder Concedente desaproprie terrenos privados necessários à prestação de serviços em benefício da concessionária. Em tal caso, a concessionária deve indenizar os proprietários dos terrenos desapropriados.
- *Responsabilidade Objetiva.* A concessionária é objetivamente responsável pelos danos diretos e indiretos resultantes da prestação inadequada dos serviços de distribuição de energia, tais como interrupções abruptas no fornecimento e variações na voltagem.
- *Alterações na participação controladora.* O Poder Concedente deve aprovar qualquer alteração direta ou indireta de participação controladora na concessionária.
- *Intervenção pelo Poder Concedente.* O Poder Concedente poderá intervir na concessão a fim de garantir o desempenho adequado dos serviços e o cumprimento integral das disposições contratuais e regulatórias. Dentro de 30 dias da data do decreto que autoriza a intervenção, o Poder Concedente deve dar início a um processo administrativo em que a concessionária tem direito de contestar a intervenção. Durante o processo administrativo, um interventor nomeado pelo Poder Concedente passa a ser responsável pela manutenção da prestação dos serviços e da própria concessão. Caso o processo administrativo não seja concluído dentro de 180 dias da data do decreto, a intervenção cessa e a administração da concessão é devolvida à concessionária. A administração da concessão é também devolvida à concessionária se o interventor decidir não terminar a concessão.
- *Término antecipado da concessão.* O término do contrato de concessão poderá ser antecipado por meio de encampação ou caducidade. Encampação consiste no término prematuro de uma concessão por razões relacionadas ao interesse público, que devem ser expressamente declaradas por lei. Já a caducidade deve ser declarada pelo Poder Concedente depois da ANEEL ou do MME ter emitido um despacho administrativo final atestando que a concessionária, entre outros fatores, (1) deixou de prestar serviços adequados ou de cumprir a legislação ou regulamentação aplicável, ou (2) não tem mais capacidade técnica financeira ou econômica para fornecer serviços adequados. A concessionária pode contestar a encampação ou caducidade em juízo. A mesma tem, ainda, direito à indenização por seus investimentos em ativos reversíveis que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados, após dedução de quaisquer multas e danos devidos pela concessionária.
- *Término por decurso do prazo.* Quando a concessão expira, todos os ativos, que são relacionados à prestação dos serviços de energia são revertidos ao Poder Concedente. Depois do término, a concessionária tem direito de indenização por seus investimentos em ativos revertidos que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados.
- *Demais hipóteses de término antecipado da concessão.* O término do contrato de concessão também poderá ser antecipado em caso de falência da concessionária ou vício ou irregularidade no procedimento de outorga da concessão.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Penalidades

A regulamentação da ANEEL prevê a aplicação de sanções e penalidades aos agentes do setor elétrico e classifica as penalidades (conforme Resolução ANEEL nº 63/2004 e alterações) 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 ou autorizações e caducidade). Para cada violação, as multas podem atingir até 2,0% do faturamento da concessionária (deduzidos o ICMS e o ISS), no período de 12 meses imediatamente anteriores à lavratura do auto de infração. Algumas das infrações que podem resultar em aplicação de multas referem-se às falhas das concessionárias em solicitar a prévia e expressa autorização da ANEEL para determinados atos, inclusive, (1) assinatura de contratos entre partes relacionadas; (2) alienação 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 tais bens ou a receita dos serviços de energia; ou (3) 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.

Universalização dos Serviços de Distribuição de Energia Elétrica

Em 2002, o Governo Federal começou a implementar um programa de universalização destinado a tornar a energia elétrica disponível aos consumidores que de outra forma não teriam acesso a ela. Neste programa, os consumidores de energia elétrica não precisam arcar com os custos de ligação da rede de energia elétrica, os quais são de responsabilidade das distribuidoras de energia elétrica.

A ANEEL estabeleceu metas para a expansão dos serviços de distribuição prestados por concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, inclusive a meta final de tornar universal o acesso à energia elétrica até 2014. A ANEEL definiu um fator de redução a ser aplicado às tarifas durante o período em que as distribuidoras deixem de cumprir com os projetos de universalização. Os recursos obtidos com o uso de bens públicos e as multas aplicadas às distribuidoras serão investidos na expansão da meta dos serviços universais de distribuição pública de energia, conforme estipulado na regulamentação editada pela ANEEL.

Em 11 de novembro de 2003, o Governo Federal instituiu o Programa Luz para Todos, sob coordenação do MME e operacionalização da Eletrobrás, destinado a propiciar até o ano de 2010, o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural brasileiro que ainda não possui acesso a esse serviço público, por meio de subvenção econômica advinda da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e financiamentos com fundos da Reserva Global de Reversão – RGR.

Modelo Vigente para o Setor Elétrico

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 elétrico a fim de fornecer incentivos aos agentes privados e públicos para construir e manter a capacidade de geração e garantir o fornecimento de energia a tarifas moderadas por meio de processos competitivos de leilões públicos de energia. Essa lei foi regulamentada por inúmeros decretos a partir de maio de 2004, e também a inúmeras Resoluções e Portarias posteriores emitidas pela ANEEL e pelo MME.

Este novo modelo alterou significativamente as regras de comercialização das distribuidoras, que passaram a comprar energia compulsoriamente através de leilões regulados. Também foram criados dois ambientes de contratação: o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL. Foi extinta a possibilidade de venda bilateral de energia entre empresas pertencentes ao mesmo grupo econômico (“*self-dealing*”).

Restrições Estruturais no Mercado de Energia Elétrica

Restrições à Concentração no Mercado de Energia Elétrica

A ANEEL revogou, em janeiro de 2008, as regras de concentração de mercado dos agentes econômicos nas atividades do setor de energia elétrica, que estavam vigentes desde o ano 2000. As novas regras que regularão os procedimentos para análise dos limites, condições e restrições para participação de agentes econômicos nas atividades do setor de energia elétrica, foram objeto de audiência pública, promovida pela ANEEL e atualmente se encontra em análise pela Superintendência de Estudos Econômicos do Mercado

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

(SEM) da ANEEL, e prevêem critérios para avaliação e aprovação pela ANEEL sobre a concentração de mercado, incluindo-se os eventos de transferência acionária entre os agentes.

Restrições às Atividades das Distribuidoras

A desverticalização no setor de energia elétrica é um processo aplicável às empresas que atuam de forma verticalmente integrada, tendo como objeto a segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e vem sendo implementada no Brasil desde 1995. Basicamente, o processo de desverticalização tem como objetivos (1) preservar a identidade de cada concessão, (i) evitar a contaminação na formação dos custos e da base de remuneração da atividade de serviço público, (ii) permitir a aferição do equilíbrio econômico-financeiro de cada concessão, (iii) ensejar a transparência da gestão e (iv) permitir que o mercado e os consumidores brasileiros sejam inteiramente informados dos resultados de cada concessão; (2) efetivar e estimular a competição no setor elétrico nos segmentos nos quais a competição é possível (geração e comercialização); bem como (3) aprimorar o sistema de regulação dos segmentos nos quais há monopólio de rede (transmissão e distribuição).

Sob a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, concessionárias e companhias autorizadas a gerar e transmitir energia elétrica no SIN são proibidas de se associarem ou controlarem empresas que distribuem energia elétrica no SIN. As distribuidoras do SIN, bem como empresas permitidas ou autorizadas a distribuírem energia elétrica através do SIN, não podem (1) desenvolver atividades relacionadas à geração e transmissão de energia, (2) vender energia a consumidores livres, (3) deter, direta ou indiretamente, qualquer participação em qualquer outra empresa, ou (4) desenvolver atividades que não estejam relacionadas às suas respectivas concessões, exceto aquelas permitidas por lei ou constantes do contrato de concessão.

Essas restrições não se aplicam nos seguintes casos: (i) fornecimento de energia elétrica em áreas de sistemas 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 a sociedade do mesmo grupo econômico, mediante prévia anuência da ANEEL.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico concedeu um período de transição de 18 meses para as empresas se ajustarem a essas regras, com vencimento em 15 de setembro de 2006, com possível prorrogação até 15 de março de 2008, na hipótese de as empresas não serem capazes de cumprir as exigências dentro do período inicialmente prescrito. A Rede Energia já havia tomado as medidas necessárias para se adequar a essas exigências antes mesmo de 15 de setembro de 2006.

Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, negócios de compra e venda de energia serão realizados em dois mercados: (1) consumidores cativos, que adquirem a energia necessária pelas distribuidoras no ACR e pagam pelo uso da rede da distribuidora e (2) consumidores potencialmente livres, que podem escolher comprar energia elétrica de outro fornecedor de energia no ACL e pagar somente pelo uso da rede de seu distribuidor. Consumidores potencialmente livres são consumidores que preenchem os requisitos de elegibilidade para serem consumidores livres, mas que não optaram por ser consumidores livres.

Consumidores Potencialmente Livres

Consumidores potencialmente livres são aqueles que podem exercer a opção por outro supridor de energia elétrica, sendo caracterizados por:

- se ligados após 8 de julho de 1995, com demanda contratada acima de 3 MW e em qualquer nível de tensão;
- se ligados antes de 8 de julho de 1995, com demanda contratada acima de 3 MW, mas atendidos em nível de tensão maior ou igual a 69 kV.

Os consumidores potencialmente livres são, em geral, grandes indústrias ou centros comerciais. Além disso, consumidores com demanda contratada igual ou superior a 500 kW poderão celebrar contratos de energia com supridores, que não sua empresa local de distribuição, desde que contratando energia de fontes supridoras incentivadas com determinadas características, entre elas: PCHs, energia solar, eólica e biomassa, todas com potência injetada na rede elétrica inferior a 30 MW. Estes supridores tem direito ao desconto de 50 % ou 100 % na TUSD, aplicado da geração ao consumo.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Uma vez que um consumidor tenha optado pelo ACL, este somente poderá retornar ao ACR se notificar seu distribuidor local com cinco anos de antecedência, ou em menor prazo a critério do distribuidor. Tal exigência prévia busca, além de evitar comportamentos oportunistas pelo consumidor potencialmente livre, garantir que o distribuidor possa comprar energia adicional no ACR sem impor custos extras ao seu mercado cativo. Os consumidores que possuem demanda contratada entre 500 Kw e 3000 Kw, somente atendidos pelas fontes incentivadas, podem exercer a opção para retorno ao mercado cativo com 180 dias de antecedência ao efetivo retorno.

Os consumidores potencialmente livres representam um pequeno percentual da base total de consumidores da Companhia. Esses consumidores representaram 3,9% do volume de vendas de energia da Companhia durante 2010. Com relação a receita da Companhia, esses consumidores representaram 1,9% durante 2010.

Consumidores de alta tensão que compram energia de distribuidores de forma regulada o faziam a preços subsidiados até 2007. Esse subsídio, conhecido por “subsídio cruzado”, começou a ser gradualmente retirado a partir de julho de 2003 e foi totalmente eliminado em 2007, por meio de um processo denominado de realinhamento tarifário.

Tarifas Aplicáveis a Consumidores Cativos

A ANEEL regula as tarifas de distribuição que as distribuidoras são permitidas a cobrar de seus consumidores cativos. Diferentes tarifas são estabelecidas para consumidores residenciais, comerciais, industriais e rurais, bem como para agências públicas, iluminação pública e consumidores do setor público. Desde 2002, consumidores de baixa renda têm se beneficiado de uma tarifa especial estabelecida pelo Governo Federal por meio da ANEEL. Durante o ano de 2002, o déficit gerado pela aplicação desta tarifa especial foi financiado pela Eletrobrás com fundos da RGR. Em 2002, de acordo com o Decreto n.º 4.336, de 15 de agosto de 2002, foi determinado que as empresas de distribuição seriam compensadas pela perda de receitas resultante da tarifa especial pelo Governo Federal com fundos derivados de dividendos pagos pela Eletrobrás e outras empresas estatais federais e da CDE.

Os valores das tarifas de distribuição são reajustados anualmente pela ANEEL, conforme fórmula paramétrica prevista no contrato de concessão. Ao ajustar tarifas de distribuição, a ANEEL divide a receita das concessionárias de distribuição em duas parcelas correspondentes aos seguintes custos: (1) custos exógenos aos da distribuidora (chamado de custos “não gerenciáveis”), ou Parcela A, e (2) custos sob o controle das distribuidoras (chamado de custos “gerenciáveis”), ou Parcela B. Os custos da Parcela A incluem, entre outros:

- determinados encargos tarifários (taxas regulatórias); e custos de conexão e transmissão; e
- custos de energia comprada para revenda (1) de acordo com contratos bilaterais livremente negociados entre as partes; (2) custos de energia comprada de Itaipu; e (3) preços de energia comprada em leilões públicos.

A Parcela B compreende (1) componente concebido para compensar a distribuidora com o custo de remuneração de seus ativos, (2) custos de depreciação e (3) componente concebido para compensar a distribuidora por seus custos operacionais e de manutenção. Estes custos da Parcela B são determinados subtraindo-se os custos da Parcela A da receita da distribuidora.

O contrato de concessão de cada empresa de distribuição estabelece 3 formas de reajuste: (1) um reajuste anual de tarifa; (2) revisão periódica das tarifas com intervalos que geralmente variam entre três e cinco anos, conforme o contrato de concessão, para recalibrar os custos da Parcela B; e (3) revisão extraordinária, analisadas caso a caso, para assegurar equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras e compensá-las por custos imprevisíveis, inclusive impostos, que alterem significativamente sua estrutura de custos.

Encargos Setoriais

Conta de Consumo de Combustível

Empresas de distribuição e empresas de geração que vendem diretamente a consumidores finais são obrigadas a contribuir para a Conta de Consumo de Combustível - CCC, com o objetivo de gerar reservas financeiras para cobertura de custos de combustíveis associados ao aumento do uso de usinas de energia termoeletrica. As contribuições anuais são calculadas com base em estimativas do custo de combustível

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

necessário para a geração de energia pelas usinas termoeletricas no ano seguinte. A CCC é administrada pela Eletrobrás.

Estes subsídios estão sendo gradualmente extintos, desde 2003, durante um período de três anos para usinas de energia termoeletrica construídas até fevereiro de 1998 e atualmente pertencentes ao SIN. Usinas termoeletricas construídas depois daquela data não terão direito a subsídios da CCC. Em abril de 2002, o Governo Federal estabeleceu que os subsídios da CCC continuariam a ser pagos às usinas termoeletricas localizadas em sistemas isolados por um período de 20 anos com o intuito de promover a geração de energia nestas regiões.

Conta de Desenvolvimento Energético

Em 2002, o Governo Federal instituiu a CDE, que é financiada por pagamentos anuais feitos por concessionárias pelo uso de ativos públicos, penalidades e multas impostas pela ANEEL e, desde 2003, pelas taxas anuais pagas por agentes que oferecem energia a usuários finais, por meio de um valor adicionado às tarifas pelo uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Estas taxas são reajustadas anualmente. A CDE foi criada para dar suporte (1) ao desenvolvimento da produção de energia em todo o País, (2) à produção de energia por fontes alternativas, e (3) à universalização de serviços de energia em todo o Brasil. A CDE permanecerá em vigor por 25 anos e é administrada pela Eletrobrás. A Companhia recebe pagamentos de reembolso da CDE como parte de seus investimentos no Programa Luz para Todos.

Reserva Global de Reversão

Em determinadas circunstâncias, as empresas de energia são compensadas por ativos ainda não depreciados, usados na concessão caso a mesma seja revogada ou não renovada ao final do contrato de concessão. A Reserva Global de Reversão (RGR) foi criada pelo Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, conforme alterado, com o objetivo de prover fundos para essa compensação. Em fevereiro de 1999, a ANEEL revisou a cobrança do RGR exigindo que todas as distribuidoras e determinadas geradoras que operam sob regime de serviço público fizessem contribuições mensais ao Fundo RGR a uma taxa anual equivalente a 2,5% dos ativos imobilizados da empresa em serviço, até um teto de 3% do total das receitas operacionais em cada ano. Nos últimos anos, o Fundo RGR tem sido usado, principalmente, para financiar projetos de geração e distribuição. O Fundo RGR está programado para ser suspenso até 2010, e a ANEEL está obrigada a revisar a tarifa de tal forma que o consumidor receba algum benefício pelo término do Fundo RGR. A Companhia recebe pagamentos de reembolso fundo da RGR como parte de seus investimentos no Programa Luz para Todos.

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) foi instituída pela Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996, conforme alterada, e equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária. Trata-se de parcela cujo valor anual é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades. A TFSEE fixada anualmente é paga mensalmente em duodécimos pelas concessionárias.

Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)

Em 2002, o PROINFA foi criado pelo Governo Federal com a finalidade de criar incentivos para o desenvolvimento de fontes alternativas de energia, tais como projetos de energia eólica, pequenas usinas hidrelétricas e projetos de biomassa, no SIN. Nos termos do PROINFA, a Eletrobrás compra a energia gerada por estas fontes alternativas por um 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, a exceção dos consumidores de baixa renda. Em primeira fase, o PROINFA foi limitado a uma capacidade contratada total de 3.300 MW (um terço para cada fonte). Projetos que se qualificaram para os benefícios oferecidos pelo PROINFA em sua primeira fase, devem estar totalmente operacionais até 30 de dezembro de 2010.

Pesquisa e Desenvolvimento

As concessionárias e companhias autorizadas a participar das atividades de distribuição, geração e transmissão de energia são obrigadas a investir anualmente pelo menos 1% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor de energia elétrica. As companhias que geram energia por meio de fontes eólicas, de biomassa ou por meio de PCHs não estão sujeitas a essa obrigação.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Despesas de Transmissão

As despesas de transmissão que compõem a Parcela A dos custos de uma distribuidora incluem pagamentos pelo uso e acesso da Rede Básica, bem como de tarifas de transmissão da energia comprada da Itaipu e ONS.

TUST - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

A TUST é paga por empresas de distribuição, geradoras e consumidores livres pelo uso da Rede Básica e é revisada anualmente de acordo com (i) a inflação e (ii) a receita anual das empresas de transmissão (que incorpora custos de expansão da própria rede). De acordo com critérios estabelecidos pela ANEEL, proprietários das diferentes partes da rede de transmissão transferiram a coordenação de suas instalações para o ONS em contrapartida do recebimento de pagamentos de usuários do sistema de transmissão. Usuários da rede, inclusive empresas de geração, empresas de distribuição e consumidores livres, assinaram contratos com o ONS que lhes conferem o direito de usar a rede de transmissão mediante o pagamento de tarifas. Outras partes da rede que são de propriedade de empresas de transmissão mas não consideradas como parte da Rede Básica, são disponibilizadas diretamente aos usuários interessados que pagam uma tarifa específica para a empresa de transmissão proprietária de tais instalações.

Tarifa de Transporte de Itaipu

A usina de Itaipu possui uma rede de transmissão exclusiva operada em corrente contínua e alternada, que não é considerada como parte da Rede Básica ou do sistema de conexão intermediário. O uso deste sistema é remunerado por uma tarifa específica chamada de tarifa de transporte de Itaipu, paga pela Companhia e pelas empresas, situadas nas regiões Sudeste, Centro Oeste e Sul do país, que compulsoriamente compram energia de Itaipu, proporcionalmente às respectivas quotas, calculadas em função da participação de cada empresa no mercado global destas regiões.

Pagamento de Ativos

A remuneração regulatória sobre os ativos que compõem a Base de Remuneração de uma distribuidora é calculada, aplicando-se a taxa de custo médio ponderado de capital sobre esta base líquida. A base de remuneração regulatória líquida da distribuidora é o (i) ativo imobilizado em serviço, avaliado e depreciado, (ii) almoxarifado de operação, (iii) ativo diferido deduzido das obrigações especiais, proporcionalmente ao valor do investimento da distribuidora e (iv) capital de giro estritamente necessário à movimentação da distribuidora.

De acordo com as normas regulamentares, o valor depreciado dos ativos imobilizados em serviço da distribuidora é determinado pelo inventário dos ativos imobilizados, utilizando o valor novo do ativo como base para a determinação do seu valor de mercado e descontando o valor desses ativos pelo número de anos que eles estiverem em uso. Na metodologia em vigor, o inventário de ativos existentes só é feito nas revisões tarifárias dos anos terminados em números ímpares. Ativos imobilizados adquiridos depois do último estoque físico são adicionados à base de remuneração regulatória aplicando um valor novo para estes ativos. Durante a revisão tarifária periódica no qual o inventário não é conduzido, o valor do ativo imobilizado previamente reconhecido será indexado por IGP-M e reduzido pela depreciação destes ativos ao longo dos anos.

Custos de Depreciação

O custo de depreciação que compõe o custo da Parcela B de uma distribuidora é calculado pela multiplicação do valor novo do ativo imobilizado da distribuidora pela taxa média de desvalorização da distribuidora, a qual é estabelecida pelas regulamentações aplicáveis.

Custos de Operação e Manutenção

Os custos de operação e manutenção que compõem o custo da Parcela B de uma distribuidora são calculados com referência ao custo de operação e manutenção simulado de uma distribuidora virtual (*benchmark*) prestando serviço na mesma área de concessão. Para determinar os custos de operação e manutenção desta distribuidora hipotética, as distribuidoras negociam com a ANEEL os valores de simulação da empresa de referência (*benchmark*) para custos de operação e manutenção, custos de gerenciamento e vendas, custos administrativos e custos relacionados ao inadimplemento dos consumidores da distribuidora.

Reposicionamento Tarifário

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Reajuste Anual – IRT

O reajuste anual é um evento que ocorre anualmente, conforme estipulado no contrato de concessão. Este reajuste anual é definido pelo IRT – Índice de Reajuste Tarifário, que leva em consideração a correção das duas parcelas que compõem a receita da distribuidora, a saber:

- Parcela A – composta pelos custos não-gerenciáveis tais como: a compra da energia elétrica, os encargos do uso da rede e os encargos regulatórios, que são repassados ao consumidor observando em alguns casos os limites estipulados pela ANEEL; e
- Parcela B – parcela relativa aos custos gerenciáveis que são representados pelos custos de operação e manutenção, pelo retorno dos investimentos relacionados ao sistema de distribuição de energia elétrica, bem como os custos de depreciação e amortização corrigido pelo IGP-M, subtraída do Fator X (índice que reflete os ganhos de produtividade auferidos pela distribuidora que são compartilhados com consumidores).

Revisão Tarifária Periódica

Tarifas de distribuição são ajustadas pela ANEEL com bases periódicas de geralmente a cada 3 a 5 anos, dependendo de como consta no contrato de concessão da distribuidora. Todas as distribuidoras tiveram suas respectivas revisões tarifárias em 2007 ou 2008. As próximas revisões tarifárias periódicas de distribuidoras da Companhia ocorrerão nos próximos 4 e 5 anos. Como parte destes ajustes, (1) todos os custos da Parcela B da distribuidora são recalculados; e (2) o Fator X que permanecerá válido para o reajuste anual de tarifa anterior ao próximo período de ajuste tarifário é calculado. O fator X, também 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 da distribuidora (uma vez que usualmente os aumentos de salários se baseiam no IPCA e os aumentos da Parcela B se baseiam no IGP-M).

O fator X, conforme mencionado, é estabelecido a cada revisão periódica de acordo com a projeção dos ganhos de produtividade que serão auferidos pela concessionária devido ao crescimento de mercado até a próxima revisão tarifária.

Atividades desempenhadas pela distribuidora que não são associadas à distribuição de energia elétrica são incluídas nos cálculos da revisão tarifária periódica como fontes alternativas de receita da distribuidora.

Revisão Tarifária extraordinária

Distribuidoras de energia têm direito à revisão extraordinária, analisadas caso a caso, para assegurar seu equilíbrio econômico-financeiro e compensá-las por custos imprevisíveis e extraordinários, inclusive impostos, que alterem significativamente sua estrutura de custos. Revisões tarifárias extraordinárias foram concedidas (1) em Junho de 1999, para compensar o aumento de custo da energia comprada da Itaipu, em razão da desvalorização do Real em frente ao Dólar, (2) em 2000, para compensar o aumento do COFINS de 2% para 3% e (3) em Dezembro de 2001, para compensar as perdas causadas pelo programa de racionamento.

Tarifas de Uso da Rede Aplicáveis aos Consumidores Livres

Consumidores livres e outras concessionárias pagam a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, a qual é regulada pela ANEEL para o uso do sistema da distribuidora na qual são conectadas. O TUSD consiste nos seguintes componentes:

- Serviço A (custos relacionados ao pagamento do TUST na Rede Básica; custos relacionados ao TUST-Fronteira; custos incorridos na Rede Básica; TUSD pago para outras concessionárias e perdas de energia elétrica na Rede Básica);
- Serviço B (dimensionada para remunerar os ativos das distribuidoras, quotas em uma quantidade igual aos custos de depreciação e operação a serem adicionadas de volta à base de ativos da distribuidora, em cada caso, conforme estabelecido nas revisões tarifárias periódicas da distribuidora);
- Perdas técnicas e perdas comerciais;
- CCC;

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

- CDE; e
- PROINFA.

O TUSD é revisado anualmente conforme as mudanças de seus componentes, os quais incluem os custos da operação e manutenção da rede, tarifas regulamentares, compensação por investimentos e depreciação.

d) eventual sazonalidade

A Companhia não enfrenta sazonalidade significativa porque as características dos mercados industriais, residenciais e comerciais que eles servem, seja mercado cativo ou consumidores livres, requer uma corrente de energia relativamente uniforme durante o ano, apesar da sazonalidade que ocorre dentro das áreas de concessão de cada uma das companhias de distribuição da Companhia no trimestre encerrado em 31 de março de cada ano comparado com os demais trimestres. A tabela a seguir demonstra o volume de vendas de energia por trimestre fiscal nos períodos indicados:

Trimestre Encerrado em	2010		2009		2008	
	(GWh vendido)	(%)	(GWh vendido)	(%)	(GWh vendido)	(%)
31 de março de			1.191	23,7	1.080	22,6
30 de junho de			1.229	24,5	1.138	23,8
30 de setembro de			1.319	26,3	1.287	26,9
31 de dezembro de			1.279	25,5	1.277	26,7
Total			5.018	100,0	4.782	100,0

e) principais insumos e matérias primas:

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

Compras de Energia para Distribuição no ACR e Comercialização no ACL

Após o estabelecimento do Decreto nº 5.163/2004 e da Lei nº 10.848/2004, a Companhia passou a garantir o atendimento à totalidade do mercado da Companhia por meio (i) de licitações na modalidade de leilões – CCEAR - que representavam aproximadamente 39,9% da energia comprada contratual para revenda no ano de 2010; e (ii) de contratos bilaterais (de curto e longo prazo) com geradores particulares, que representavam 57,9% da eletricidade comprada contratual para revenda no ano de 2010. O remanescente dos contratos de energia comprada contratual equivalente a 2,2% do total são divididos entre energia contratada do programa Proinfa.

Energia de Geração Própria

A geração própria da Companhia é de origem térmica. As geradoras térmicas de propriedade da CEMAT geraram em 2010 um montante de 29,1 GWh, que representaram 0,4% do montante total de eletricidade requerida por distribuidoras.

A tabela a seguir apresenta a energia comprada contratual e geração da Companhia nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2008, 2009 e 2010.

	2008	2009	2010
	<u>MWh</u>	<u>MWh</u>	<u>MWh</u>
Apiacás Energia S.A	82.629	82.967	75.223
Braço Norte Energia	37.044	36.675	33.814

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Brasil Central Energia S.A			
Camara de comercialização de Energia - CCEE	773.286	220.960	-
Cemig Geração e Transmissão S.A	66.588	102.965	94.761
Centrais Elétricas Brasileiras S.A - Itaipú	1.269.549	1.211.597	1.183.895
Centrais Elétricas do Norte do Brasil - ELETRONORTE	145.875	152.230	121.652
Cia. Enegetica de São Paulo - CESP	100.533	153.656	172.430
Cia. Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	201.585	264.293	217.685
Copel Geração S.A	52.216	75.780	63.630
Eletram - Eletricidade da Amazônia S.A	70.337	71.402	67.300
Enerpeixe S.A	119.020	118.698	118.698
Enertrade Comercializadora	44.160		
Furnas Centrais Elétricas S.A	141.366	260.355	317.397
Global Energia Elétrica Ltda	113.416	112.989	112.287
Guarantã Energética Ltda	7.667	33.348	71.263
Itamarati Norte S.A	430.839	475.881	49.430
Tractebel Comercializadora S/A			
Paratinga Energia S.A	75.153	122.376	135.493
Primavera Energia S.A	43.782	49.901	46.059
Rede Comercializadora de Energia S.A			
Rede Lajeado Energia S.A	1.118.401	1.075.334	1.078.118
Rio do Sangue Energia S.A	82.603	171.533	180.142
Tangará Energia S.A	524.605	527.352	527.352
Usina Alto Alegre S.A	24.332	32.691	48.517
Usina Nova America			
Usinas Itamarati	31.509		
VP Energia S.A	40.069	36.110	36.505
Outros	734.002	913.504	1.660.316
Programa de incentivo a fontes alternativas de energia	79.087	120.386	147.356
Total	6.409.653	6.422.983	6.559.323

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

A tabela a seguir apresenta os preços médios (R\$/MWh) contratuais da Companhia em 2010.

	<u>2010</u>
	<u>R\$/MWh</u>
Apiacás Energia S.A	249,2
Braço Norte Energia	249,5
Brasil Central Energia S.A	
Camara de comercialização de Energia - CCEE	
Cemig Geração e Transmissão S.A	95,3
Centrais Elétricas Brasileiras S.A - Itaipú	93,9
Centrais Elétricas do Norte do Brasil - ELETRONORTE	94,0
Cia. Enegetica de São Paulo - CESP	102,3
Cia. Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	87,9
Copel Geração S.A	88,7
Eletram - Eletricidade da Amazônia S.A	163,8
Enerpeixe S.A	151,9
Enertrade Comercializadora	
Furnas Centrais Elétricas S.A	100,2
Global Energia Elétrica Ltda	125,3
Guarantã Energética Ltda	129,2
Itamarati Norte S.A	131,0
Tractebel Comercializadora S/A	
Paratininga Energia S.A	150,1
Primavera Energia S.A	249,3
Rede Comercializadora de Energia S.A	
Rede Lajeado Energia S.A	126,4
Rio do Sangue Energia S.A	150,4
Tangará Energia S.A	144,0
Usina Alto Alegre S.A	143,4
Usina Nova America	
Usinas Itamarati	
VP Energia S.A	249,4
Outros	161,9
Programa de incentivo a fontes alternativas de energia	189,0
Total	133,5

Acordos de Fornecimento no Ambiente Regulado

A expectativa da Companhia é de comprar futuras necessidades de energia através de contratos de longo prazo celebrados de acordo com leilões públicos de todo o setor, tais como os leilões que ocorreram a partir de dezembro de 2004. De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, todas as empresas de distribuição de energia no Brasil estão obrigadas a adotar contratos de longo prazo (definidos como de 6 meses ou mais) para a compra de no mínimo 100,0% de suas necessidades estimadas de energia para um período de 5 anos.

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

7.4. CLIENTES RELEVANTES (RESPONSÁVEIS POR MAIS DE 10% DA RECEITA LÍQUIDA TOTAL DA COMPANHIA):

a) montante total de receitas provenientes do cliente; e b) segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente.

Na data deste Formulário de Referência a Companhia não possui nenhum cliente individualmente responsável por mais de 10% da receita líquida da Companhia.

Ver o item "7.3" deste Formulário de Referência.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

7.5. EFEITOS RELEVANTES DA REGULAÇÃO ESTATAL SOBRE AS ATIVIDADES DA COMPANHIA:

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

Regulamentação de Compra de Energia

As empresas distribuidoras de energia podem repassar aos seus consumidores cativos através de suas tarifas de distribuição os custos de aquisição de energia elétrica comprada para venda (1) de acordo com contratos bilaterais livremente negociados entre as partes, celebrados até 16/03/2004; (2) custos de energia comprada de Itaipu; (3) preços de energia comprada em leilões públicos e (4) custos de energia comprada de geração distribuída conectada diretamente à sua rede de distribuição.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, negócios de compra e venda de energia serão realizados em dois mercados: (1) o ACR, no qual as distribuidoras adquirem a energia necessária para atendimento de seus consumidores cativos por meio de leilão público, que inclui a contratação de energia elétrica pelas empresas de distribuição por meio de leilões para o atendimento a todo o seu mercado e (2) ACL, que inclui a compra e venda de energia livremente negociada por geradores, consumidores livres e comercializadores.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o procedimento de leilões públicos para o fornecimento de energia para o ACR não se aplica à energia gerada por:

- geradoras distribuída com capacidade instalada até 30 MW, tal como PCHs e outras usinas de geração conectadas diretamente ao sistema da distribuidora;
- geradoras enquadradas na primeira fase do PROINFA;
- Itaipu; ou
- contratos bilaterais celebrados antes do sancionamento da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

Uma vez que a compra de energia para consumidores cativos passou a ser realizada no ACR, a contratação entre partes relacionadas (*self-dealing*), por meio da qual as distribuidoras podiam atender até 30% de suas necessidades de energia por meio da energia adquirida de empresas afiliadas, não é mais permitida, exceto no contexto dos contratos que foram devidamente aprovados pela ANEEL antes da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico ou em função de leilões de energia onde empresas afiliadas atuarem concomitantemente como vendedoras e compradoras, num processo competitivo.

Para minimizar os efeitos de perdas resultantes dos consumidores potencialmente livres escolhendo se tornar consumidores livres, distribuidoras podem reduzir a quantidade de energia contratada com as geradoras existentes antes da promulgação da nova Lei do Novo Modelo do Setor, no valor exato do volume de energia que eles não irão mais distribuir aos consumidores livres.

Contratos Iniciais

Em conexão com o programa nacional de desestatização e para garantir que a transição de um mercado regulado para não regulado fosse tão tranquilo quanto possível, geradoras e distribuidoras de energia foram solicitadas a comprar e vender energia no âmbito dos Contratos Iniciais. Os Contratos Iniciais do período de 1998 a 2005 continham preços não negociáveis (em reais) e quantidades que eram reguladas pela ANEEL. O preço dos Contratos Iniciais eram revisados anualmente conforme o IGP-M nas datas coincidentes com as revisões de tarifas das distribuidoras de forma que qualquer aumento nos custos sob os Contratos Iniciais eram repassados adiante para os consumidores através dos aumentos das tarifas de distribuição. O volume de energia comprada pelas companhias distribuidoras, inclusive pela Rede Energia, conforme os Contratos Iniciais permaneceram firmes de 1998 até 2002, mas de acordo com as regulamentações da ANEEL, começaram a cair 25,0% anualmente a partir de dezembro de 2002, e os Contratos Iniciais se encerraram em 31 de dezembro de 2005.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Contratos Bilaterais

Antes do sancionamento da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, distribuidoras celebraram contratos bilaterais com companhias geradoras, inclusive afiliadas de distribuidoras. Nesses contratos bilaterais, preços foram livremente negociados entre as partes. Os preços negociados nesses contratos bilaterais foram influenciados primariamente pelas limitações regulamentares na capacidade das distribuidoras de transferirem os custos da energia comprada para seus consumidores através das tarifas. Após o sancionamento da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, esses contratos bilaterais permaneceram válidos com base nos seus próprios termos. Contudo, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico prevê que os prazos, preços e volumes de contratos bilaterais celebrados por distribuidoras e aprovadas pela ANEEL antes da sanção da Lei do Novo Modelo não podem ser aditados.

Itaipu

Itaipu é a maior hidrelétrica em operação no mundo, com uma capacidade instalada de 12.600 MW e localizada na fronteira entre o Brasil e Paraguai. O Governo Federal detém a participação acionária de 50% do capital total da Itaipu através da Eletrobrás, e os remanescentes 50% pertencem ao governo do Paraguai. A Companhia e as distribuidoras que fazem parte do sistema conectado no sul, sudeste e centro-oeste do Brasil, compulsoriamente compram da Eletrobrás quotas de energia gerada por Itaipu, por exigência da ANEEL.

A tarifa pela qual a energia gerada por Itaipu é vendida é denominada em Dólar e estabelecida conforme o acordo internacional entre o Brasil e o Paraguai. Consequentemente, as tarifas da Itaipu variam conforme a flutuação cambial do Real contra o Dólar. Variações no preço da energia gerada por Itaipu é sujeita à recuperação como parte dos custos da Parcela A.

Ambiente de Contratação Regulada - ACR

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as distribuidoras devem contratar 100% da sua demanda esperada de energia elétrica para suas respectivas áreas de concessão. Para cumprir essa finalidade, as distribuidoras devem realizar aquisições de energia nos leilões regulados pela ANEEL, seja para a aquisição junto de projetos de geração já existentes ou novos.

No ACR, empresas de distribuição compram energia para seus mercados de energia por meio de leilões públicos regulados pela ANEEL, e operacionalizados pela CCEE. Compras de energia são feitas por meio de dois tipos de contratos: (1) Contratos de Quantidade de Energia utilizados para Usinas Hidrelétricas, e (2) Contratos de Disponibilidade de Energia, utilizados para Usinas Termelétricas. Esses tipos de contratos são formalizados por meio de um Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR, disponibilizado através dos Editais dos respectivos leilões.

Nos termos do Contrato de Quantidade de Energia, a geradora compromete-se a fornecer determinado volume de energia e assume o risco de que esse fornecimento de energia seja afetado por condições hidrológicas e níveis baixos dos reservatórios, entre outras condições, que poderiam reduzir a energia produzida ou alocada, hipótese na qual a geradora é obrigada a comprar energia de outra fonte a fim de cumprir seu compromisso de fornecimento. De acordo com o Contrato de Disponibilidade de Energia, a geradora compromete-se a disponibilizar um volume específico de capacidade ao ACR. Se o gerador tiver um contrato de disponibilidade de energia, não haverá liquidação de diferenças para o gerador, pois o resultado líquido da contabilização das diferenças de todos os geradores contratados nessa modalidade será alocado ao *pool*, para repasse aos consumidores regulados. Assim, a receita da geradora está garantida e possíveis riscos hidrológicos são imputados às distribuidoras. Entretanto, eventuais custos adicionais incorridos pelas distribuidoras são repassados aos consumidores. Juntos, esses contratos constituem os CCEAR. Atualmente, somente as UTEs possuem contratos de disponibilidade, celebrados através dos leilões regulados no ACR.

Leilões de Energia

As diretrizes para a compra e venda de energia elétrica no ACR, estabelecidas na regulamentação, determinam como as distribuidoras devem cumprir a obrigação de atender toda demanda do mercado, especialmente por meio de leilões de compra de energia elétrica. Em termos gerais, a partir de 2005, todas as distribuidoras, geradoras, comercializadoras, produtores independentes de energia elétrica e consumidores livres estão obrigados a informar à ANEEL, até 1º de agosto de cada ano, suas respectivas estimativas de demanda ou geração de energia elétrica, conforme o caso, para o quinquênio seguinte. Cada distribuidora deverá informar ao Ministério de Minas e Energia - MME, no prazo de 60 dias de cada leilão de energia

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

elétrica, a quantidade de energia elétrica que pretende contratar no leilão. Além disso, as distribuidoras deverão especificar a porcentagem de energia elétrica que contratarão e que será alocada para atender consumidores que dispõem das condições necessárias à opção pelo fornecimento no ACL e optam por continuar como consumidores cativos da distribuidora local - consumidores potencialmente livres.

Os editais de licitação dos leilões são preparados pela ANEEL em conformidade com as diretrizes definidas pelo MME, e submetidos à Audiência Pública. O MME determina o preço máximo de venda de energia nos leilões.

Cada geradora que participar do leilão assinará um contrato para a compra e venda de energia elétrica com cada distribuidora participante do leilão, na proporção da respectiva demanda estimada de energia elétrica das distribuidoras. A única exceção a essas regras é o leilão de ajuste de mercado, no qual os contratos serão firmados entre as geradoras/comercializadoras e distribuidoras específicas. O preço dos contratos de compra são revisados anualmente para refletir as alterações do IPCA.

As distribuidoras obrigatoriamente tem que oferecer garantias financeiras para o adimplemento dos contratos de compra de energia através (1) de um certificado de depósito emitido por um banco, ou (2) uma fiança bancária garantida com o penhor de receitas da distribuidora em quantia igual à média das três últimas faturas relativas ao contrato de compra de energia.

Leilões de Ajuste

Os Leilões de Ajuste têm por objetivo complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor das concessionárias de distribuição, até o limite de 1% dessa carga. Contudo, o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e alterações posteriores, estabeleceu, em seu artigo 26, o limite de 5% da carga total contratada pelos agentes de distribuição para os anos de 2008 e 2009.

Leilões de Energia Existente

Leilões de energia gerada por geradoras existentes antes de 16 de Março de 2004 que tinham contratos de energia aprovados pela ANEEL ocorrem:

- no ano anterior da data de entrega inicial no contrato de compra de energia, que são referidos como “Leilões A-1”; e
- no próprio ano da data de entrega, que são referidos como “leilões de ajuste de mercado”.

Os contratos de compra executados em conexão com os leilões de A-1 terão prazo entre 5 e 15 anos. Os contratos de compra executados em conexão com os leilões de ajuste de mercado devem durar, obrigatoriamente, 2 anos ou menos. A CCEE já organizou vários leilões de energia existente com datas de entrega inicial a partir de 2005 até 2009.

Em algumas circunstâncias as distribuidoras são permitidas a reduzir a quantidade de energia que elas têm que comprar no âmbito dos contratos de compra celebrados no leilões de energia existente. No caso de um consumidor potencialmente livre de uma distribuidora exercer a opção de se tornar consumidor livre, a distribuidora pode reduzir seu compromisso de compra de energia existente, pela quantidade que iria suprir o consumidor potencialmente livre. No caso da demanda efetiva por energia experimentada pela distribuidora 2 anos depois do início da declaração da demanda for menor que a demanda estimada por ela, a distribuidora poderá reduzir seus compromissos com energia existente, em até 4% ao ano da quantidade inicialmente contratada. No caso da distribuidora aumentar a quantidade de energia que ela compra sob os contratos celebrados antes do sancionamento da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico relativas à expansão de PCHs, a distribuidora pode reduzir seus compromissos de compra pela quantidade equivalente ao aumento de suas compras realizadas. Há também outro mecanismo mitigador de riscos na contratação de energia pelas distribuidoras, que é o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit – MCSD, onde as distribuidoras podem trocar entre si sobras e défcits de energia, restritos aos contratos de energia existente e Itaipu. O MCSD é executado mensalmente pela CCEE.

Leilões de Energia Nova

Leilões de energia gerada por geradoras que se tornaram operacionais depois de 16 de março de 2004 ou que eram operacionais antes desta data, mas que não tinham tidos seus contratos de compra aprovados pela ANEEL, acontecerão:

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- 5 anos antes da data de entrega inicial especificada no contrato de compra, que são referido como “A-5”; e
- 3 anos antes da data de entrega inicial especificada no contrato de compra, que são referido como “A-3”.

Os contratos de compra celebrados no âmbito de leilões A-5 e A-3 possuem prazo de vencimento entre 15 e 30 anos. A CCEE, sob delegação da ANEEL, é responsável pela organização de leilões A-5 e A-3. Os contratos de compra celebrados no âmbito destes leilões têm, cada um, prazo de 30 anos para os projetos de UHEs e 15 anos para UTEs.

Leilões de Reserva

Os Leilões de Energia de Reserva têm por objetivo a venda de energia de reserva, destinada a aumentar a segurança e garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica ao SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim, seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes.

Leilão de Fontes Alternativas

Os Leilões de Fontes Alternativas têm por objetivo ser um dos mecanismos para suprir o mercado consumidor das concessionárias de distribuição, vez que as distribuidoras de energia elétrica devem contratar a totalidade da demanda de seu mercado consumidor, primordialmente mediante a aquisição de energia elétrica através dos leilões de energia realizados no ACR.

Leilão UHE Santo Antonio

Os leilões de compra de energia elétrica proveniente de projetos de geração indicados por Resolução do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE e devidamente aprovados pelo Presidente da República poderão ser promovidos nas modalidades A-5 e A-3, para empreendimentos que possuam prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e de interesse público, a fim de assegurar a otimização da modicidade tarifária e confiabilidade do Sistema Elétrico, além de garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica.

Por meio da Resolução CNPE nº 04, de 28 de setembro de 2007, o Aproveitamento Hidrelétrico de Santo Antônio foi indicado como projeto de geração com prioridade de licitação e implantação, tendo sido outorgada à CCEE a incumbência de promover o Leilão de Compra de Energia Elétrica Proveniente da Usina Hidrelétrica Santo Antônio.

Leilão UHE Jirau

Os leilões de compra de energia elétrica proveniente de projetos de geração indicados por Resolução do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE e devidamente aprovados pelo Presidente da República poderão ser promovidos nas modalidades A-5 e A-3, para empreendimentos que possuam prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e de interesse público, a fim de assegurar a otimização da modicidade tarifária e confiabilidade do Sistema Elétrico, além de garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica.

Por meio da Resolução CNPE nº 01, de 11 de fevereiro de 2008, o Aproveitamento Hidrelétrico de Santo Antônio foi indicado como projeto de geração com prioridade de licitação e implantação, tendo sido outorgada à CCEE a incumbência de promover o Leilão de Compra de Energia Elétrica Proveniente da Usina Hidrelétrica Santo Antônio.

Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico criou o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD). Este mecanismo permite a transferência, entre distribuidoras, de volumes de energia contratados através dos CCEARs. Tal mecanismo, de periodicidade mensal, constitui-se em um importante instrumento para a mitigação do risco de mercado para as distribuidoras, pois as empresas com volumes contratados excedentes podem transferi-los para aqueles com insuficiência de energia elétrica contratada.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Limitação de Repasse de Custos de Aquisição de Energia nos Leilões

Para contratos de compra de energia pelas distribuidoras, celebrados até 16 de março de 2004, ficaram mantidas as normas para cálculo do repasse dos custos de aquisição da energia, com limites de repasse dos preços de compra às tarifas dos consumidores da distribuidora, baseados em Valores Normativos, determinados pela ANEEL à época. Para contratos de compra de energia celebrados após aquela data, os critérios de repasse foram alterados, conforme explicado abaixo.

A regulamentação estabelece um mecanismo, o Valor Anual de Referência - VR, que limita os custos a serem repassados para o consumidor final. Esse Valor Anual de Referência - VR corresponde à média ponderada dos preços de energia elétrica nos leilões "A-5" e "A-3", calculada para todas as distribuidoras.

O Valor Anual de Referência - VR cria um incentivo para que as distribuidoras contratem sua demanda estimada de energia elétrica nos leilões "A-5", onde os preços devem ser menores do que nos leilões "A-3". Ele será aplicado durante os primeiros três anos dos contratos de compra de energia elétrica de novos projetos de geração de energia. Após o quarto ano, os custos de aquisição de energia elétrica desses projetos poderão ser repassados integralmente. O decreto estabelece as seguintes limitações à capacidade das distribuidoras de repassar custos ao consumidor:

- nenhum repasse de custos de compras de energia elétrica deverá exceder 103% da demanda real;
- repasse limitado de custos de compras de energia elétrica realizadas em um leilão "A-3", caso o volume da energia elétrica adquirida ultrapasse 2% da demanda de energia elétrica adquirida nos leilões "A-5";
- repasse limitado de custos de aquisição de energia elétrica de novos projetos de geração de energia elétrica caso o volume contratado pelos novos contratos em relação a instalações de geração existentes seja menor do que 96% do volume de energia elétrica estabelecido no contrato que está expirando;
- de 2005 a 2008, as compras de energia elétrica de instalações existentes no leilão "A-1" estão limitadas a 1% da demanda das distribuidoras. Caso a energia elétrica adquirida no leilão "A-1" ultrapasse 1%, o repasse de custos ao consumidor final será limitado a 70% do valor médio dos referidos custos de aquisição da energia elétrica gerada por instalações de geração existentes para entrega entre 2005 e 2008; e
- caso as distribuidoras deixem de cumprir a obrigação de contratar integralmente sua demanda, o repasse dos custos da energia adquirida no mercado de curto prazo será o menor valor dentre o preço efetivamente pago no mercado à vista e o Valor Anual de Referência - VR.

Ambiente de Contratação Livre - ACL

No ACL a energia elétrica é livremente negociada entre concessionárias de geração, produtores independentes de energia, autoprodutores, agentes de comercialização, importadores de energia e consumidores livres, essencialmente nos moldes do modelo institucional que vigorava antes da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

No ACL, compras e vendas de energia são feitas através de contratos bilaterais que são livremente negociados e preços e condições que são livremente aceitos pelas partes. Neste ambiente, a competição existe entre concessionários e autorizados de geração, empresas que comercializam energia como a REDECOM, importadores e consumidores livres.

Comercialização de Energia

A comercialização de energia como atividade autônoma está prevista na Lei nº 9.648 de 27 de maio de 1998, conforme alterada, e no Decreto nº 2.655 de 02 de julho de 1998, conforme alterado, estando sujeita a um regime competitivo, do qual diversos agentes podem participar, entre os quais as geradoras, atuando no regime de serviço público ou no de produção independente, os agentes comercializadores e/ou importadores de energia. Diferentemente da prestação dos serviços de distribuição e transmissão, cujos preços são regulados, na comercialização de energia elétrica os preços são fixados livremente, balizados pelas condições de mercado.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Regulamentação das Geradoras

Sob a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, novas concessões de geração serão concedidas nos leilões públicos, para a companhia que fizer a oferta com menor tarifação para a venda de energia no ACR.

Ao contrário das concessionárias de distribuição de energia elétrica, em geral, as concessionárias de geração não têm, em seus respectivos contratos de concessão, a fixação de tarifas, tampouco mecanismos de reajuste e revisão destas. Com a promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as geradoras somente poderão vender sua energia para as distribuidoras por meio de leilões públicos conduzidos pela ANEEL e pela CCEE. Exceto quando o gerador é caracterizado como serviço público de geração, tal restrição não se aplica à venda de energia no ACL, onde as geradoras produtoras independentes de energia podem vender sua energia a preços livremente negociados.

Mecanismo de Realocação de Energia - MRE

De acordo com as regras de comercialização em vigor, a proteção financeira contra riscos hidrológicos para os geradores é garantida através do MRE. O MRE é um mecanismo financeiro que objetiva o compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam os geradores hidrelétricos, na busca de garantir a otimização dos recursos hidrelétricos do SIN.

Sua função é garantir que todos os geradores participantes do MRE comercializem a energia assegurada que lhes foi atribuída pela ANEEL, independente de sua produção real de energia, desde que as usinas participantes do MRE, como um todo, tenham gerado energia suficiente para tal. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo (ou alocando) a energia excedente daquelas que geraram acima de suas Energias Asseguradas para aquelas que geraram abaixo de suas Energias Asseguradas. O despacho das usinas é determinado pelo ONS, que leva em conta a demanda de energia, as condições hidrológicas do SIN e as limitações da transmissão.

O ressarcimento dos custos de geração da energia realocada é realizado para compensar os geradores que realocam energia ao sistema acima de seu montante de energia assegurada. Isto é feito através do pagamento de seus custos variáveis de operação (exceto combustível) e das compensações financeiras pelo uso da água. Os custos desta energia realocada (de todos os geradores que doaram energia ao MRE) serão então totalizados e pagos por todos aqueles geradores que receberem energia do MRE. Esta contabilização, e a respectiva liquidação financeira do MRE, é realizada pela CCEE

O MRE abrange todas as usinas hidrelétricas sujeitas ao despacho centralizado e as pequenas centrais hidrelétricas que optaram pela inclusão no mecanismo.

Tarifas Regulamentares

Além do fundo de RGR e da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, empresas geradoras devem pagar as seguintes tarifas regulamentares.

Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos

À exceção de algumas PCHs, todas as instalações hidrelétricas no Brasil, inclusive UHE Guaporé, devem pagar uma taxa a Estados e municípios pelo uso de recursos hídricos, a Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos, ou CFURH, que foi introduzida em 1989. As taxas são determinadas com base no volume de energia gerado por cada empresa e são pagas aos Estados e municípios onde a usina ou o reservatório da usina está localizado.

Pagamento pelo Uso de Bem Público

No modelo institucional anterior a 2004, o Governo Federal impunha um encargo aos produtores independentes de energia baseada em recursos hídricos, exceto por PCHs, similar ao encargo cobrado de empresas do setor público em associação como Fundo RGR. Produtores independentes de energia eram obrigados a fazer contribuições ao Fundo de Uso de Bem Público, ou Fundo UBP, de acordo com as regras do processo de licitação pública correspondente para a outorga de concessões.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Histórico do Relacionamento entre a Companhia e a Administração Pública

Até a data deste Formulário de Referência, a Companhia obteve ou está em processo de obtenção de todas as autorizações governamentais necessárias ao exercício de suas atividades. Ademais, nosso histórico de relacionamento com entes da Administração Pública é positivo, não havendo qualquer questão em relação a esse relacionamento que possa causar impacto adverso relevante à Companhia.

b) política ambiental da Companhia 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:

Em 31 de dezembro de 2009, a Companhia teve o custo aproximado de R\$ 0,4 milhão para cumprimento da regulação ambiental.

As atividades da Companhia são voltadas preponderantemente para a distribuição com pequena geração de energia elétrica. O sistema de geração de energia elétrica é composto por UTE's. As UTE's utilizam óleo diesel como combustível para sistemas isolados da área de concessão da Companhia.

A Companhia estabelece diversas ações e programas de prevenção e controle de impactos ambientais, com a finalidade de limitar os riscos das atividades de distribuição e geração.

As estratégias corporativas de meio ambiente são estabelecidas por meio da análise das ações desenvolvidas e resultados de cada empresa da Rede Energia, bem como das melhores práticas do setor elétrico.

O desempenho da Companhia na área ambiental deve-se à discussão dos principais aspectos que possam interferir no setor e à análise de projetos de leis e instruções normativas, bem como à manutenção de um relacionamento próximo com os ministérios de Meio Ambiente e Minas e Energia, os Comitês de Meio Ambiente da Associação Brasileira de Concessionárias de Energia Elétrica - ABCE, a Associação Brasileira das Indústrias de Base - ABDIB, a Fundação Coge - Funcoge entre outros.

Desde 2004 as ações ambientais implantadas pela Companhia, são discutidas e definidas internamente pelo seu Comitê informal de Meio Ambiente, que é coordenado pela sua Gerência de Meio Ambiente corporativa e conta com a participação do gerente ambiental da Companhia.

A gerência local tem um papel fundamental de gerir e controlar, na forma de apoio técnico, os principais impactos ambientais provenientes das atividades da empresa, potencializando os positivos e minimizando os negativos, e os processos de licenciamento ambiental dos empreendimentos nas fases de planejamento, construção, operação e desativação.

O ano de 2007 foi de mudanças e conquistas significativas para a Companhia. Foi o ano em que a Rede Energia implantou informalmente o Comitê de Responsabilidade Socioambiental Corporativo composto por profissionais de todas as empresas, construiu sua Política de Sustentabilidade, definiu o foco dos investimentos sócio-ambientais e incluiu no Planejamento Estratégico a Dimensão Socioambiental.

Do ponto de vista ambiental, destacam-se os seguintes compromissos:

- Promover a preservação do meio-ambiente, a prevenção da poluição e o consumo consciente;
- Estimular a educação ambiental dos colaboradores, fornecedores e da comunidade; e
- Apoiar entidades de pesquisas, a inovação tecnológica e do setor elétrico associadas ao meio ambiente, à saúde e à segurança do trabalho.

Em atendimento a estes compromissos a Gerência de Meio Ambiente esta empenhada neste momento em grandes programas que deverão transformar a gestão ambiental na Companhia, através da implantação do Sistema de Gestão Ambiental, Saúde e Segurança do Trabalho – SGASST compatível com as normas internacionais ISO 14.001 e OHSAS 18.001 que adota novas práticas, melhoria e sistematização dos processos já existentes.

Em 2009 deu-se continuidade ao desenvolvimento do Sistema de Gestão Ambiental, Saúde e Segurança do Trabalho, iniciado em 2006, em conformidade com os requisitos da Norma Brasileira da ABNT, NBR ISO 14001 para os aspectos ambientais, e OHSAS 18001, Especificação para Sistemas de Gestão da Segurança e Saúde no Trabalho, contendo os seguintes componentes: (a) Plano de Gerenciamento Ambiental; (b) Plano de Gerenciamento de Saúde e Segurança; e (c) Plano de Contingência.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

O Sistema de Gestão Ambiental, Saúde e Segurança do Trabalho – SGASST em implantação possui um escopo que abrange todas as atividades da Companhia e esta gestão sistemática dos aspectos ambientais aproveita os programas e procedimentos ambientais já existentes.

Além disso, diversas metas e indicadores estão sendo mensurados com a implantação do sistema, pois há um maior controle e sistematização de práticas ambientalmente adequadas presentes na Companhia.

Foram desenvolvidas as avaliações preliminares a fim de identificar as potenciais áreas contaminadas nos ambientes de solo e de água subterrânea e os potenciais passivos ambientais, sociais, de saúde e segurança associados à emissão atmosférica, ao manuseio e derramamento de óleos e materiais perigosos, aos projetos de engenharia impróprios e às situações de operação e manutenção inadequadas.

Todos os passivos identificados estão sendo tratados através de projetos específicos como o processo de saneamento ambiental. Este projeto tem como objetivo principal a recuperação ambiental de áreas de UTE's à diesel desativadas e em operação, que necessitam de saneamento ambiental. A Companhia contratou empresas especializadas em ações de saneamento, para corrigir tecnicamente os problemas ambientais ocorridos ao longo dos anos de operação destas instalações.

Todo o processo tem o acompanhamento do órgão ambiental do Estado.

Responsabilização Ambiental

Na esfera penal, as violações à legislação ambiental podem configurar crime, atingindo tanto os administradores, que podem até ser presos, como a própria pessoa jurídica. Na esfera administrativa, as multas podem chegar a até R\$50 milhões (cinquenta milhões de reais), aplicáveis em dobro ou no seu triplo em caso de reincidência, além da suspensão temporária ou definitiva de atividades. As sanções penais e administrativas serão aplicadas independentemente da obrigação de reparar a degradação causada ao meio ambiente.

Na esfera civil, os danos ambientais implicam responsabilidade solidária e objetiva, direta e indireta. Isto significa que a obrigação de reparar a degradação causada poderá afetar a todos direta ou indiretamente envolvidos, independentemente da comprovação de culpa dos agentes. Como consequência, quando contratamos terceiros para proceder a qualquer intervenção em nossas operações, como a supressão de vegetação e a disposição final de resíduos, não estamos isentos de responsabilidade por eventuais danos ambientais causados por estes terceiros contratados.

A legislação federal também prevê a desconsideração da personalidade jurídica da empresa poluidora, bem como responsabilidade pessoal dos administradores, para viabilizar o ressarcimento de prejuízos causados à qualidade do meio ambiente. Como consequência, os sócios e administradores da empresa poluidora poderão ser obrigados a arcar com o custo da reparação ambiental.

Os indicadores da Companhia relacionados à violação de normas ambientais, autuações e/ou multas demonstram que estas ocorrências não são expressivas dentro da sua área total de atuação, que consiste na distribuição por toda extensão dos Estados do Pará.

Programa de Licenciamento Ambiental

A legislação ambiental brasileira determina que o regular funcionamento de atividades consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras, ou que, de qualquer forma, causem degradação do meio ambiente, está condicionado ao prévio licenciamento ambiental junto ao órgão competente. Este procedimento é necessário tanto para a instalação inicial e operação do empreendimento quanto para as ampliações nele procedidas, sendo que as licenças emitidas precisam ser renovadas periodicamente.

O licenciamento ambiental de atividades cujos impactos ambientais são considerados significativos está sujeito à apresentação de um Estudo Prévio de Impacto Ambiental e seu respectivo Relatório de Impacto Ambiental ("EIA/RIMA").

Adicionalmente ao licenciamento ambiental, a legislação prevê que os empreendimentos de significativo impacto ambiental deverão destinar um montante do valor do empreendimento ao apoio e/ou manutenção de

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

unidades de conservação. Referido montante será fixado pelo órgão ambiental, o que pode ser realizado por meio de um termo de compromisso de Compensação Ambiental.

O processo de licenciamento ambiental contempla três fases distintas, conforme o estágio em que se encontra o empreendimento, sendo realizado junto aos órgãos ambientais nas esferas federal, estaduais ou municipais, conforme definição legal de competência, de acordo com o alcance geográfico dos impactos ambientais causados ou em relação aos recursos ambientais afetados. Para cada uma destas fases, são emitidas as seguintes licenças, todas com prazo determinado de validade, o qual é estabelecido por tipo de licença e por especificidade da atividade ou empreendimento:

- *Licença Prévia ("LP")*: atesta a viabilidade ambiental do projeto, aprovando sua concepção e localização e estabelece os requisitos básicos e condicionantes ambientais a serem atendidos nas fases subsequentes de implantação;
- *Licença de Instalação ("LI")*: autoriza a instalação ou construção do empreendimento e contempla as medidas de controle e demais condicionantes ambientais a serem cumpridas antes da fase de operação;
- *Licença de Operação ("LO")*: autoriza o início das atividades operacionais do empreendimento, e estabelece as medidas de controle e condicionantes ambientais que deverão ser atendidas durante a fase de operação.

A legislação federal estabelece que a renovação da Licença de Operação deve ser requerida com antecedência mínima de 120 dias contados da data de expiração de seu prazo de validade, o qual fica automaticamente prorrogado até a manifestação definitiva do órgão ambiental competente. Todavia, este prazo pode ser menor em função de legislação estadual ou municipal mais restritiva.

De acordo com a legislação ambiental brasileira, a ausência das licenças ambientais pode sujeitar a Companhia a sanções de natureza administrativa e/ou penal. No âmbito administrativo, as penalidades variam desde simples advertências a até multas, que podem variar de R\$ 500,00 (quinhentos reais) a R\$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais). No âmbito criminal, merece destaque a figura da responsabilidade penal da pessoa jurídica, que é contemplada de forma independente à responsabilização das pessoas físicas que concorrem para a prática do crime ambiental.

O licenciamento ambiental de diversos empreendimentos da Companhia estão sujeitos ao Relatório Ambiental Simplificado - RAS assim como à implementação de medidas mitigadoras dos impactos ambientais causados pelo empreendimento.

As demoras ou indeferimentos, por parte dos órgãos ambientais licenciadores, na emissão ou renovação de licenças ambientais, assim como a nossa eventual impossibilidade de atender às exigências e condicionantes estabelecidas por tais órgãos ambientais no curso do processo de licenciamento ambiental, poderão retardar, ou mesmo impedir, conforme o caso, a instalação e a operação dos nossos empreendimentos.

Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras ou Utilizadoras de Recursos Ambientais

A legislação brasileira determina ainda que as atividades potencialmente poluidoras ou utilizadoras de recursos ambientais devem ser registradas junto ao IBAMA, por meio do Cadastro Técnico Federal ("CTF"); bem como pagar a correspondente Taxa de Controle e Fiscalização Ambiental ("TCFA"), que pode variar entre R\$ 50,00 e R\$ 2.250,00, dependendo do potencial poluidor da empresa e do grau de utilização dos recursos naturais.

A falta do Certificado de Registro válido perante o IBAMA constitui infração administrativa punível com multa, que pode variar entre R\$ 50,00 e R\$ 9.000,00. O não pagamento da TCFA, por sua vez, pode sujeitar as empresas a uma multa de mora de 20% do valor devido, acrescido de juros de mora à razão de 1%.

A Companhia tem seu cadastro atualizado trimestralmente conforme legislação.

Programa de Proteção da Biodiversidade

A Companhia implementa programas de sua iniciativa em toda a extensão de suas operações no intuito de controlar seus impactos ambientais, utilizar novas tecnologias e materiais ambientalmente mais adequados,

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

apoiar as iniciativas para a proteção da biodiversidade e participar das discussões sobre políticas públicas de meio ambiente.

Desde 1997 a Companhia administra sua frota de veículos com sistema de controle de velocidade e consumo de combustíveis (microcomputador de bordo), assim proporcionando maior segurança aos seus motoristas e ganhos ambientais com a redução dos impactos ambientais no consumo de recursos naturais e do volume anual de gases do efeito estufa emitidos na atmosfera.

Há também utilização de cabos multiplexados nas redes de baixa tensão como opção tecnológica nas redes de baixa tensão. Além de reduzir a quantidade de desligamentos, obtêm-se ganhos em relação à menor interferência da arborização nas redes, menor risco de acidentes da população e melhoria do micro clima na região urbana.

Adicionalmente, a partir de 2007, a Companhia utilizou a “cruzeta ecológica”, que é feita de polietileno e bagaço de cana-de-açúcar. Além de ecologicamente correta é também mais durável. Este novo material passa a ser utilizado, em substituição à cruzeta de madeira, por ocasião de reparos e instalação de novos postes.

A Companhia destaca abaixo algumas ações que merecem destaque:

Programa de Gestão de Resíduos

Conforme sua composição e características, os resíduos sólidos podem ser classificados em: a) Classe I - perigosos; Classe II - não inertes; e Classe III – inertes. A periculosidade de um resíduo é a característica por ele apresentada segundo a qual, em função de suas propriedades físicas, químicas ou infectocontagiosas, pode apresentar risco à saúde pública e/ou riscos ao meio ambiente, quando manuseado ou destinado de forma inadequada.

O transporte, o tratamento e a destinação final adequados de um resíduo dependem da classe a que ele pertence, e os projetos nesse sentido estão sujeitos à prévia aprovação do órgão ambiental competente. Vale observar que a atividade de tratamento de resíduos é passível de licenciamento, de maneira que as empresas contratadas para realizar essa atividade devem demonstrar sua regularidade quanto ao licenciamento ambiental.

A disposição inadequada, bem como os acidentes decorrentes do transporte desses resíduos, podem ser um fator de contaminação de solo e águas subterrâneas e ensejar a aplicação de sanções nas esferas cível, administrativa e penal.

A Companhia também implementa medidas, instruções e recursos para realizar o controle adequado dos resíduos sólidos gerados nas suas instalações. Em 2007 tais esforços foram intensificados, com destaque para a incorporação destas medidas pelo Sistema de Gestão Ambiental.

A área ambiental da Companhia elabora e divulga instruções para o controle e armazenamento de resíduos perigosos provenientes das atividades da empresa. Em conjunto com o Almoxarifado e o Departamento de Manutenção do Sistema, vêm gerindo estes materiais para o correto acondicionamento e destino final.

Programa de Redução das Emissões de CO2

Com a inclusão dos sistemas isolados de distribuição de energia ao SIN, por meio da implantação de linhas de distribuição nos estados de Mato Grosso e Pará e conseqüente desativação de usinas térmicas a diesel, a Rede Energia vem reduzindo gradativamente a utilização de combustíveis fósseis, contribuindo efetivamente para a melhoria do desempenho ambiental da empresa, evitando risco de contaminação do solo e lençol freático com diesel e lubrificantes, a geração de ruído e a emissão atmosférica. E provendo infra-estrutura mais confiável e mais adequada ao desenvolvimento das regiões interligadas.

A desativação das usinas térmicas teve início em 2005 e desde então foram desativadas 39 nos estados do Mato Grosso e Pará. Até o final de 2009 já haviam deixado de ser consumidos 306 milhões de litros de óleo diesel, correspondendo a não emissão de 814 mil toneladas de CO2 para a atmosfera.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Programa de Educação Ambiental

As atividades de Educação Ambiental da Companhia são desenvolvidas com colaboradores próprios e terceirizados objetivando a conscientização e adoção de cuidados e procedimentos de proteção ambiental na rotina profissional.

Na Comunidade a Companhia deu continuidade a seu programa de educação ambiental procurando fazer das crianças multiplicadoras de conceitos de uso sustentável dos recursos naturais.

A Companhia promove ainda campanhas em rádio, com mensagens do uso eficiente da energia elétrica, e nas faturas com orientações e dicas para utilizar a energia cada vez melhor. Desenvolve também parcerias com instituições privadas e públicas, objetivando levar informação e orientação sobre seu produto.

Nos últimos anos, devido ao considerável aumento de ações ambientais, o número de colaboradores envolvidos em atividades de educação e conscientização ambiental teve um aumento significativo.

Os principais temas trabalhados foram descarte de resíduos perigosos, sistema de gestão ambiental, cuidados ambientais no traçado de linhas de distribuição na área rural e energia e meio ambiente.

Programa de Faixa de Servidão

A ocupação das faixas de servidão é uma preocupação permanente da Companhia. Desde 2007, a Gerência de Meio Ambiente intensificou as ações de correção do problema promotor de riscos ao sistema elétrico e também à segurança das pessoas residentes nessas áreas.

Para evitar novas invasões e monitorar as ocupações existentes, a Companhia deu início à elaboração de um diagnóstico patrimonial e socioeconômico da população moradora nas áreas localizadas embaixo das linhas de distribuição da empresa, o que embasou a proposição de ações corretivas e preventivas e a formulação de um procedimento adequado, para tratar do assunto.

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 10 de dezembro de 2027, impõe exigências sobre as operações e os negócios. Estas exigências incluem manutenção e/ou aperfeiçoamento de determinadas normas de serviço, incluindo o número e duração de blackouts. Existe, também, a obrigatoriedade de instalar dispositivos e equipamentos (por exemplo, linhas de distribuição e medidores) para fornecer energia a novos clientes ou atender ao aumento de demanda dos clientes existentes.

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

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

Penalidades e Término da Concessão

Caso não sejam cumpridas as obrigações previstas no contrato de concessão e nas leis e normas aplicáveis ao negócio, a ANEEL pode impor penalidades através da instauração de processos administrativos punitivos. As penalidades que podem ser impostas em caso de violação destas obrigações incluem advertências e imposições de multas podendo atingir até um máximo de 2,0% da receita anual da Companhia por violação, excluído o ICMS.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 nos Contratos de Concessão

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

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

Propriedade Intelectual

Ver item 9.1 “b” deste Formulário de Referência

7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior

7.6. INFORMAÇÕES ACERCA DOS PAÍSES EM QUE A COMPANHIA OBTÉM RECEITAS RELEVANTES:

a) receita proveniente dos clientes atribuídos ao país sede da Companhia e sua participação na receita líquida total da Companhia

A Companhia não tem operações em outros países que não o Brasil, assim toda a sua receita é gerada no Brasil.

b) receita proveniente dos clientes atribuídos a cada país estrangeiro e sua participação na receita líquida total da Companhia

Não aplicável.

c) receita total proveniente de países estrangeiros e sua participação na receita líquida total da Companhia

Não aplicável.

7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades

7.7. REGULAÇÃO DOS PAÍSES EM QUE A COMPANHIA OBTÉM RECEITAS RELEVANTES:

Não aplicável. A atuação da Companhia está restrita ao território nacional.

7.8 - Relações de longo prazo relevantes

7.8. OUTRAS RELAÇÕES DE LONGO PRAZO RELEVANTES DA COMPANHIA:

Não existem relações de longo prazo relevantes da Companhia que não figurem em outra parte deste Formulário de Referência

7.9. OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES:

Seguros

Nossos contratos de seguros são estabelecidos com cobertura determinada por orientação de especialistas, levando em conta a natureza e o grau de risco, por importâncias seguradas consideradas suficientes para cobrir eventuais perdas significativas sobre nossos ativos e responsabilidades. Nós acreditamos que nossa cobertura de seguro está dentro dos padrões do mercado segurador aplicados ao setor elétrico.

Nossas distribuidoras não possuem cobertura de seguro contra risco de interrupção das operações comerciais, por acreditarem que o risco de interrupção de grandes proporções não justifica os prêmios. Também estão excluídos da cobertura de seguros os riscos de roubo e atos terroristas.

Programas Sociais

Compromisso Todos Pela Educação. Em 2006, a Companhia aderiu ao Programa Compromisso Todos Pela Educação, um programa de consciência nacional para a inclusão das crianças em escolas públicas de qualidade que garanta aprendizado adequado.

Luz em Conta - Como parte de seu Programa de Eficiência Energética (PEE), a Cemat substitui geladeiras e lâmpadas de alto consumo por equipamentos eficientes para famílias de baixa renda, por meio do programa Luz em Conta. Após uma versão piloto, em 2004, o Luz em Conta foi implantado definitivamente na distribuidora em 2007. Mais de 18 mil famílias já foram beneficiadas com a troca dos equipamentos, reduzindo o valor da conta de energia. Para 2011, outras 7 mil famílias farão parte do projeto. O Luz em Conta tem o reconhecimento do Governo do Estado de Mato Grosso, que isentou os equipamentos do pagamento do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), em 2010, permitindo que a Cemat canalize o recurso que seria destinado ao imposto para aumentar o número de famílias beneficiadas. O projeto da Cemat chegou até a ser destaque no Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica (Sendi).

Vale-luz - Projeto que promove a troca de latas de alumínio a garrafas PET por créditos a serem usados no pagamento da conta de energia. Em atividade no Estado de desde 2006, o projeto foi reestruturado em 2010. Além de ampliar o número de postos de coleta do material reciclável, outras embalagens plásticas também começaram a ser aceitas. Todo o material recolhido é destinado à reciclagem por empresas especializadas. O projeto busca a preservação ambiental aliada a geração de renda e é realizado em parceria com o Governo do Estado de Mato Grosso, as empresas Bioterra, Bimetal e a rede de supermercados Modelo. Também em 2010 foram instalados coletores especiais de material reciclável na sede da Cemat e na unidade da empresa no Barro Duro. Assim, os colaboradores da empresa podem trazer de casa garrafas plásticas e latas de alumínio e depositar nos coletores. O material que seria jogado no lixo passa a ter uma destinação ambientalmente correta. Os resíduos coletados foram pesados e trocados por vales-luz, que serão doados a entidades filantrópicas.

Festival Internacional de Pesca Esportiva de Cáceres - O maior festival de pesca embarcada em água doce do mundo recebe o apoio da Cemat por se tratar de um evento que movimenta o turismo e gera renda a região oeste de Mato Grosso, promovendo o desenvolvimento regional. O festival é anual e atrai turistas de todo o país e do exterior, que participam de competições de pesca esportiva no rio Paraguai.

Modernizando a Gestão Pública - Programa que busca otimizar a gestão pública no Estado de Mato Grosso, por meio de parceria do Governo com o Movimento Brasil Competitivo (MBC), com o apoio da iniciativa privada. O principal objetivo é reduzir despesas públicas e incrementar a arrecadação, sem aumento da carga tributária no Estado - o que está de acordo com a Política de Sustentabilidade da Rede Energia, no que diz respeito a apoiar iniciativas que levem ao desenvolvimento regional. O Programa teve início em 2008 e se estende ao longo de 2010.

Programa Siminina - Voltado ao atendimento a meninas de sete a 14 anos em situação de risco na capital mato-grossense, Cuiabá, o Siminina oferece atividades no contra-turno escolar, incluindo reforço pedagógico, acompanhamento de tarefas, oficinas de dança, teatro, coral, pintura e artesanato em geral. Assim, busca facilitar o acesso dessas meninas a atividades necessárias para seu pleno desenvolvimento social, emocional, cultural e físico. São 1500 meninas beneficiadas em diversas unidades do programa, que é uma iniciativa da Prefeitura Municipal de Cuiabá e existe desde 1997. Os resultados aparecem em dados como índices de

7.9 - Outras informações relevantes

aprovação escolar acima da média, entre as meninas beneficiadas, bem como redução drástica de ocorrências de gravidez na adolescência. O apoio é realizado por meio do Conselho Municipal dos Direitos da Criança e do Adolescente.

Incentivo ao consumo consciente - Desde 2008, as personagens Lelê e Trix, criadas pela escritora Patrícia Secco, encantam as crianças da rede pública de ensino da concessão da Cemat. Em 2010 foram distribuídos cerca de 5 mil exemplares do livro infantil O Gigante Monstruoso do Lixo, patrocinados pela Rede Energia via Lei Rouanet. De maneira divertida, a literatura narra a luta das irmãs Lelê e Trix contra um monstro que quer despejar toneladas de lixo no planeta Terra. Os livros foram entregues em palestras, eventos, escolas e para secretarias municipais de meio ambiente e de educação em Mato Grosso.

Inclusão por meio do braille - Cidadania, diversidade e ética são alguns dos temas tratados nos livros da coleção em braille Um Presente Para Todos Nós, de Patrícia Secco, patrocinados pela Rede Energia e distribuídos na concessão da Cemat. O grande diferencial dos livros é que, embora publicações em braille normalmente sejam em branco, eles trazem também a história impressa, em letras grandes e com ilustrações coloridas. Assim, toda criança pode compartilhar da experiência de leitura - as que possuem deficiência parcial da visão, as que nada vêem e as que não apresentam problemas visuais. Foram distribuídos os títulos A Semente da Verdade, A Felicidade das Borboletas, O Grande Dia e Para Dançar com os Anjos a secretarias de educação e cultura e entidades de apoio a deficientes visuais. Apoio realizado via Lei Rouanet.

Viva o seu Bairro - Projeto de aproximação com a comunidade realizado por um grupo de comunicação local (Grupo Gazeta) e aprovado pela Lei Rouanet (artigo 26). O Viva o seu Bairro promove ações semanais de valorização da comunidade, visitando os bairros e publicando matérias sobre eles ao longo da semana, com o objetivo de cobrar das autoridades as melhorias necessárias. Nos fins de semana, ações de lazer com música, concursos e prestação de serviços movimentam o bairro escolhido. O projeto existe há mais de 10 anos e, com a parceria, a Cemat tem a chance de se aproximar da comunidade, levando dicas de uso consciente, racional e seguro da energia diretamente ao consumidor dos bairros beneficiados ao longo do ano.

Federação Mato-grossense de Associações de Moradores de Bairros (Femab) – Há vários anos a Cemat é parceira da Federação Mato-grossense das Associações de Moradores de Bairros (Femab). No passado, a empresa patrocinou um programa de rádio diário para divulgar as demandas e promover interação entre as associações de moradores. Em 2010, foi firmado um convênio entre as partes para que a Femab realizasse serviços de divulgação de interesse da empresa em veículos de comunicação próprios e em atividades realizadas nos bairros. A Cemat ainda patrocinou eventos promovidos pela Femab em comemoração ao aniversário da instituição e ao Dia do Comunitário.

Apoio ao Instituto Ethos e Objetivos de Desenvolvimento do Milênio (ONU).

8.1 - Descrição do Grupo Econômico

8. GRUPO ECONÔMICO

8.1. Descrição do grupo econômico em que se insere a Companhia, indicando:

a) Controladores diretos e indiretos

a.1) Controladores diretos:

- REDE ENERGIA S.A., inscrita no CNPJ/MF nº 61.584.140/0001-49;
- Inepar S.A. Indústria e Construções, inscrita no CNPJ/MF nº 76.627.504/0001-06
- Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás, inscrita no CNPJ/MF nº 00.001.180/0002-07

a.2) Controladores indiretos:

- Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A., inscrita no CNPJ/MF nº 60.876.075/0001-62
- Denerge – Desenvolvimento Energético S.A., inscrita no CNPJ/MF nº 45.661.048/0001-89;
- BNDES Participações S.A. – BNDESPAR, inscrita no CNPJ/MF nº 00.383.281/0001-09;
- BBPM - Participações S.A., inscrita no CNPJ/MF nº 58.890.112/0001-45;
- JQMJ – Participações S.A., inscrita no CNPJ/MF nº 54.445.853/0001-66; e
- Jorge Queiroz de Moraes Junior, inscrito no CPF/MF nº 005.352.658-91

b) Controladas e coligadas

A Companhia não possui controladas e coligadas.

c) Participações da Companhia em sociedades do grupo

A Companhia não possui participações em sociedades do grupo.

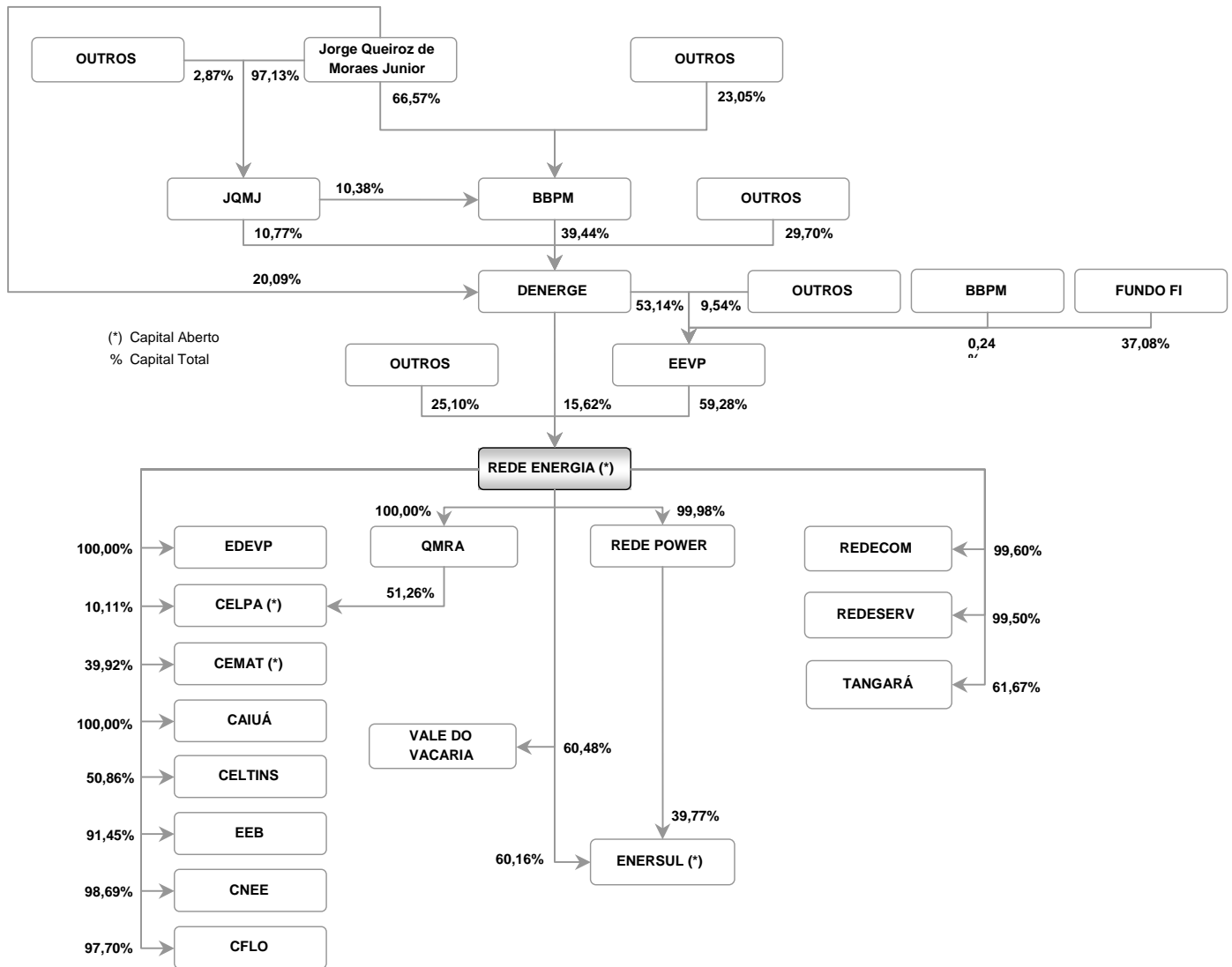
d) Participações de sociedades do grupo no emissor

Nenhuma das sociedades do grupo possui qualquer participação no capital social da Companhia, exceto conforme disposto no item “a” acima.

e) Sociedades sob controle comum

- Centrais Elétricas do Pará S.A – CELPA (“CELPA”), inscrita no CNPJ/MF nº 04.895.728/0001-80;
- QMRA – Participações S.A (“QMRA”), inscrita no CNPJ/MF nº 02.139.940/0001-91;
- Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. – CEMAT (“CEMAT”), inscrita no CNPJ/MF nº 03.467.321/0001-99;
- Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins – CELTINS (“CELTINS”), inscrita no CNPJ/MF nº 25.086.034/0001-71;
- Empresa Energética de Mato Grosso do Sul – ENERSUL (“ENERSUL”), inscrita no CNPJ/MF nº 15.413.826/0001-50;
- Caiuá – Distribuição de Energia S.A. (“CAIUÁ”), inscrita no CNPJ/MF nº 07.282.377/0001-20;
- Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A (“EDEV”), inscrita no CNPJ/MF nº 07.297.359/0001-11;
- Empresa Elétrica Bragantina S.A (“EEB”), inscrita no CNPJ/MF nº 60.942.281/0001-23;
- Companhia Nacional de Energia Elétrica (“CNEE”), inscrita no CNPJ/MF nº 61.416.244/0001-44;
- Companhia Força e Luz do Oeste (“CFLO”), inscrita no CNPJ/MF nº 77.882.504/0001-07;
- Rede Power do Brasil S.A (“REDE POWER”), inscrita no CNPJ/MF nº 00.412.685/0001-83;
- Tangará Energia S.A (“TANGARÁ”), inscrita no CNPJ/MF nº 03.573.381/0001-96;
- Rede Comercializadora de Energia S.A (“REDE COM”), inscrita no CNPJ/MF nº 04.169.257/0001-22;
- Rede Eletricidade e Serviços S.A (“REDE SERV”), inscrita no CNPJ/MF nº 60.876.075/0001-6203.455.071/0001-77; e
- Vale do Vacaria Açúcar e Álcool S.A (“VALE DO VACARIA”), inscrita no CNPJ/MF nº 60.876.075/0001-6208.302.102/0001-73.

8.2. ORGANOGRAMA DO GRUPO ECONÔMICO:



8.3 - Operações de reestruturação

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Na data deste Formulário de Referência, não houve nenhuma operação de reestruturação, fusão, cisão, incorporação de ações, alienação ou aquisição de controle societários ou de ativos importantes.

8.4 - Outras informações relevantes

8.4. OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES:

Não existem outras informações relevantes sobre este item "8".

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

9. ATIVOS RELEVANTES

9.1. BENS DO ATIVO NÃO-CIRCULANTE RELEVANTES PARA O DESENVOLVIMENTO DAS ATIVIDADES DA COMPANHIA, INDICANDO, EM ESPECIAL:

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

Propriedades, Instalações e Equipamentos

As principais propriedades da Companhia consistem em UTEs, subestações e redes de distribuição localizadas no Estado do Mato Grosso. O valor contábil líquido do ativo imobilizado total da Companhia, em 31 de dezembro de 2009, era de R\$ 1.835,8 milhões. De modo geral, as instalações da Companhia são adequadas às suas atuais necessidades e são apropriadas aos fins a que se destinam.

A Companhia tem servidões de passagem para suas linhas de distribuição, que são ativos próprios e não reverterem aos proprietários da terra quando da expiração de concessão da Companhia. As linhas de distribuição da Companhia ocupam áreas que são adquiridas por compra ou expropriação, ou sobre as quais a Companhia possui servidões de passagem sujeitas a pagamentos de indenização negociados com o vendedor ou, em alguns casos, como determinado por decisões judiciais. Determinadas extensões de terra pelas quais passam as linhas de transmissão da Companhia são divididas com outras companhias de energia. A escolha de determinada extensão de terra depende de critérios técnicos e é baseada em negociações mantidas com o proprietário da propriedade relevante.

A Companhia geralmente goza de servidões de passagem gratuitas sobre propriedades públicas. Entretanto, a Companhia deve indenizar servidões sobre propriedades privadas. Em virtude do interesse público no desenvolvimento de serviços de eletricidade, historicamente a Companhia não encontra dificuldades legais significantes ao instalar novas linhas de distribuição de média e baixa voltagem.

De acordo com a lei, alguns dos imóveis e instalações que a Companhia utiliza para cumprir suas obrigações nos termos de seus contratos de concessão não podem ser transferidos, cedidos, onerados ou vendidos a quaisquer credores da Companhia ou por eles empenhados sem a prévia aprovação da ANEEL.

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

Propriedade Intelectual

No Brasil, a propriedade de uma marca adquire-se somente pelo registro validamente concedido pelo INPI (Instituto Nacional de Propriedade Industrial), órgão responsável pelo registro de marcas e patentes, sendo então assegurado ao titular seu uso exclusivo em todo o território nacional por um prazo determinado de 10 anos. Após este prazo, a marca poderá ser renovada por períodos adicionais de 10 anos, mediante pagamento de uma taxa oficial ao INPI. O pedido de prorrogação de cada marca deve ser feito ao INPI no prazo de 12 meses antes de expirar cada decênio, sendo que o registro poderá ser cancelado de ofício pelo INPI se esse pedido não for feito. Durante o processo de registro, o depositante tem apenas uma expectativa de direito para utilização das marcas depositadas, aplicadas para a identificação de seus produtos ou serviços.

A Companhia é titular de registros de marca perante o INPI, para a marca mista "Cemat", nas classes internacionais: 36, 37, 39, 40 e 42 todas relacionadas e afins às atividades de distribuição de energia elétrica.

Ao longo da história, a marca "Cemat" adquiriu notória reputação no segmento em que atuamos. Por esse motivo, entendemos que possuímos relevante dependência da marca "Cemat" para a realização das atividades por nós desempenhadas.

A Companhia não é titular de nenhuma patente, bem como não é parte de contratos de transferência de tecnologia.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

c) sociedades em que a Companhia tem participação.

A Companhia não detém participações acionárias em quaisquer sociedades.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Ver o item 9.1 deste formulário

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

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Ver o item 9.1 deste formulário.

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

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Ver o item 9.1 deste formulário.

9.2 - Outras informações relevantes

9.2. OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES:

Não existem outras informações relevantes sobre este item "9".

10.1. Os diretores devem comentar sobre:

a. Condições financeiras e patrimoniais gerais

A Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.- Cemat (“Cemat” ou “Companhia”) tem como atividade a distribuição de energia elétrica no Estado do Mato Grosso. No exercício de 2010, a receita bruta foi composta por 82,4 % de clientes cativos. Vale acrescentar que parte da receita bruta, 16,2%, é composta da receita de construção. Essa receita é um dos efeitos da adoção do IFRS (*International Financial Report Standard*), Normas Internacionais de Contabilidade, pela companhia, a partir de 31 de dezembro de 2010 e não constitui efeito real sobre o resultado operacional da companhia, visto a sua exata contrapartida no custo de operação.

A diretoria entende que a companhia apresenta condições patrimoniais e financeiras para cumprir suas obrigações de curto e médio prazo. Todas as nossas operações são realizadas no Brasil, razão pela qual nossos resultados operacionais e situação financeira são diretamente afetados pelas condições econômicas gerais do país, em especial, pelas taxas de inflação, taxas de juros, políticas governamentais, flutuações do câmbio e políticas tributárias.

Desde o início do Plano Real, em 1993, o Brasil tem evoluído para um quadro de estabilidade econômica, o que faz com que os agentes econômicos tenham expectativas favoráveis para o futuro do País. A manutenção da estabilidade monetária tem sido acompanhada pelo crescimento gradual, porém sustentado, da economia.

Nos anos recentes, o crescimento do PIB teve como principais fatores determinantes o bom desempenho do setor exportador e o aumento da demanda interna. O PIB brasileiro teve um aumento de 5,1% em 2008, uma queda de 0,2% em 2009 e um crescimento de 7,5% em 2010. A taxa básica de juros em curto prazo (ajustada pelo BACEN em relação ao índice SELIC) reduziu de 10,66% em 2008, considerando o último dia de cada ano, para 8,65% em 2009 e aumentou para 13,65% em 2010.

A Companhia opera predominantemente na região Centro-Oeste e o crescimento econômico nessa região pode ser o fator de maior impacto na demanda por energia elétrica e nos resultados operacionais da Companhia.

A distribuição de energia elétrica na área de concessão da Companhia mostra uma forte correlação com o crescimento e desenvolvimento das economias nos Estados do Mato Grosso, uma vez que a base de clientes é, em grande parte, composta por clientes residenciais cativos nesses Estados. O consumo de energia, medido em MWh, no Estado do Mato Grosso aumentou 6,6% nos últimos cinco anos (2006 a 2010). De 2009 a 2010, esse crescimento foi de 2,5%. Além disso, a Companhia acredita que o estado possui significativo potencial para desenvolvimento econômico que se traduzirá em um potencial de crescimento na demanda por energia elétrica.

Inclusive, o PAC, criado pelo Governo Federal, tem como objetivo a aceleração do crescimento econômico, o aumento do emprego e a melhoria das condições de vida da população do Estado de Mato Grosso. O PAC consiste em um conjunto de medidas destinadas a incentivar o investimento privado, aumentar o investimento público em infra-estrutura e remover obstáculos burocráticos, administrativos, normativos, jurídicos e legislativos, ao crescimento. Por meio do PAC, estima-se um investimento total da ordem de R\$21,3 bilhões no estado de Mato Grosso, distribuídos nos setores de logística, energia, e social e urbano.

b. Estrutura de capital e possibilidade de resgate de ações ou quotas, indicando:

O capital social é de R\$710,2 milhões, integralmente realizado e representado por 118.853 mil ações escriturais, sem valor nominal, sendo 41.018 mil ações ordinárias e 77.835 ações preferenciais.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

As ações representativas do capital social da Companhia serão escriturais, permanecendo em conta de depósito em nome de seus titulares, sem emissão de certificados, nos termos dos artigos 34 e 35 da Lei n. 6.404/76.

Os aumentos de capital decorrentes de conversão de debêntures em ações, cuja emissão tenha sido aprovada em Assembleia Geral, serão averbados pela Diretoria da Companhia, mediante ata de reunião arquivada no Registro do Comércio, nos termos do parágrafo 1º do artigo 166 da Lei nº 6.404/76, e consolidados anualmente na mesma data da realização da Assembleia Geral Ordinária.

As ações preferenciais, inconversíveis em ordinárias, não terão direito de voto nas Assembleias Gerais e gozarão dos seguintes direitos:

- (i) recebimento de dividendos mínimos de 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido de cada exercício, na forma prevista no artigo 33 do Estatuto Social da Companhia, e no mínimo 10% (dez por cento) maiores do que os atribuídos às ações ordinárias;
- (ii) prioridade no reembolso do capital, em caso de liquidação da sociedade.

Nos casos de reembolso de ações previstos em lei, o valor de reembolso corresponderá ao valor do patrimônio líquido contábil das ações, de acordo com o último balanço aprovado por Assembleia Geral, segundo os critérios de avaliação do ativo e do passivo fixados na Lei das Sociedades por Ações e com os princípios contábeis geralmente aceitos.

Se a Assembleia Geral ocorrer mais de 60 (sessenta) dias depois da data do último balanço aprovado, será facultado ao acionista dissidente pedir, juntamente com o reembolso, levantamento de balanço especial que atenda àquele prazo. Nesse caso, a companhia pagará imediatamente 80% (oitenta por cento) do valor do reembolso calculado com base no último balanço e, levantado balanço especial, pagará o saldo no prazo de 120 (cento e vinte) dias, a contar da data da deliberação da Assembleia Geral.

Em 31 de dezembro de 2010, a Companhia apresentou a seguinte composição de capital: (i) 35,1% de capital próprio (ou seja, patrimônio líquido dividido pelo ativo total) e (ii) 64,9% de capital de terceiros (ou seja, a soma do passivo circulante com o passivo não circulante dividido pelo ativo total).

i. hipóteses de resgate

ii. fórmula de cálculo do valor de resgate

Não há possibilidade de resgates de ações de emissão da companhia além das legalmente previstas

c. Capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

Considerando o perfil de curto e médio prazo do endividamento da Companhia, esta pretende alongar o seu perfil para adequar a sua capacidade de pagamento do montante principal e juros de suas dívidas com recursos provenientes da sua geração operacional de caixa.

Observando o endividamento, o fluxo de caixa e a posição de liquidez, a Companhia acredita ter liquidez e recursos de capital suficientes para cobrir os investimentos, despesas, dívidas e outros valores a serem pagos nos próximos anos, embora não possa garantir que tal situação permanecerá igual. Caso a Companhia entenda necessário contrair empréstimos para financiar seus investimentos, a mesma acredita ter capacidade para contratá-los atualmente.

(R\$ milhões)	2010	2009	2008

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Empréstimos, financiamento e debêntures e encargos	1.284,4	1.034,8	1.034,8
Total de Disponibilidade(1)	109,4	35,1	40,3
Dívida Líquida(2)	1.175,0	999,7	994,5

(1) Disponibilidades é a soma dos itens "numerário disponível" e "aplicações no mercado aberto".

(2) Dívida líquida: empréstimos, financiamentos, debêntures e encargos menos a disponibilidade.

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

As principais fontes de recursos utilizadas pela companhia são: (1) Eletrobrás - a Eletrobrás fornece uma taxa de juros subsidiada de aproximadamente 6% ao ano e prazos de amortização em média de 120 meses; e (2) Debêntures no valor total de R\$ 250 milhões em 13 series, a primeira série ao custo de CDI + 2,75% a.a. e as demais series ao custo de IPCA + 9,15% a.a. com prazo de vencimento de 48 meses. A amortização do principal, para a 1ª série, será mensal a partir do 7º mês da data de emissão. A primeira amortização do principal para as demais séries sucedem-se do 12º ao 23º meses a partir da data de emissão, repetindo-se assim sucessivamente para as demais séries IPCA. A amortização dos juros para a 1ª série será mensal a partir da data de emissão e as demais séries anualmente na mesma data da amortização do principal.

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

A Companhia recorrerá ao mercado financeiro contratando operações em seu benefício, caso a sua geração de caixa não seja suficiente para suprir a sua necessidade de capital de giro e investimentos.

f. Níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda:

O saldo dos empréstimos, financiamentos e debêntures da Companhia em 31 de dezembro de 2010 era de R\$ 1.431,9 milhões. Esse saldo, líquido do caixa e aplicações era de R\$ 1.425,0 milhões. Utilizando-se como parâmetro o índice "dívida financeira líquida dividida pela dívida financeira líquida mais patrimônio líquido", o resultado em 31 de dezembro de 2010 foi de 55,9%.

R\$ milhões	Em 31 de Dezembro de		
	2010	2009	2008
Dívida financeira líquida	1.175,0	999,7	994,5
Patrimônio líquido	1.129,4	1.156,0	1.168,6
Índice de endividamento	1,04	0,86	0,85

Definições:

Dívida Financeira Líquida – significa empréstimos, financiamentos, debêntures e encargos menos caixa e aplicações.

Patrimônio Líquido – significa a conta patrimônio líquido do passivo.

Índice de endividamento – significa a dívida financeira líquida dividida pela dívida financeira líquida mais patrimônio líquido.

Índice de endividamento =
$$\frac{\text{Dívida Financeira Líquida}}{(\text{Dívida Financeira Líquida} + \text{Patrimônio Líquido})}$$

i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes

ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

O saldo da conta empréstimos, financiamentos, debêntures e encargos de dívida aumentou 24,1%, passando de R\$ 1.034,8 milhões em 2009 para R\$ 1.284,4 milhões em 2010, principalmente devido a emissão de debêntures, em abril de 2010, no valor total de R\$ 250,0 milhões, para reforço de capital de giro e investimentos na companhia (mais detalhes sobre essa emissão poderá ser obtido na nota explicativa nº 22 – Debêntures). Considerando-se portanto as disponibilidades em caixa e aplicações, a dívida financeira da companhia passou de R\$ 999,7 milhões em 2009 para R\$ 1.175,0 milhões em 2010, representando um aumento de 17,5%.

Em 2010, a Eletrobrás liberou R\$ 222,9 milhões referentes a 5ª Tranche do Programa Luz Para Todos. Esse contrato tem o prazo para liquidação de 12 anos, sendo 2 anos de carência e 10 para amortização do principal. O custo da operação é de 5% a.a. de juros e 1% a.a. de taxa de administração.

Em 2010, a Companhia deliberou pela distribuição pública de debêntures simples da 2ª emissão, não conversíveis em ações, em 13 séries totalizando R\$ 250.000. A emissão será composta de 250 debêntures simples com o valor nominal unitário de R\$ 1.000. O prazo de vencimento das debêntures é de 4 anos. A primeira série (série CDI) tem carência de pagamento de principal pelos primeiros seis meses e será liquidada a partir de então em 42 prestações mensais. As debêntures da segunda à décima terceira séries (séries IPCA) terão pagamentos nas suas respectivas datas de aniversário (a primeira delas, portanto, terá o seu primeiro pagamento no décimo segundo mês e assim sucessivamente para as demais séries) totalizando também 48 meses a partir da data de emissão, definida como 15/4/2010. A remuneração das debêntures da 1ª série é de CDI mais 2,75% a.a. e das demais séries são de IPCA mais 9,15% a.a.. A amortização do principal, para a 1ª série, será mensal a partir do 7º mês da data de emissão. A primeira amortização do principal para as demais séries sucedem-se do 12º ao 23º meses a partir da data de emissão, repetindo-se assim sucessivamente para as demais séries IPCA. A amortização dos juros para a 1ª série será mensal a partir da data de emissão e as demais séries anualmente na mesma data da amortização do principal. Os recursos obtidos por meio desta emissão serão destinados ao refinanciamento de obrigações financeiras, reforço do capital de giro e investimentos da Companhia.

A companhia ainda conta com um ativo a receber de R\$ 188,0 milhões referentes recursos da sub-rogação da CCC, para amortização de parte de seu passivo financeiro, contratado para execução de obras nos sistemas Baixo Araguaia, Nova Monte Verde e Juruena. Trata-se de subsídio oriundo da implantação de projetos elétricos que proporcionam a redução do dispêndio da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC), e que contribui para a modicidade das tarifas aos consumidores finais, em virtude de obras que promovem a desativação de usinas térmicas e consequente redução no consumo de óleo diesel. Esses valores estão contabilizados no ativo da companhia e, de acordo com as regras estabelecidas pela ANEEL, esses benefícios são repassados à concessionária, após efetiva energização das obras, para pagamento da totalidade dos empréstimos obtidos para execução dessas obras.

A tabela abaixo descreve a evolução do endividamento total consolidado em aberto da Companhia nos períodos em referência:

Dívidas (R\$ milhões)	Em 31 de dezembro de		
	2010	2009	2008
Curto Prazo			
Moeda Estrangeira	60,9	65,1	84,6
Moeda Nacional	379,3	255,7	157,0
Longo Prazo			
Moeda Estrangeira	171,3	205,2	358,4
Moeda Nacional	672,9	508,8	434,8
Total Geral	1.284,4	1.034,8	1.034,8

Financiamentos relevantes e outras relações de longo prazo com instituições financeiras

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

São demonstrado abaixo as características das principais dívidas em 31 de dezembro de 2010:

Eletrobrás: empréstimos tomados para expansão dos sistemas de sub-transmissão, distribuição, comercialização, Programa Nacional de Irrigação e Programa Luz no Campo, sendo que a data de vencimento do último contrato ocorrerá em novembro/2022, com amortização mensal e trimestral, e as taxas de juros variam de 6% a 8,5% a.a., mais a variação do FINEL e UFIR, todos os contratos com carência de dois anos para o início das amortizações.

Eletrobrás: houve a liberação da 1a parcela no mês de agosto/2008, do contrato ECF 2673/2007, provindo dos recursos da RGR e trata do Programa Nacional de Iluminação Pública Eficiente, datado de 4/6/2008, com vencimento em novembro/2014, com prazo de amortização de 60 meses e carência de 15 meses a partir da 1a liberação à taxa de juros de 5,0% a.a..

Eletrobrás: empréstimos tomados para a implementação do Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica "Luz para Todos", instituído pelo Decreto nº 4.873, de 11/11/2003, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e operacionalizado pela Eletrobrás, com recursos originários da Reserva Global de Reversão - RGR. A amortização do contrato será em 120 parcelas mensais e sucessivas, com carência de 24 meses, vencendo a última parcela em abril/2022, com taxas de juros de 5% a.a..

Tesouro nacional: Banco do Brasil S.A. – reestruturação da dívida externa, com garantias do Tesouro Nacional, contratos assinados em 18/3/1998 e 22/9/1999 com taxas de juros que variam de 6,0% a 8,2% a.a., mais taxa Libor semestral e variação cambial, com amortização semestral, e a data do último vencimento ocorrerá em abril/2024.

Finame: investimentos no sistema de transmissão, distribuição e comercialização. A taxa média de juros de 4,3% a.a., acrescido da variação da TJLP, com amortização mensal e vencimento da última parcela ocorrendo em setembro/2013.

Capital de giro: As operações de capital de giros são indexadas a CDI, TR ou IPCA, com amortização mensal e vencimento da última parcela em novembro/2013.

- Operações indexadas a CDI com taxa média ponderada de 5,2% a.a.
- Operações indexadas a IPCA com taxa média ponderada de 10,0% a.a.
- Operações indexadas a TR com taxa média ponderada de 11,6% a.a.

Empréstimo "Unit Notes": em fevereiro/2006, a CEMAT efetuou a emissão de US\$ 50.000 relativos à "Unit Note", com prazo total para liquidação de 6 anos, sendo 3 anos de carência e 3 anos para amortização do principal e com taxa de juros nominal de 9,5% a.a.. O montante do principal dessa operação foi protegido contra as oscilações da variação cambial, por meio de instrumentos derivativos (vide nota explicativa nº 23). Em agosto de 2007, a Companhia antecipou pagamentos no montante de US\$ 31.899, correspondentes a R\$ 61.231.

Investimentos: contratos firmados pela Companhia cujos recursos destinam-se a investimentos conforme abaixo:

Contrato, empréstimo ponte com o Bradesco, assinado em julho/2007, com a finalidade de construção de linhas de transmissão e ampliação de subestações, conforme elenco de obras subrogados com recursos da CCC através da resolução 906, de 2/5/2007, com taxas de juros de 2,00% a.a. mais a variação de CDI, com pagamentos de juros ocorrendo em abril, agosto e outubro de 2008, e amortização das parcelas de principal mais encargos em 42 meses vencendo a primeira em janeiro/2009 a última em junho/2012;

Contrato, empréstimo ponte com o Banco Santander, assinado em março/2008, com a finalidade de construção de linhas de transmissão e ampliação de subestações, conforme elenco de obras subrogados com recursos da CCC através da resolução 897 de 2/5/2007, com taxas de juros de

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

1,55% a.a. mais a variação de CDI, com a amortização das parcelas de principal e encargos em 48 meses vencendo a primeira em janeiro/2009 a última em dezembro/2012;

Contrato, empréstimo ponte com o ITAÚ BBA, assinado em dezembro/2008 e março/2009, com a finalidade de Interligação da região de Juruena ao Sistema Interligado Nacional - SIN, com taxas de juros de 4,3% a.a. mais a variação de CDI, com pagamento único para quitação em junho/2010, no valor R\$ 40.000. Através de aditivos, foi prorrogado o vencimento para fevereiro/2011 e a taxa passou a ser de 4,59% a.a. mais a variação de CDI;

Contrato, empréstimo ponte com o Banco Fibra, assinado em agosto/2010, com a finalidade de construção de linhas de transmissão e ampliação de subestações, conforme elenco de obras subrogadas com recursos da CCC através da Resolução 1.877, de 7/4/2009 com taxas de juros de 4,43% a.a. mais a variação do CDI, com a amortização das parcelas de principal e encargos em 45 meses vencendo a primeira em dezembro/2011 e a última em agosto/2015.

Arrendamento mercantil: contratos de arrendamento mercantil de veículos, cuja taxa média ponderada é de 3,19% a.a. acrescido do CDI, amortização mensal e vencimento da última parcela em setembro/2013, e arrendamento mercantil de aeronaves sendo uma com custo de Libor trimestral acrescido de 3,5% a.a. e a outra ao custo de 6,15% a.a. ambas acrescida da variação cambial, com amortizações trimestrais de principal e juros, sendo que a data do último vencimento será em setembro/2020. A dívida total a valor presente dos arrendamentos mercantis em 31/12/2010 é de R\$ 47.405.

iii. Grau de Subordinação entre as dívidas

O saldo do endividamento financeiro da Companhia em 31 de dezembro de 2010 era de R\$ 1.284,4 milhões, assim segmentados: (i) R\$435,4 milhões ou 33,9% de garantias reais por meio de recebíveis; (ii) R\$265,9 milhões ou 20,7% estavam garantidos por aval do Acionista Controlador, Rede Energia S.A. ("Rede"); (iii) R\$339,1 milhões ou 26,4% de garantias reais por meio de recebíveis e por aval dos Acionistas Controladores, Rede Energia S.A.; e (iv) R\$244,0 milhões ou 19,0% de garantias quirografárias, ou seja, livres de garantias. O grau de subordinação das dívidas, em relação às suas garantias, será sempre real, flutuante e quirografária, excetuando-se outras legalmente previstas.

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.

BID

Estes empréstimos são garantidos de forma independente um do outro com contas a receber da CEMAT, bem como os pagamentos de vencimentos previstos em seus contratos de concessão. O empréstimo do BID é garantido pela Rede e exigem que os acionistas controladores da CEMAT, inclusive a Rede, celebraram um contrato de retenção de ações para acordar que não haverá troca de controle em relação à CEMAT e que a garantia do BID de receber o pagamento de vencimento previstos nos respectivos contratos de concessão permanecerão válidos e com efeito. A Companhia está sujeitas a cumprir cláusulas contratuais destes empréstimos, inclusive de atendimento de compromissos financeiros (tais como, índice de endividamento (max. 3,50), capital de terceiros (max. 0,60), de dívida em relação ao EBITDA1 (max. 1,00), de dívida a curto prazo em relação ao EBITDA (max. 0,75) e de despesas com pagamentos de juros (min. 2,00)), bem como

¹ O EBITDA representa o lucro (prejuízo) líquido excluindo-se os efeitos de resultado em participações societárias, resultado financeiro, resultado não operacional, imposto de renda, contribuição social, crédito fiscal diferido, participação dos minoritários, depreciação e amortização. O EBITDA não é uma medida sob as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ou dos Estados Unidos e não deverá ser considerado como alternativa ao lucro líquido como indicador do resultado operacional nem como alternativa ao caixa operacional como indicador de liquidez. O EBITDA por nós calculado pode não ser comparável ao EBITDA utilizado por outras companhias.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

restrições de investimentos, ônus, fusões e consolidações, venda de ativos e operações com partes relacionadas, e ainda, políticas ambientais, de saúde, de segurança, de trabalho e de responsabilidade social do BID.

Em relação aos empréstimos do BID, a Rede concorda em não onerar, trocar, ceder como forma de pagamento, vender ou transferir ações ordinárias de emissão da Companhia, de sua titularidade, que poderiam causar a sua perda da posição de detentor da maioria das ações ordinárias de emissão da CEMAT em circulação.

Debênture - 2ª (segunda) emissão

As debêntures contarão com as seguintes garantias: (i) garantia fidejussória, na forma de fiança, da controladora, Rede Energia S.A.; e (ii) cessão fiduciária pela Companhia em favor dos Debenturistas, representados pelo Agente Fiduciário, em garantia da dívida representada pelas Debêntures: (a) dos direitos de crédito oriundos do fornecimento futuro de energia elétrica pela Companhia aos consumidores em montante equivalente a 150% (cento e cinquenta por cento) do valor devido pela Companhia aos titulares das Debêntures em cada data de pagamento a título de remuneração e amortização do Valor Nominal Unitário das Debêntures, limitado a 7,34% (sete inteiros e trinta e quatro centésimos por cento) da receita operacional líquida da Companhia, sendo certo que, em caso de excussão, somente serão retidos para pagamento recursos em montante correspondente a 150% (cento e cinquenta por cento) do valor total devido pela Companhia aos Debenturistas em cada uma das datas de pagamento da remuneração e datas de amortização, somado a eventuais despesas de excussão. A Companhia está sujeitas a cumprir cláusulas na escritura desta emissão, inclusive de atendimento de compromissos financeiros, tais como, índice de endividamento (max. 3,25) e de despesas com pagamentos de juros (min. 2,00).

g. Limites de utilização dos financiamentos já contratados

Os financiamentos já contratos foram integralmente utilizados.

h. Alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

Resultados Operacionais

Análise dos Resultados do Exercício Social Encerrado em 31 de dezembro de 2010 comparados com o Exercício Social Encerrado em 31 de dezembro de 2009

Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta da CEMAT apresentou um aumento de 13,2%, passando de R\$ 2.510,9 milhões em 2009 para R\$ 2.842,4 milhões em 2010. A receita operacional líquida do exercício de 2010 foi de R\$ 1.956,6 milhões, representando um aumento de 16,6% em relação à receita verificada em 2009. Esse incremento foi influenciado pelo crescimento do mercado consumidor cativo em 2,5%, já explicado em tópico anterior, bem como, pelo aumento do preço médio de venda de energia elétrica a todo mercado consumidor. Outro fator que influenciou o aumento da receita bruta foi a receita de construção que passou de R\$ 306,3 milhões em 2009, para R\$ 461,0 milhões em 2010. Vale acrescentar que essa receita é parte dos efeitos da adoção do IFRS (*International Financial Report Standard*), Normas Internacionais de Contabilidade, pela companhia, a partir de 31 de dezembro de 2010 e não constitui efeito real sobre o resultado operacional da companhia, uma vez que esses mesmos valores (tanto para 2009 quanto para 2010) aparecem no custo de operação, resultando em efeito zero no EBITDA. Retirando-se portanto os efeitos da receita de construção, o aumento da receita bruta seria de 8,0%, passando de R\$ 2.204,6 milhões em 2009 para R\$ 2.381,4 milhões em 2010.

Custo do Serviço

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

O custo do serviço de energia elétrica, composto de energia elétrica comprada para revenda e encargos do uso de sistema de transmissão e distribuição, totalizou R\$ 900,7 milhões em 2010, o que representa um acréscimo de 14,5% em relação aos R\$ 786,9 milhões de 2009. Essa variação é resultado do aumento de 2,1% na energia comprada (de 6.423 GWh em 2009 para 6.559 GWh em 2010), e aumento do custo médio de compra dessa energia, que foi de 13,3%.

Custo da Operação

O custo de operação foi de R\$ 696,7 milhões em 2010 e R\$ 522,0 milhões em 2009, representando um crescimento de 33,5%. Esse aumento se deu principalmente pelos custos de construção, que em função da adoção das práticas do IFRS passam a transitar pelas contas de resultado como custo de operação. Desconsiderando-se portanto os custos de construção, o aumento do custo de operação seria de 9,3%.

Despesas Operacionais

As despesas operacionais registraram um aumento de 21,9%, passando de R\$ 104,6 milhões em 2009 para R\$ 127,6 milhões em 2010, principalmente devido aos gastos incorridos durante o exercício de 2010 com a implantação de projetos como o Centro de Serviços Compartilhados (CSC) e do sistema operacional SAP.

EBITDA

O EBITDA da companhia, calculado a partir do resultado do serviço acrescido da amortização, depreciação e perdas na alienação/desativação de bens e direitos, reduziu de R\$ 380,1 milhões em 2009 para R\$ 360,7 milhões em 2010, representando uma variação de 5,1%. Essa redução se deu principalmente em razão do aumento de R\$ 113,8 milhões no custo do serviço de energia elétrica, já explicado em parágrafo anterior.

Resultado Líquido

O lucro líquido da companhia passou de R\$ 149,5 milhões em 2009 para R\$ 18,8 milhões em 2010, influenciado pela redução do EBITDA, e também pelo aumento do resultado financeiro, que passou de uma despesa de R\$ 92,5 milhões em 2009 para uma despesa de R\$ 185,3 milhões em 2010, influenciado principalmente pela redução de R\$ 59,7 milhões na receita financeira (receita financeira não recorrente em 2009 devido a benefício oriundo do parcelamento de tributos - Lei 11.941/2009); e pelo aumento de encargos de dívida em R\$ 33,9 milhões.

Análise dos Resultados do Exercício Social Encerrado em 31 de dezembro de 2009 comparados com o Exercício Social Encerrado em 31 de dezembro de 2008

Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta da CEMAT apresentou um aumento de 9,8%, passando de R\$ 1.997,4 milhões em 2008 para R\$ 2.192,9 milhões em 2009. A receita operacional líquida do exercício de 2009 foi de R\$ 1.364,3 milhões, representando um aumento de 9,2% em relação à receita verificada em 2008. Esse incremento foi influenciado pelo crescimento do mercado consumidor em 4,9%, em consequência do crescimento ocorrido no consumo das classes residencial e comercial e do aumento do preço médio da venda de energia elétrica em 4,6%.

Custo do Serviço

O custo do serviço, composto de energia elétrica comprada para revenda e encargos do uso de sistema de transmissão, totalizou R\$ 789,8 milhões em 2009, o que representa um acréscimo de 18,3% em relação aos R\$ 667,9 milhões de 2008, principalmente devido ao aumento dos custos dos encargos de uso do sistema em 119,8%. Em 2009, no valor da Tarifas de Uso do Sistema foi

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

acrescentada uma parcela relativa ao uso do Sistema de Transmissão das Geradoras, ligadas à rede da CEMAT. Essa alteração foi informada pelo Operador Nacional do Sistema – ONS.

Custo da Operação

O Custo de Operação foi de R\$ 215,6 milhões em 2009 e R\$ 255,5 milhões em 2008, representando uma redução de 15,6%. Essa redução foi principalmente influenciada pelo final do contrato de terceirização dos custos de operação e manutenção das usinas térmicas no Baixo Araguaia, bem como pela redução do custo de matéria prima e insumos para produção de energia elétrica, ocasionada pela interligação da região do Araguaia ao Sistema Interligado Nacional - SIN.

Despesas Operacionais

As despesas operacionais tiveram elevação de 16,1%, passando de R\$ 79,7 milhões em 2008 para R\$ 92,6 milhões em 2009, principalmente devido à elevação de 19,0% nas despesas com vendas e 16,9% nas despesas gerais e administrativas.

EBITDA

O EBITDA da companhia, calculado a partir do resultado do serviço acrescido da amortização e depreciação, aumentou de R\$ 351,1 milhões em 2008 para R\$ 380,5 milhões em 2009, representando um incremento de 8,4%. Esse aumento foi principalmente em razão do crescimento de 4,9% no mercado consumidor, com consequente reflexo na receita operacional líquida que cresceu 9,2%, e também da redução de 15,6% no custo das operações.

Resultado Líquido

O lucro líquido do exercício passou de R\$ 84,6 milhões em 2008 para R\$ 167,0 milhões em 2009, influenciado pelo crescimento de 8,0% no resultado do serviço e pela evolução positiva do resultado financeiro, que passou de uma despesa de R\$ 109,2 milhões em 2008 para uma despesa de R\$ 67,6 milhões em 2009.

Principais Alterações nas Contas Patrimoniais

Contas patrimoniais em 31 de dezembro de 2010 comparadas com 31 de dezembro de 2009

Ativo Circulante

Numerário Disponível e Aplicações No Mercado Aberto

Em 31 de dezembro de 2010, nosso numerário disponível e aplicações no mercado aberto totalizam R\$109,4 milhões, comparados aos R\$35,1 milhões em 31 de dezembro de 2009, principalmente devido ao montante de R\$72,8 milhões mantidos em aplicações financeiras.

Consumidores

Em 31 de dezembro de 2010, o saldo da conta consumidores e revendedores foi de R\$456,8 milhões, comparados com R\$373,5 milhões em 31 de dezembro de 2009. Tal aumento de R\$83,3 milhões ou 22,3%, ocorreu, principalmente, em virtude do aumento do faturamento, e dos vencimentos que passaram do longo para o curto prazo.

Impostos e Contribuições Sociais a Compensar

Em 31 de dezembro de 2010, o montante de tributos e contribuições sociais a compensar correspondem a R\$36,4 milhões, comparado aos R\$27,1 milhões de 31 de dezembro de 2009. Tal

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

aumento de R\$9,3 milhões ou 34,3% ocorreu principalmente devido ao aumento dos saldos negativos de imposto de renda e contribuição social apurados na declaração de ajuste anual.

Ativo Realizável a Longo Prazo

Consumidores

Em 31 de dezembro de 2010, o saldo da conta consumidores e revendedores foi de R\$166,6 milhões, comparados aos R\$229,4 milhões em 31 de dezembro de 2009. Tal redução de R\$62,8 milhões ou 27,4% ocorreu principalmente em virtude dos vencimentos que passaram para o curto prazo.

Empresas Relacionadas

Em 31 de dezembro de 2010, nosso realizável em longo prazo contabilizava R\$100,3 milhões referentes a empresas relacionadas, comparados aos R\$92,6 milhões em 31 de dezembro de 2009. O aumento de R\$7,7 milhões ou 8,3% ocorreu principalmente pela concessão de crédito para uma das empresas relacionadas, Caiuá Distribuição de Energia S.A., cujo saldo passou de R\$0,2 milhão em 2009 para R\$ 15,6 milhões em 2010.

Créditos Tributários Diferidos

Em 31 de dezembro de 2010, nossos créditos tributários diferidos totalizaram R\$133,8 milhões, comparados aos R\$162,8 milhões em 31 de dezembro de 2009. Essa diminuição de R\$29,0 milhões ou 21,7% foi decorrente da utilização de créditos de Imposto de Renda e Contribuição Social.

Ativo Intangível e Ativo Financeiro dos Contratos de Concessão

O total dos ativos intangíveis e financeiros em 2010 foi de R\$1.965,2 milhões, o que representa um aumento de 5,5% (R\$102,3 milhões) em relação aos R\$1.862,9 milhões de 2009, principalmente devido a variação de R\$86,0 milhões no ativo financeiro, que é a parcela indenizável ao final da concessão.

Passivo Circulante

Fornecedores

Em 31 de dezembro de 2010, o saldo da conta de fornecedores era de R\$127,0 milhões, comparados aos R\$167,4 milhões em 31 de dezembro de 2009, representando uma redução de R\$40,4 milhões ou 24,1%, principalmente devido a redução de R\$30,3 milhões nos fornecedores de materiais e serviços redução de R\$5,1 milhões nos encargos de uso da rede elétrica.

Empréstimos, Financiamentos e Debêntures

Nossos empréstimos, financiamentos, debêntures e encargos totalizaram R\$440,3 milhões em 31 de dezembro de 2010 e R\$320,8 milhões em 2009, representando um aumento de 37,3% (R\$119,5 milhões). Esse aumento ocorreu principalmente devido (i) emissão de debêntures, que agregou R\$81,4 milhões ao saldo devedor, e (ii) aumento de R\$35,2 milhões no capital de giro.

Passivo Exigível a Longo Prazo

Impostos, Contribuições Sociais e Parcelamentos

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Nossos impostos, contribuições sociais e parcelamentos totalizaram R\$116,8 milhões em 31 de dezembro de 2010 e R\$ 79,6 milhões em 31 de dezembro de 2009, representando um aumento de 46,7% (R\$37,2 milhões). Esse aumento foi principalmente decorrente da adesão ao novo parcelamento instituído pela Lei nº 11.941/09.

Empréstimos, Financiamentos e Debêntures

Nossos empréstimos, financiamentos, debêntures e encargos de longo prazo totalizaram R\$844,2 milhões em 31 de dezembro de 2010 e R\$714,1 milhões em 31 de dezembro de 2009, representando um aumento de 18,2% (R\$130,1 milhões) principalmente devido a: (i) emissão de debêntures, que agregou R\$180,2 milhões ao saldo de longo prazo; e (ii) redução de R\$46,7 milhões no saldo do BID, devido a amortização do principal e variação cambial – esse empréstimo é em US\$.

Empresas Relacionadas

Em 31 de dezembro de 2010, nosso exigível em longo prazo totalizou R\$33 mil (trinta e três mil reais) e R\$42,0 milhões em 31 de dezembro de 2009. Essa redução foi devido ao pagamento às seguintes companhias relacionadas: Rede Comercializadora S.A (R\$8,3 milhões), Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins (R\$18,5 milhões) e Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. (R\$14,9 milhões).

Encargos Tributários Sobre Reserva de Reavaliação

Nossos encargos tributários sobre reserva de reavaliação no longo prazo totalizaram R\$134,8 milhões em 31 de dezembro de 2010, representando um decréscimo de R\$12,6 milhões em relação aos R\$147,4 milhões em 31 de dezembro de 2009. Essa diminuição de 8,6% foi devida à realização da reserva de reavaliação, conforme determina a legislação brasileira.

Patrimônio Líquido

Em 31 de dezembro de 2010 o Patrimônio Líquido foi de R\$1.168,6 milhões, comparados aos R\$1.156,0 milhões em 31 de dezembro de 2009. Essa variação pouco expressiva de R\$12,6 foi influenciada pelo aumento de R\$37,1 milhões nas reservas e redução de R\$24,5 milhões nos outros resultados abrangentes.

Contas patrimoniais em 31 de dezembro de 2009 comparadas com 31 de dezembro de 2008

Ativo Circulante

Numerário Disponível e Aplicações No Mercado Aberto

Em 31 de dezembro de 2009, nosso numerário disponível e aplicações no mercado aberto totalizam R\$35,1 milhões, comparados a R\$40,3 milhões em 31 de dezembro de 2008. Tal diminuição de R\$5,2 milhões ou 12,9% ocorreu, principalmente, em decorrência da redução do caixa gerado pelas atividades operacionais em R\$ 35,9 milhões, compensado pela redução nos desembolsos para investimentos.

Consumidores

Em 31 de dezembro de 2009, o saldo da conta consumidores e revendedores é de R\$378,5 milhões, comparados com R\$360,1 milhões em 31 de dezembro de 2008. Tal aumento de R\$ 18,4 milhões ou 5,1%, ocorreu, principalmente, em virtude das do aumento do faturamento, porém se comparado com o exercício de 2008 a relação existente de consumidores por receita sofreu uma pequena melhora passando de 18% em 2008 para 17,3% em 2009.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Provisão Para Crédito de Liquidações Duvidosas - PCLD

Em 31 de dezembro de 2009, o saldo da PCLD é de R\$15,1 milhões, comparados com R\$18,6 milhões em 31 de dezembro de 2008, apresentando uma redução de R\$ 3,5 milhões ou 18,8% principalmente por conta da redução da inadimplência em virtude de negociações juntos aos clientes.

Tributos e Contribuições Sociais a Compensar

Em 31 de dezembro de 2009, o montante de tributos e contribuições sociais a compensar correspondem a R\$27,1 milhões, comparado a R\$15,4 milhões de 31 de dezembro de 2008. Tal aumento de R\$ 11,7 milhões ou 76% ocorreu em decorrência do aumento do ICMS a recuperar oriundo investimentos efetuados.

Ativo Realizável a Longo Prazo

Consumidores

Em 31 de dezembro de 2009, o saldo da conta consumidores e revendedores é de R\$230,0 milhões, comparados aos R\$218,4 milhões em 31 de dezembro de 2008. Tal aumento de R\$11,6 milhões ou 5,3% ocorreu em virtude renegociação com sucesso com clientes inadimplentes.

Empresas Relacionadas

Em 31 de dezembro de 2009, nosso realizável em longo prazo contabilizava R\$92,6 milhões referentes a empresas relacionadas, comparados aos R\$44,7 milhões em 31 de dezembro de 2008. Tal aumento de R\$47,9 milhões ou 107,2% ocorreu principalmente pela concessão de crédito para uma das controladas da Rede Energia S.A. a Centrais elétricas do Pará - CELPA.

Créditos Tributários Diferidos

Em 31 de dezembro de 2009, nossos créditos tributários diferidos totalizaram R\$114,1 milhões, comparados aos R\$193,9 milhões em 31 de dezembro de 2008. Tal diminuição de R\$ 79,8 milhões ou 41,2% é decorrente da utilização de créditos de Imposto de Renda e Contribuição Social para a quitação de juros e multas referente ao parcelamento instituído pela Lei 11.941/09.

Imobilizado – Líquido

Nosso imobilizado líquido atingiu R\$1.835,7 milhões em 31 de dezembro de 2009, representando um aumento de 6,2%, em relação aos R\$1.728,5 milhões apresentados em 31 de dezembro de 2008. Esse aumento de R\$107,2 milhões decorreu, principalmente, em virtude do programa Luz para Todos que conecta clientes em lugares distantes.

Passivo Circulante

Fornecedores

Em 31 de dezembro de 2009, o saldo da conta de fornecedores era de R\$167,4 milhões, comparados aos R\$209,4 milhões em 31 de dezembro de 2008, representando uma redução de R\$42,0 milhões ou 20,1%, devida à liquidação do parcelamento de energia comprada junto a FURNAS em que no exercício de 2008 estava avaliada em R\$ 34,1 milhões.

Tributos, Contribuições Sociais e Parcelamentos

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Nossos tributos, contribuições sociais e parcelamentos a recolher totalizaram R\$ 169,9 milhões em 31 de dezembro de 2009, um aumento de R\$ 39,6 milhões, em relação aos R\$ 130,3 milhões de 31 de dezembro de 2008. Esse aumento de 30,4 % ocorreu principalmente devido aos impostos correntes em razão do aumento da receita.

Empréstimos, Financiamentos e Debêntures

Nossos empréstimos, financiamentos e debêntures totalizaram R\$320,8 milhões em 31 de dezembro de 2009, um crescimento de R\$ 79,2 milhões em comparação aos R\$ 241,6 milhões apresentados em 31 de dezembro de 2008. Tal aumento de 32,8% ocorreu devido (i) à migração dos vencimentos de longo para o curto prazo da Companhia, e (ii) aos encargos sobre as parcelas de curto prazo da Companhia.

Passivo Exigível a Longo Prazo

Tributos, Contribuições Sociais e Parcelamentos

Nossos tributos, contribuições sociais e parcelamentos a recolher em longo prazo totalizaram R\$ 79,6 milhões em 31 de dezembro de 2009. Tal redução foi de R\$ 128,7 milhões em relação aos R\$ 208,3 milhões de 31 de dezembro de 2008. Essa diminuição de 61,8% é decorrente de dois fatores, (i) amortização dos parcelamentos com os créditos oriundos de prejuízos fiscais, instituídos pela Lei 11.941/09, e (ii) amortização de encargos.

Empréstimos, Financiamentos e Debêntures

Nossos empréstimos, financiamentos e debêntures em longo prazo totalizaram R\$ 714,1 milhões em 31 de dezembro de 2009. Houve uma redução de R\$ 79,1 milhões em comparação aos R\$ 793,2 milhões apresentados em 31 de dezembro de 2008. Tal redução de 10% está refletida principalmente em transferências de parcelas de empréstimos e financiamentos para o curto prazo e pela variação cambial.

Empresas Relacionadas

Em 31 de dezembro de 2009, nosso exigível em longo prazo totalizou R\$42,1 milhões referentes a empresas relacionadas, comparados aos R\$39,9 milhões em 31 de dezembro de 2008. Tal aumento de R\$ 2,2 milhões ou 5,5% decorreu da apropriação de juros no exercício.

Encargos Tributários Sobre Reserva de Reavaliação

Nossos encargos tributários sobre reserva de reavaliação a recolher em longo prazo totalizaram R\$143,9 milhões em 31 de dezembro de 2009, representando um decréscimo de R\$13,3 milhões, em relação aos R\$157,2 milhões em 31 de dezembro de 2008. Essa diminuição de 8,5% é devido à realização da reserva de reavaliação, conforme determina a legislação brasileira.

Patrimônio Líquido

Em 31 de dezembro de 2009 o Patrimônio Líquido foi de R\$1.252,4 milhões, comparados aos R\$1.129,4 milhões em 31 de dezembro de 2008. Tal aumento de R\$123,0 milhões ou 10,9% foi devido a dois fatores, (i) a realização da reserva de reavaliação no período de R\$25,8 milhões, e (ii) a retenção de lucros para a reserva de investimento no valor de R\$140,5 milhões.

Reserva de Reavaliação

Em 31 de dezembro de 2009, nossa reserva de avaliação totalizou R\$ 292,8 milhões, comparados aos R\$318,6 milhões em 31 de dezembro de 2008. Essa diminuição de R\$25,8 milhões ou 8,1% é devido à realização da reserva de reavaliação, conforme determina a legislação brasileira.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

10.2. Os diretores devem comentar:**a. Resultados das operações do emissor, em especial:****i. descrição de quaisquer componentes importantes da receita**

A Companhia tem a distribuição de energia no Estado do Mato Grosso como sua fonte de receita.

Na tabela abaixo é demonstrada a receita líquida dos últimos 3 exercícios sociais:

R\$ milhões	Em 31 de Dezembro de		
	2010	2009	2008
Receita Bruta	2.842,4	2.510,9	1.830,2
Deduções	(885,8)	(832,6)	(701,3)
Receita Líquida	1.956,6	1.678,3	1.128,9

ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

A Companhia possui, principalmente, os seguintes fatores:

- alteração nos custos da Companhia, incluído o preço de energia;
- alterações nas tarifas de energia que a Companhia poderá cobrar de seus clientes decorrente de revisão e reajustes tarifários homologados pela ANEEL;
- disponibilidade de energia para atendimento sem restrições ao mercado;
- condições econômicas no Brasil em geral e nas áreas de concessão da Companhia;
- mudanças na regulação e legislação do setor elétrico;
- resultados das disputas judiciais e contingências; e
- variação cambial e de taxa de juros.

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

A receita requerida anual, que representa a receita necessária para as distribuidoras manterem o equilíbrio econômico-financeiro, é segregada em 2 parcelas para fins de sua determinação:

- Parcela A: Compreende os custos “não-gerenciáveis” das distribuidoras, ou seja, os custos cujo montante e variância estão fora do controle e influência da Companhia.
- Parcela B: Compreende os custos “gerenciáveis”, que são os custos inerentes as operações de distribuição de energia, estando assim sujeitos ao controle ou influência das práticas de gestão adotadas pela Companhia. Também inclui a remuneração do capital, e também um percentual regulatório de receitas irrecuperáveis.

O contrato de concessão de distribuição de energia da Companhia estabelece a tarifa inicial e, prescreve os seguintes mecanismos de atualização tarifária:

- Reajuste tarifário anual: Objetiva restabelecer anualmente o poder de compra da receita obtida pela Companhia. Representa um ajuste referente as flutuações dos custos da Parcela “A” e a inflação (IGP-M) da Parcela “B” decrescido ou acrescido do Fator “X” (meta de eficiência para o próximo período).

10.2 - Resultado operacional e financeiro

- Revisão tarifária extraordinária: Pode ocorrer a qualquer momento quando acontecer um desequilíbrio econômico-financeiro no acordo de concessão.
- Revisão tarifária periódica: Objetiva analisar, a cada 5 anos, o equilíbrio financeiro-econômico da concessão. O processo se dá através da revisão da receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes e a remuneração adequada sobre os investimentos realizados com prudência.

A revisão tarifária periódica é aplicável sobre Parcela "B", tendo seu mecanismo conduzido em 2 etapas. Na primeira etapa, o chamado reposicionamento tarifário, que se baseia na definição da parcela da receita necessária para coberta dos custos operacionais eficientes, dado um nível de qualidade do serviço e uma remuneração sobre os investimentos realizados com prudência. A segunda etapa consiste no cálculo do Fator "X", que estabelece metas de eficiência para o próximo período.

(a) Encargo pago mensalmente, no montante anual equivalente a 2,5% dos investimentos efetuados pela Companhia em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, limitando-se a 3% da receita anual. Tem finalidade principal de prover recursos para reversão/encampação dos serviços de energia elétrica, não se limitando a esses objetivos.

(b) Encargo que visa cobrir os custos anuais de geração termelétrica, cujo montante anual é fixado para cada empresa em função do seu mercado e necessidade do uso das usinas termelétricas.

(c) Encargo que tem a finalidade de constituir a receita da ANEEL para cobertura de suas despesas administrativas e operacionais. Este é fixado anualmente e pago mensalmente.

(d) Encargo para cobertura dos custos da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos, concebidos com base em fontes eólicas, pequenas centrais elétricas e biomassa. Calculado anualmente pela ANEEL, e pago mensalmente pela Companhia.

(e) Encargo com finalidade de prover recursos para o desenvolvimento e competitividade energética dos estados, bem como, a universalização do serviço de energia elétrica. Seu valor é fixado anualmente pela ANEEL.

(f) Referente à aplicação de 1% da receita operacional líquida anual, sendo no mínimo 0,75% em pesquisa e desenvolvimento e 0,25% em eficiência energética no setor elétrico.

(g) Refere-se à parcela da receita destinada à cobertura dos custos diretamente vinculados à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.

(h) Representa à parcela da receita necessária à formação dos recursos financeiros destinados à recomposição dos investimentos realizados.

(i) É a parcela da receita necessária para promover rendimento do capital investido na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.

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

A situação financeira e o resultado das operações da Companhia são afetados pela inflação, pelas tarifas praticadas nos leilões de venda de energia que refletem oferta e demanda, além das características da fonte da energia comercializada, as oscilações nas tarifas cobradas dos

10.2 - Resultado operacional e financeiro

consumidores e os encargos setoriais ambos homologados anualmente pela ANEEL, sendo que as variações são reconhecidas nas tarifas cobradas dos consumidores por meio do mecanismo de CVA. Desta forma, a maioria de seus custos e despesas é denominada em Reais e está atrelada aos índices de medição da inflação, exceto pela tarifa de compra de energia das quotas de Itaipu que é denominada em dólar, sendo as variações da taxa de câmbio desse contrato também são reconhecidas nas tarifas de distribuição por meio do mecanismo da CVA. Além disso, a Companhia está exposta às taxas de juros cobradas nos financiamentos e não possui dívida denominada em moeda estrangeira.

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

10.3. EVENTOS RELEVANTES E IMPACTOS NAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E RESULTADOS DA COMPANHIA:

a) Introdução ou alienação de segmento operacional.

Não há nesta data, expectativa de introdução ou alienação futura de segmento operacional.

b) Constituição, aquisição ou alienação de participação societária.

Não Aplicável.

c) Eventos ou operações não usuais.

Não Aplicável.

10.4 – Os diretores devem comentar:

a. Mudanças significativas nas práticas contábeis

As demonstrações financeiras foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standard Board* (IASB), as quais abrangem a legislação societária brasileira, as normas emitidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM e normas aplicáveis às concessionárias de serviço público de energia elétrica, definidas pelo poder concedente, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

As demonstrações financeiras foram elaboradas de acordo com os Pronunciamentos, Interpretações e Orientações Técnicas (coletivamente “CPCs”) emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) adotados no Brasil e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC) e pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

b. Efeitos significativos das alterações nas práticas contábeis

A Companhia adotou a data de transição como 1/1/2009 (Balanço de Abertura), assim, as últimas demonstrações financeiras pelas práticas contábeis anteriores foram as referentes ao exercício findo em 31/12/2008. A seguir é apresentada uma reconciliação das demonstrações financeiras e os ajustes requeridos pela primeira adoção dos CPCs, convergentes as IFRS, segundo o CPC 37 R1 que trata da adoção inicial das normas internacionais de relatório financeiro.

	1/1/2009			31/12/2009		
	Práticas contábeis anteriores	Efeitos de mudança de prática	Saldo ajustado	Práticas contábeis anteriores	Efeitos de mudança de prática	Saldo ajustado
ATIVO						
ATIVO CIRCULANTE						
Consumidores	360.148	(26.812)	333.336	378.529	(5.058)	373.471
(-)Perda no valor recuperável (a)	(18.633)	(20.902)	(39.535)	(15.122)	(30.373)	(45.495)
Impostos e contribuições sociais diferidos (b)	2.610	(2.610)	-	795	(795)	-
Serviços em curso	20.070	(4.916)	15.154	37.560	(6.041)	31.519
Ativos regulatórios (c)	5.672	(5.672)	-	29.309	(29.309)	-
Total do ativo circulante	479.859	(60.912)	418.947	575.543	(71.576)	503.967
ATIVO NÃO CIRCULANTE						
Realizável a longo prazo						
Consumidores	218.416	(602)	217.814	230.007	(602)	229.405
(-)Perda no valor recuperável (a)	-	(28.030)	(28.030)	-	(28.030)	(28.030)
Depósitos judiciais	15.902	(5.263)	10.639	17.342	(6.739)	10.603
Impostos e contribuições sociais diferidos (b) (d)	193.854	41.460	235.314	114.105	48.674	162.779
Ativos regulatórios (c)	60.433	(60.433)	-	73.541	(73.541)	-
Ativo financeiro - concessões (e)	-	205.629	205.629	-	260.835	260.835
Total do realizável a longo prazo	1.001.579	152.761	1.154.340	877.060	200.597	1.077.657
Imobilizado - líquido (e)	1.728.481	(1.728.481)	-	1.835.755	(1.835.755)	-
Intangível - líquido (e)	16.543	1.522.851	1.539.394	26.045	1.574.920	1.600.965
Total do ativo não circulante	2.750.693	(52.869)	2.697.824	2.743.187	(60.238)	2.682.949
ATIVO TOTAL	3.230.552	(113.781)	3.116.771	3.318.730	68.783	3.186.916
PASSIVO CIRCULANTE						
Impostos e contribuições sociais diferidos (b) (d)	6.022	(6.022)	-	-	-	-
Passivos regulatórios (c)	9.617	(9.617)	-	800	(800)	-
Outros	-	-	-	12.960	20.636	33.596
Total do passivo circulante	671.081	(15.639)	655.442	788.610	19.836	808.446
PASSIVO NÃO CIRCULANTE						
Impostos e contribuições sociais diferidos (b)	-	6.022	6.022	(569)	-	(569)
Encargos tributários sobre reserva de reavaliação (f)	157.218	3.495	160.713	143.918	3.495	147.413
Passivos regulatórios (c)	29.270	(29.270)	-	59.230	(59.230)	-
Outros	11.658	520	12.178	20.490	520	21.010
Total do passivo não circulante	1.430.035	(19.233)	1.410.802	1.277.680	(55.215)	1.222.465
PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
Outros resultados abrangentes	318.580	(3.494)	315.086	292.761	(3.494)	289.267
Prejuízos acumulados	-	(75.415)	(75.415)	-	(92.941)	(92.941)
Total do patrimônio líquido	1.129.436	(78.909)	1.050.527	1.252.440	(96.435)	1.156.005
PASSIVO TOTAL	3.230.552	(113.781)	3.116.771	3.318.730	(131.814)	3.186.916

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

- (a) O CPC 38 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração, altera os critérios de mensuração da antiga provisão de créditos de liquidação duvidosa (PCLD), agora denominada de perda no valor recuperável (*impairment*). O montante registrado no balanço de abertura foi incrementado em R\$ 20.902 (R\$ 30.373 em 31/12/2009) no circulante, e R\$ 28.030 (R\$ 28.030 em 31/12/2009) no não circulante de acordo com a nova metodologia de mensuração. Com a finalidade de compensação de impostos e contribuições administrados pela Secretaria da Receita Federal, a Companhia adquiriu em 2003, créditos de origem não tributária decorrentes da condenação da União Federal em ação indenizatória, reconhecidos por decisão judicial transitada em julgado. A realização do crédito depende do sucesso da ação atualmente em fase de execução, sendo considerado provável o êxito da ação pelos assessores jurídicos. Uma nova mensuração feita, por meio de uma análise criteriosa e à luz das alterações trazidas pelo CPC 38 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração, levou a Administração a decidir pela constituição de perda no valor recuperável do valor integral desse instrumento financeiro, sendo o ajuste reconhecido na data da transição.
- (b) Segundo o CPC 32 - Tributos sobre o lucro, o saldo de ativo diferido no montante de R\$ 2.610 (R\$ 795 em 31/12/2009) e passivo fiscal diferido no montante de R\$ 6.022 deve ser classificado integralmente como não circulante.
- (c) Alguns ativos e passivos regulatórios não atendem a definição de ativo e passivo segundo a Estrutura Conceitual Básica (*Framework*). O saldo do ativo regulatório foi reduzido em R\$ 5.672 (R\$ 29.309 em 31/12/2009 (circulante) e R\$ 60.433 (R\$ 73.541 em 31/12/2009 - não circulante), e do passivo em R\$ 9.617 (R\$ 800 em 31/12/2009 - circulante) e R\$ 29.270 (R\$ 59.230 em 31/12/2009 - não circulante).
- (d) O saldo do ativo e passivo fiscal diferido não circulante foi ajustado pelo reconhecimento dos efeitos fiscais dos ajustes. O ativo fiscal diferido foi incrementado em R\$ 41.460 (R\$ 48.674 em 31/12/2009) e passivo fiscal diferido em R\$ 6.022.
- (e) Conforme mencionado no item 5.2, os ativos que representam os bens das concessões foram reclassificados do ativo imobilizado para o ativo intangível R\$ 1.522.851 (R\$ 1.574.920 em 31/12/2009) e para o ativo financeiro - bens da concessão R\$ 205.629 (R\$ 260.835 em 31/12/2009).
- (f) O CPC 32 - Tributos sobre o Lucro, exige o reconhecimento de imposto diferido sobre a reavaliação de bens não depreciáveis. O ajuste gerou um incremento de R\$ 3.495 (R\$ 3.495 em 31/12/2009) nos encargos da reavaliação.

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

1. ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

a. Declaração de conformidade (com relação as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro - IFRS)

As demonstrações financeiras foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), as quais abrangem a legislação societária brasileira, as normas emitidas pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM e normas aplicáveis às concessionárias de serviço público de energia elétrica, definidas pelo poder concedente, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Algumas informações adicionais estão sendo apresentadas em notas explicativas e quadros suplementares em atendimento às instruções contidas no Despacho nº 4.097, da SFEF/ANEEL, de 31/12/2010.

Essas demonstrações financeiras foram elaboradas de acordo com os Pronunciamentos, Interpretações e Orientações Técnicas (coletivamente “CPCs”) emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) adotados no Brasil e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC) e pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

Os efeitos da adoção inicial dos CPCs estão detalhados na nota explicativa nº 5.

b. Base de mensuração

As demonstrações financeiras foram preparadas com base no custo histórico com exceção dos seguintes itens reconhecidos nos balanços patrimoniais:

- Os instrumentos financeiros derivativos mensurados pelo valor justo;
- Os instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado.

c. Moeda funcional e moeda de apresentação

Essas demonstrações financeiras são apresentadas em Real, que é a moeda funcional da Companhia. Todas as informações financeiras divulgadas nas demonstrações financeiras apresentadas em Real foram arredondadas para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

d. Uso de estimativas

A preparação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil requer que a Administração realize estimativas para determinação e registro de certos ativos, passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações sobre suas demonstrações financeiras. Tais estimativas são feitas com base no princípio da continuidade e suportadas pela melhor informação disponível na data da apresentação das demonstrações financeiras, bem como na experiência da Administração. As estimativas são revisadas quando novas informações se tornam disponíveis ou as situações em que estavam baseadas se alterem. As estimativas podem vir a divergir para com o resultado real. As principais estimativas se referem:

- Perda no valor recuperável;

10.5 - Políticas contábeis críticas

- Vida útil de ativo intangível;
- Provisões;
- Passivos contingentes;
- Planos de pensão;
- Imposto de renda e contribuição social diferidos;
- Instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo, inclusive derivativos; e
- Ativo financeiro – bens da concessão.

e. Gestão do capital

A Companhia busca alternativas de capital com o objetivo de satisfazer as suas necessidades operacionais, objetivando uma estrutura de capital que leve em consideração parâmetros adequados para os custos financeiros, os prazos de vencimento das captações e suas garantias.

A Companhia acompanha seu grau de alavancagem financeira, o qual corresponde a dívida líquida, incluindo empréstimos de curto e longo prazo, dividida pelo capital total.

2. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS ADOTADAS

Ativos e passivos financeiros:

Caixa e Equivalentes de Caixa: Caixa compreende numerário em espécie e depósitos bancários disponíveis. Equivalentes de caixa são aplicações financeiras de curto prazo, alta liquidez, que são prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa estando sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor. A mesma definição é utilizada na Demonstração do Fluxo de Caixa.

Consumidores: Incluem o fornecimento de energia elétrica faturado e a faturar a consumidores finais, uso da rede, serviços prestados, acréscimos moratórios e a outras concessionárias pelo suprimento de energia elétrica conforme montantes disponibilizados pela CCEE.

Perda no valor recuperável (*impairment*): Constituída após avaliação sobre a existência de evidência objetiva acerca da possibilidade de perda no valor recuperável das contas a receber. Tal evidência é advinda de eventos ocorridos após o reconhecimento do ativo que afetem o fluxo de caixa futuro estimado, tendo como base a experiência da Administração. A análise sobre a evidência é feita individualmente para casos mais significativos e coletivamente para os demais casos.

Ajuste a Valor Presente: Os ativos e passivos de longo prazo, bem como, os de curto prazo caso relevante, são ajustados a valor presente. Os principais efeitos apurados estão relacionados com as rubricas “Consumidores”, “Impostos e Contribuições Sociais a Compensar” e “Indenizações Trabalhistas”. As taxas de descontos utilizadas refletem as taxas utilizadas para riscos e prazos semelhantes as utilizadas pelo mercado, e a taxa WACC do setor elétrico para os casos referentes a assuntos regulatórios.

Estoque (inclusive do ativo intangível em curso): Os materiais em estoque classificados no ativo circulante (almoxarifado de manutenção e administrativos) e aqueles destinados a investimento classificados no ativo intangível em curso (depósito de obra) estão registrados ao custo médio de aquisição.

Investimentos: Inclui propriedades para investimentos que representam os bens não utilizados no objetivo da concessão, mantidos para valorização ou renda.

Intangível: Incluem o direito de uso dos bens integrantes dos contratos de concessão até o final da concessão. A amortização reflete o padrão de consumo dos bens em relação aos benefícios econômicos

10.5 - Políticas contábeis críticas

esperados dentro do prazo da concessão, e é reconhecida na rubrica de Custo de Operação e Despesas Operacionais.

Contratos de concessão: Os contratos de concessão são reconhecidos como ativo intangível e ativo financeiro. O valor do ativo intangível dos contratos de concessões representa o custo amortizado dos bens que compõem a concessão limitados ao final da concessão. Tais ativos são mensurados pelo valor reavaliado em agosto de 2001, com revisão em maio de 2005, exceto para os grupos de automóveis, caminhões e móveis e utensílios. O custo compreende o preço de aquisição (acrescido de impostos não recuperáveis sobre a compra, depois de deduzidos os descontos comerciais e abatimentos) e quaisquer custos diretamente atribuíveis para colocar o ativo no local e condição necessárias para este ser capaz de funcionar da forma pretendida pela Administração. A amortização do ativo intangível dos contratos de concessão representa a depreciação regulatória dos bens individuais. Os ativos intangíveis dos contratos de concessões têm o seu valor testado para perda de recuperabilidade econômica, no mínimo, anualmente, caso haja indicadores de perda de valor. A amortização é reconhecida na rubrica de custo de operação e despesas operacionais. O ativo financeiro refere-se aos investimentos realizados e previstos no contrato de concessão e não amortizados até o final da concessão por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente, decorrente da aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 - Contratos de Concessão e a Orientação Técnica OCPC 05 - Contratos de concessão. Ele é reconhecido pelo custo residual não amortizado e o valor somente é alterado por meio de atualizações, adições, baixas e transferências ao longo do prazo de concessão.

Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica: Representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e as subvenções destinadas a investimento no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição, cuja quitação ocorrerá ao final da concessão. Essas obrigações estão registradas em grupo específico no passivo não circulante, e estão sendo apresentadas como dedução do Ativo Financeiro e Ativo Intangível da concessão, dadas suas características de aporte financeiro com fins específicos de financiamentos para obras.

Subvenção e assistência governamental: A partir de 1/1/2008, as subvenções governamentais, se recebidas, serão reconhecidas como receita ao longo do período, confrontadas com as despesas que pretende compensar em uma base sistemática. Os valores a serem apropriados no resultado serão destinados a Reserva de Incentivos Fiscais. Atualmente a Companhia não possui subvenções e assistências governamentais.

Reserva de reavaliação (outros resultados abrangentes): É realizada em proporção à amortização, e alienação dos bens integrantes da concessão, sendo transferida para a conta de lucros acumulados, líquida dos efeitos do imposto de renda e da contribuição social. A Companhia optou por manter os saldos existentes das reservas de reavaliação até a sua efetiva realização, conforme permitido no art. 6º da Lei nº 11.638/2007.

Teste de recuperabilidade econômica (*impairment*): Todo final de período a Companhia avalia se existem evidências objetivas de que os ativos da concessão (ativo financeiro e intangível) estejam desvalorizados, sendo levado em conta fatores internos e externos. Caso existam evidências, o teste de recuperabilidade econômica é realizado. Ativos intangíveis com vida útil indefinida e, ainda os não disponíveis para uso são testados anualmente, sempre na mesma data, independente da existência de evidências.

A Companhia utiliza o valor em uso como métrica de cálculo do valor recuperável, pois em sua maioria, os testes de recuperabilidade são realizados no nível de concessão, onde esta representa a menor unidade geradora de caixa. As projeções do fluxo de caixa se baseiam nos orçamentos e planos de negócios aprovadas pela Companhia para um período de 5 anos, posteriormente são utilizadas taxas constantes. A taxa de desconto utilizada é 12,81%, que representa o WACC real setorial.

Arrendamento mercantil: Os arrendamentos mercantis são segregados entre os operacionais e os financeiros. Quando o arrendamento é classificado como financeiro, ou seja, seus riscos e benefícios são transferidos, este é reconhecido como um ativo e mensurado inicialmente pelo seu valor justo ou pelo valor presente dos pagamentos mínimos, entre eles o menor, e depreciados normalmente. O passivo subjacente é amortizado utilizando a taxa efetiva de juros.

Empréstimos, financiamentos e debêntures: Estão atualizados pela variação monetária e/ou cambial, juros e encargos financeiros, determinados em cada contrato, incorridos até a data de encerramento do balanço. Os custos de transação estão deduzidos dos empréstimos/financiamentos correspondentes. Esses ajustes

10.5 - Políticas contábeis críticas

são apropriados ao resultado pela taxa efetiva de juros do período em despesas financeiras, exceto pela parte apropriada ao custo do ativo intangível em curso.

Instrumentos financeiros derivativos: A Companhia firmou contratos derivativos com o objetivo de administrar os riscos associados a variações nas taxas cambiais e de juros. Os referidos contratos derivativos são contabilizados pelo regime de competência e estão mensurados a valor justo por meio de resultados. Os diferenciais a receber e a pagar referentes aos instrumentos financeiros derivativos, ativos e passivos, são registrados em contas patrimoniais de “Outros Ativos (diferencial a receber) e “Operações de swap” (diferencial a pagar)” e o resultado apurado na conta “Outras Receitas e Despesas Financeiras (resultado) e/ou intangível em curso (quando da construção do imobilizado operacional da concessão). Os ganhos e perdas auferidos ou incorridos em função do valor justo desses contratos são reconhecidos como ajustes em receitas ou despesas financeiras. Os contratos derivativos da Companhia são com instituições financeiras de grande porte e que apresentam grande experiência com instrumentos financeiros dessa natureza. A Companhia não tem contratos derivativos com fins especulativos.

Valor justo: É a quantia pela qual um ativo poderia ser trocado, ou um passivo liquidado, entre partes conhecedoras e dispostas a isso em transação sem favorecimento. A hierarquia do valor justo deve ter os seguintes níveis:

- Nível 1: preços negociados (sem ajustes) em mercados ativos para ativos idênticos ou passivos;
- Nível 2: inputs diferentes dos preços negociados em mercados ativos incluídos no Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (como preços) ou indiretamente (derivados dos preços); e
- Nível 3: inputs para o ativo ou passivo que não são baseados em variáveis observáveis de mercado (inputs não observáveis).

Custo de empréstimos: Compreendem os juros e outros custos incorridos em conexão com empréstimos de recursos para aquisição, construção ou produção de um ativo, que leve um período substancial de tempo para ficar pronto para seu uso pretendido. Esses custos começam a ser capitalizados quando a Companhia incorre em gastos, custos de empréstimos e as atividades de construção estejam iniciadas, cessando quando substancialmente todas as atividades necessárias estiverem completas. Para empréstimos específicos, o montante capitalizado é o efetivamente incorrido sobre tais empréstimos durante o período, deduzidos de qualquer receita financeira decorrente do investimento temporário dos mesmos. Para empréstimos genéricos, aplica-se a taxa ponderada dos respectivos custos sobre o saldo vigente, aplicando esta taxa sobre o valor do ativo em construção, sendo esta capitalização limitada ao valor recuperável do ativo.

Provisões para contingências: Provisões são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente, legal ou não formalizada, como resultado de um evento passado, cujo valor possa ser estimado de maneira confiável sendo provável uma saída de recursos. O montante da provisão reconhecida é a melhor estimativa da Administração e dos assessores legais, baseados em pareceres jurídicos sobre os processos existentes e do desembolso exigido para liquidar a obrigação presente na data do balanço. Quando a provisão envolve uma grande população, a obrigação é estimada ponderando todos os possíveis desfechos pelas suas probabilidades associadas. Para uma obrigação única a mensuração se baseia no desfecho mais provável.

Outros direitos e obrigações: Demais ativos e passivos circulantes e não circulantes que estão sujeitos a variação monetária ou cambial por força de legislação ou cláusulas contratuais, estão atualizados com base nos índices previstos nos respectivos dispositivos, de forma a refletir os valores na data das demonstrações financeiras.

Imposto de renda e contribuição social: a provisão para imposto de renda e contribuição social corrente é calculada com base no lucro tributável e na base de cálculo da contribuição social, de acordo com as alíquotas vigentes na data do balanço. Sobre as diferenças temporárias, prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social são constituídos impostos diferidos. Os ativos e passivos diferidos são registrados nos ativos e passivos não circulantes. Os impostos diferidos serão realizados com base nas alíquotas que se espera serem aplicáveis no período que o ativo será realizado ou, o passivo liquidado. Tais ativos e passivos não são descontados a valor presente. Os prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social podem ser compensados anualmente, observando-se o limite de até 30% do lucro tributável para o exercício.

10.5 - Políticas contábeis críticas

De acordo com o art. 15 da Lei 11.941/2009, que institui o Regime Tributário de Transição (“RTT”) de apuração do Lucro Real, a Companhia considerou a opção pelo RTT aplicável ao biênio 2008-2009, por meio do envio da Declaração de Imposto de Renda da Pessoa Jurídica - DIPJ 2009, relativo ao ano- calendário de 2008. A partir do ano-calendário de 2010, a adoção ao RTT passou a ser obrigatória.

Plano de aposentadoria e pensão: A Companhia possui plano de aposentadoria e pensão, sendo este contabilizado conforme sua classificação, contribuição definida ou benefício definido. O plano de contribuição definida é aquele que a Companhia paga contribuições fixas a uma entidade separada, não tendo a obrigação legal ou não formalizada de pagar contribuições adicionais se o fundo não possuir ativos suficientes para pagar todos os benefícios devidos. Já o de benefício definido compreende todos os planos que não sejam classificados como contribuição definida.

A contribuição da Companhia para o plano de contribuição definida é reconhecida na demonstração do resultado como Pessoal, sendo que nenhum ativo ou passivo é reconhecido.

O plano de benefício definido tem sua contabilização baseada em avaliações atuarias sendo o valor presente das obrigações calculado pelo Método Unitário Projetado. A Companhia se utiliza de atuários qualificados independentes anualmente.

Receita líquida de vendas: As receitas de fornecimento de energia elétrica são mensuradas com base no regime de competência, sendo reconhecida no momento em que os riscos e benefícios são transferidos, ou seja, no momento da entrega da energia. Assim, inclui a quantificação estimada do fornecimento de energia elétrica da última medição (emissão fatura) até o encerramento das demonstrações financeiras.

Registro das operações de compra e venda de energia na CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: As compras (custo de energia comprada) e as vendas (receita de suprimento) são registradas pelo regime de competência de acordo com as informações divulgadas pela CCEE, entidade responsável pela apuração das operações de compra e venda de energia. Nos meses em que essas informações não são disponibilizadas em tempo hábil pela CCEE, os valores são estimados pela Administração da Companhia, utilizando-se de parâmetros disponíveis no mercado.

Receita e custo de construção: O custo de construção das obras relativas a distribuição de energia elétrica, é baseado na percentagem completada da obra, sendo determinada com base nos custos incorridos até a data. Não existe margem de construção, assim a receita de construção é igual ao custo de construção.

Informações sobre quantidade de ações e resultado por ação: O resultado básico por ação deve ser calculado dividindo-se o lucro ou prejuízo do exercício (o numerador) pelo número médio ponderado de ações em poder dos acionistas, menos as mantidas em tesouraria (denominador).

Novas normas e interpretações ainda não adotadas: Diversas normas, emendas e interpretações IFRSs emitidas pelo IASB (International Accounting Standards Board) ainda não entraram em vigor para o exercício encerrado em 31/12/2010, sendo elas:

- Emenda da IAS 12 – Tributos sobre o lucro (CPC 32): Recuperação de ativos mensurados pelo valor justo. Vigência 1/1/2012;
- Emenda da IAS 24 – Partes relacionadas (CPC 05): Divulgação de partes relacionadas com o Governo. Vigência 1/1/2011;
- IFRS 9 – Instrumentos financeiros: Classificação de ativos financeiros e contabilização de passivos financeiros designados como mensurados pelo valor justo por meio do resultado. Vigência 1/1/2013;
- Emenda da IFRIC 14 – IAS 19 – Limite de um ativo de benefício definido, requisitos de fundamento mínimo e sua interação (CPC 33 – Interpretação A): Esclarecimento sobre pagamentos antecipados. Vigência 1/1/2011.

O CPC ainda não emitiu pronunciamentos equivalentes às IFRSs acima citadas. A adoção antecipada destes pronunciamentos está condicionada a aprovação prévia em ato normativo da Comissão de Valores Mobiliários – CVM. A Companhia não estimou a extensão do impacto destas novas normas em suas demonstrações financeiras.

10.5 - Políticas contábeis críticas

Reclassificações e correções: Algumas reclassificações e correções foram efetuadas para melhor apresentação das demonstrações financeiras comparativas, conforme o CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro.

Demonstrações dos resultados abrangentes: As demonstrações dos resultados abrangentes não estão sendo divulgadas, uma vez que a Companhia não apurou transações que envolvam registros em outros resultados abrangentes que impactam o resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2010 e 2009.

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

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

A Companhia atende aos padrões de governança corporativa e considera seus controles internos suficientes para o tipo de atividade e o volume de transações que opera. A Administração está empenhada no constante aprimoramento, efetuando constantes revisões, visando a melhoria contínua de seus processos.

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

Como parte dos exames das demonstrações financeiras pelos auditores independentes, relativos aos exercícios de 2008, 2009 e 2010, foram elaborados relatórios de controles internos com algumas recomendações, as quais não representaram nenhum comprometimento no desenvolvimento das atividades da Companhia. Estas recomendações foram discutidas com os auditores, e quando aplicáveis, foram adotadas como procedimentos de aperfeiçoamento dos controles da Companhia.

10.7. Caso o emissor tenha feito oferta pública de distribuição de valores mobiliários, os diretores devem comentar:

Em Assembléia Geral Extraordinária, realizada em 22/4/2010, a Companhia deliberou pela distribuição pública de debêntures simples da 2ª emissão, não conversíveis em ações, em 13 séries totalizando R\$ 250.000. A emissão será composta de 250 debêntures simples com o valor nominal unitário de R\$ 1.000.

A emissão foi realizada nos termos da Instrução CVM nº 476/2009 (Oferta Restrita) e foi automaticamente dispensada de registro na CVM (Artigo 6º da referida Instrução).

O prazo de vencimento das debêntures é de 4 anos. A primeira série (série CDI) tem carência de pagamento de principal pelos primeiros seis meses e será liquidada a partir de então em 42 prestações mensais. As debêntures da segunda à décima terceira séries (séries IPCA) terão pagamentos nas suas respectivas datas de aniversário (a primeira delas, portanto, terá o seu primeiro pagamento no décimo segundo mês e assim sucessivamente para as demais séries) totalizando também 48 meses a partir da data de emissão, definida como 15/4/2010.

A remuneração das debêntures da 1ª série é de CDI mais 2,75% a.a. e das demais séries são de IPCA mais 9,15% a.a..

Em função da imaterialidade das despesas incorridas para emissão das Debêntures e pagas antecipadamente, as taxas contratadas se equiparam as taxas efetivas. Estas despesas já foram reconhecidas em sua totalidade no resultado da Companhia não tendo portanto nenhum valor a ser apropriado.

A amortização do principal, para a 1ª série, será mensal a partir do 7º mês da data de emissão. A primeira amortização do principal para as demais séries sucedem-se do 12º ao 23º meses a partir da data de emissão, repetindo-se assim sucessivamente para as demais séries IPCA. A amortização dos juros para a 1ª série será mensal a partir da data de emissão e as demais séries anualmente na mesma data da amortização do principal.

a. Como os recursos resultantes da oferta foram utilizados

Os recursos obtidos por meio da emissão acima mencionada serão destinados ao refinanciamento de obrigações financeiras, reforço do capital de giro e investimentos da Companhia.

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

Não Aplicável

c. Caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios

Não Aplicável

10.8 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras

10.8. ITENS RELEVANTES NÃO EVIDENCIADOS NAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DA COMPANHIA:

a) Os ativos e passivos detidos pela Companhia, 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.

A Companhia não possui ativos ou passivos que não estejam refletidos nas demonstrações financeiras e suas notas explicativas.

b) Outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.

Não Aplicável

10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

10.9. EM RELAÇÃO A CADA UM DOS ITENS NÃO EVIDENCIADOS NAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDICADOS NO ITEM 10.8:

a) Como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras da Companhia.

Não Aplicável

b) Natureza e propósito da operação.

Não Aplicável

c) Natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor da Companhia em decorrência da operação.

Não Aplicável

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

a. Investimentos, incluindo:

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

R\$ mil	2010	2009	2008
Programa Luz Para Todos / Universalização	235.356	129.747	224.133
FNDCT / EPE / PEE / P&D	14.808	13.409	11.906
Sub-rogação CCC	31.385	42.491	124.640
Manutenção e melhorias do sistema	55.533	17.557	237.614
Total	337.082	203.204	598.293

PROGRAMA LUZ PARA TODOS e PROGRAMA NACIONAL DE UNIVERSALIZAÇÃO: em 2010, a companhia investiu R\$ 235,3 milhões no LPT e UNIVERSALIZAÇÃO, cuja principal característica é possibilitar o acesso e uso da energia elétrica, a todos os cidadãos domiciliados nas áreas urbanas e rurais do Estado. Os recursos para atendimento do LPT são provenientes da Reserva Global de Reversão ("RGR"), Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE") e Fonte Própria.

PESQUISA & DESENVOLVIMENTO: a companhia investiu ainda R\$ 14,8 milhões em programas de pesquisa & desenvolvimento, relacionados com a produção e operação da concessionária. Esses investimentos são composto pelos seguintes programas: Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), Estudo de Eficiência Energética (EPE), Programa de Eficiência Energética (PEE), e Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D).

SUB-ROGAÇÃO CCC: em conformidade com a Resolução ANEEL nº 784 de 24 de dezembro de 2002, e Resolução Autorizativa ANEEL nº 81 de 9 de março de 2004, a companhia foi enquadrada na sub-rogação do direito de uso da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis CCC, para subsidiar a implantação de projetos que visam a interligação do sistema e desativação da geração térmica. Com esses recursos foram investidos R\$ 31,4 milhões em 2010.

MANUTENÇÃO e MELHORIAS NO SISTEMA são os investimentos líquidos de subsídios, com caixa próprio, e destinados para atendimento do crescimento vegetativo do mercado, manutenção, ampliação e melhorias no sistema elétrico. Esses investimentos totalizaram R\$ 55,5 milhões em 2010.

ii. fontes de financiamento dos investimentos

Eletrobrás

Em 2002, o Governo Federal começou a implementar um programa de universalização destinado a tornar a energia elétrica disponível aos consumidores que de outra forma não teriam acesso a ela. Neste programa, os consumidores de energia elétrica não precisam arcar com os custos de ligação da rede de energia elétrica, os quais são de responsabilidade das distribuidoras de energia elétrica.

A ANEEL estabeleceu metas para a expansão dos serviços de distribuição prestados por concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, inclusive a meta final de tornar universal o acesso à energia elétrica até 2014. A ANEEL definiu um fator de redução a ser aplicado às tarifas durante o período em que as distribuidoras deixem de cumprir

10.10 - Plano de negócios

com os projetos de universalização. Os recursos obtidos com o uso de bens públicos e as multas aplicadas às distribuidoras serão investidos na expansão da meta dos serviços universais de distribuição pública de energia, conforme estipulado na regulamentação editada pela ANEEL.

Em 11 de novembro de 2003, o Governo Federal instituiu o Programa Luz para Todos, sob coordenação do MME e operacionalização da Eletrobrás, destinado a propiciar até o ano de 2010, o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural brasileiro que ainda não possui acesso a esse serviço público, por meio de subvenção econômica advinda da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e financiamentos com fundos da Reserva Global de Reversão – RGR.

Participação Por Entidade - %	CEMAT
Participação Empresa	15%
CDE - Fundo Perdido	40%
RGR – Eletrobrás	35%
Participação Estado – Fundo perdido	10%

A Companhia pretende continuar investindo nos programas ora citados nos próximos anos. Entretanto, como a maioria destes programas contam com incentivos governamentais, o planejamento destes pode ficar comprometido e, portanto, difícil de mensurar no futuro.

iii. desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

Não Aplicável

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

Não aplicável

c. Novos produtos e serviços, indicando:

Não Aplicável

i. descrição das pesquisas em andamento já divulgadas

Não Aplicável

ii. montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Pesquisa & Desenvolvimento: a Companhia investiu R\$ 14,8 milhões, em 2010, em programas de pesquisa & desenvolvimento, relacionados com a produção e operação da concessionária. Esses investimentos são compostos pelos seguintes programas: Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), Estudo de Eficiência Energética (EPE), Programa de Eficiência Energética (PEE), e Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D).

iii. projetos em desenvolvimento já divulgados

Implantação do Programa Evoluir a partir do primeiro semestre de 2009. Esse Programa tem por objetivo a integração das diversas iniciativas da Companhia, por meio de um único programa de transformação da gestão e operação. O objetivo é promover mais transparência e agilidade na tomada de decisões estratégicas, contribuindo para o desenvolvimento e o crescimento da Companhia e colaboradores. O Programa é subdividido em sete projetos:

1. CSC – Centro de Serviços Compartilhados, já implementado, que visa à uniformização dos processos contábeis, fiscais e financeiros;

10.10 - Plano de negócios

2. EPC – Estruturação do Processo de Cobrança, cujo objetivo é a criação de uma área de cobrança corporativa, responsável pela elaboração de estratégias, implementação de melhorias, definição das políticas, normas e gestão de indicadores;
3. EOE – Estruturação da Operação de Engenharia, que pretende melhorar a eficiência da área operacional, a partir do aprimoramento das estruturas de engenharia e distribuição da Companhia;
4. MCPSE – Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico, que visa o atendimento às exigências do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico, por meio da atualização e manutenção do cadastro técnico, operacional e patrimonial;
5. PRODIST – Procedimentos de Distribuição, que tem por finalidade a adequação dos procedimentos, com o objetivo de atender as determinações da ANEEL;
6. Criação de um novo CALL CENTER, visando o aumento da qualidade do atendimento; e
7. Implantação do sistema SAP, com o objetivo de modernizar as ferramentas de gestão empresarial.

iv. montantes totais gastos pelo emissor no desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Não aplicável

10.11 - Outros fatores com influência relevante

10.11. OUTROS FATORES QUE INFLUENCIARAM DE MANEIRA RELEVANTE O DESEMPENHO OPERACIONAL E QUE NÃO TENHAM SIDO IDENTIFICADOS OU COMENTADOS NOS DEMAIS ITENS DESTA SEÇÃO

Não existem outras informações relevantes sobre este item "10".

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

11. PROJEÇÕES

A Companhia não tem como prática divulgar projeções financeiras.

11.1 PROJEÇÕES E ESTIMATIVAS

a) objeto da projeção

Não aplicável.

b) período projetado e o prazo de validade da projeção

Não aplicável.

c) premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração da Companhia e quais ao seu controle

Não aplicável.

d) valores dos indicadores que são objeto da previsão

Não aplicável.

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas

11.2 PROJEÇÕES SOBRE OS ÚLTIMOS 3 EXERCÍCIOS SOCIAIS

a) informar quais estão sendo substituídas por novas projeções incluídas neste Formulário de Referência e quais delas estão sendo repetidas

Não aplicável.

b) quanto às projeções relativas a períodos já transcorridos, comparar os dados projetados com o efetivo desempenho dos indicadores, indicando com clareza as razões que levaram a desvios nas projeções

Não aplicável.

c) quanto às projeções relativas a períodos ainda em curso, informar se as projeções permanecem válidas na data de entrega deste Formulário de Referência e, quando for o caso, explicar por que elas foram abandonadas ou substituídas

Não aplicável.

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

12. ASSEMBLEIA GERAL E ADMINISTRAÇÃO

12.1. ESTRUTURA ADMINISTRATIVA DA COMPANHIA, CONFORME ESTABELECIDO NO SEU ESTATUTO SOCIAL E REGIMENTO INTERNO:

A administração da Companhia caberá ao Conselho de Administração e à Diretoria.

a) Atribuições de cada órgão e comitê.

Compete à Diretoria:

- apresentar o relatório da Administração, as demonstrações financeiras e a proposta de destinação dos lucros do exercício, previstas em lei, para apresentação à Assembleia Geral, depois de submetidas ao Conselho de Administração e ao Conselho Fiscal, se em operação;
- deliberar sobre a instalação, transferência ou extinção de filiais, agências, escritórios e outras dependências da Companhia;
- representar a sociedade ativa e passivamente, judicial e extra-judicialmente, respeitadas as condições previstas no Estatuto Social;
- averbar os aumentos de capital realizados por conversão de debêntures em ações, mediante arquivamentos de ata de reunião.

Compete ao Conselho de Administração:

- fixar a orientação geral dos negócios sociais;
- *eleger e destituir os Diretores da Companhia, fixando as suas atribuições, observado o disposto no estatuto;*
- fiscalizar a gestão dos Diretores, examinando a qualquer tempo os livros e documentos da sociedade e solicitando informações sobre atos da administração;
- convocar as Assembleias Gerais dos acionistas;
- manifestar-se previamente sobre o relatório anual da administração e contas da Diretoria;
- escolher e destituir os auditores independentes;
- autorizar as operações que envolvam bens, obrigações, prestação de garantias ou avais, constituição de ônus reais sobre bens do ativo, empréstimos, contratos de financiamento e outros negócios jurídicos, que representem valores substanciais, assim entendidos aqueles que ultrapassem 5% (cinco por cento) do total de ativos da sociedade, bem como, as alienações de imóveis da sociedade, obedecido o disposto no parágrafo único do artigo 142 da Lei nº 6.404/76, e a realização de investimentos em valores superiores aos limites pré-fixados nos orçamentos de cada exercício;
- autorizar a aquisição e alienação de ações de emissão da sociedade, nos termos do artigo 30 da Lei nº 6.404/76 e das normas da Comissão de Valores Mobiliários; e,
- deliberar sobre o pagamento aos acionistas de juros sobre o capital próprio, observadas as disposições legais pertinentes.

Compete ao Conselho Fiscal

A competência do Conselho Fiscal é aquela estabelecida no artigo 163 da Lei 6.404/76.

b) Data de instalação do conselho fiscal, se este não for permanente, e de criação dos comitês.

O Conselho Fiscal não é de caráter permanente e foi instalado na Assembleia Geral Ordinária realizada em 29/04/2010. Não há Comitês criados pela Companhia.

c) Mecanismos de avaliação de desempenho de cada órgão ou comitê.

Na data deste Formulário de Referência, não há mecanismos de avaliações de órgãos da Administração.

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

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

Compete ao Diretor Presidente:

- a supervisão geral das áreas técnica, econômica e administrativa, de forma a assegurar o desenvolvimento normal das atividades sociais e o atendimento às zonas de concessão;
- a supervisão do desempenho da infra estrutura organizacional e da política de pessoal da Companhia;
- a supervisão e orientação da representação da sociedade em suas relações com o Poder Concedente, órgãos públicos federais, estaduais e municipais e respectivas autoridades, instituições financeiras, entidades de classe e terceiros, respeitado o disposto no Estatuto; e
- manter o relacionamento entre a sociedade e as autoridades públicas locais, acionistas, usuários dos seus serviços, entidades de classe e outras e representar a Companhia nos atos públicos.

Compete ao Diretor Vice-Presidente de Operações:

- a supervisão e coordenação das atividades relativas às áreas de Distribuição, Produção e Transmissão;
- auxiliar o Diretor Presidente na supervisão geral da área técnica; e
- substituir e/ou representar o Diretor Presidente nas suas ausências e impedimentos.

Compete ao Diretor Financeiro e Administrativo:

- a supervisão de toda a área econômica da Companhia;
- a coordenação da programação de investimentos, projeção e controle de receitas e despesas, custo de serviços, quadro de pessoal, compras, política tarifária e estudos de mercado;
- a supervisão e controle das contas bancárias e da aplicação dos recursos financeiros disponíveis no mercado de capitais;
- a supervisão do cumprimento do Decreto-Lei n. 1497/76, dando conhecimento às Municipalidades dos montantes correspondentes às respectivas participações em ações da Companhia;
- a supervisão dos serviços contratados com a instituição financeira depositária das ações relativas ao quadro acionário, compreendendo o pagamento de dividendos e bonificações aprovadas pelas assembléias gerais, compras, vendas e transferências de ações e cumprimento das demais obrigações legais e estatutárias pertinentes;
- a responsabilidade pela guarda dos livros societários e pela regularidade dos assentamentos feitos nos mesmos;
- a supervisão de toda a área administrativa da Companhia;
- a coordenação do almoxarifado;
- zelar pelo patrimônio da Companhia;
- acompanhar a execução de todos os trabalhos e serviços de interesse da sociedade, aprovados pela Diretoria;
- manter controle sobre o quadro funcional, zelando pela sua disciplina e bem estar e pelas relações trabalhistas, supervisionando também as promoções sociais, a concessão de bolsas de estudo, auxílios e assistência em geral; e
- zelar pelos bens imobiliários da Companhia, providenciando o que for necessário para o seu bom uso e conservação.

Compete ao Diretor Vice-Presidente:

- acompanhamento e supervisão da execução dos trabalhos e serviços de interesse da Companhia; e
- assessoramento nas atividades de planejamento, projetos e contratos de interesse da Companhia.

Compete ao Diretor Gerente:

- acompanhar a execução de todos os trabalhos e serviços de interesse da Companhia, aprovados pela Diretoria; e
- colaborar com os demais diretores e exercer funções específicas que lhe forem atribuídas pelo Conselho de Administração.

Compete ao Diretor de Planejamento e Projetos Especiais:

- a concepção de programas de desenvolvimento empresarial e de otimização dos serviços prestados pela Companhia;

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

- a supervisão das atividades de planejamento, projeto, contratação e gestão desses programas;
- a supervisão dos programas de pesquisa e desenvolvimento da Companhia;
- assessoramento nos estudos de projetos ambientais; e
- exercer as funções específicas que lhe forem atribuídas pelo Conselho de Administração.

O Conselho de Administração indicará, entre os Diretores eleitos, aquele que desempenhará as funções de Diretor de Relação com Investidores, a quem caberá, dentre outras atribuições:

- planejar, coordenar e orientar o relacionamento e a comunicação entre a Companhia e seus investidores, a Comissão de Valores Mobiliários – CVM e as entidades onde os valores mobiliários da Companhia sejam admitidos à negociação;
- propor diretrizes e normas para as relações com os investidores da Companhia; e
- observar as exigências estabelecidas pela legislação do mercado de capitais em vigor e divulgar ao mercado as informações relevantes sobre a Companhia e seus negócios, na forma requerida em lei.

e) Mecanismos de avaliação de desempenho dos membros do conselho de administração, dos comitês e da diretoria.

Os mecanismos de avaliação de desempenho dos administradores da Companhia são realizados tendo como parâmetro o alcance de metas estabelecidas pela Administração e o desempenho individual de cada administrador.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

12.2. REGRAS, POLÍTICAS E PRÁTICAS RELATIVAS ÀS ASSEMBLEIAS GERAIS:

a) Prazos de convocação.

Em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações, todas as assembleias gerais são convocadas mediante publicações em 3 datas diferentes no diário oficial ("Diário Oficial do Estado de Mato Grosso") e em jornal de grande circulação, "A Gazeta de Cuiabá" e "Valor Econômico", sendo a primeira com, no mínimo, 15 dias de antecedência da Assembleia, e com 8 dias de antecedência, em segunda convocação. A CVM poderá, no entanto, em determinadas circunstâncias, requerer que a primeira convocação para suas assembleias gerais de acionistas seja feita com até 30 dias de antecedência da realização da respectiva assembleia geral, face à complexidade da matéria a ser aprovada.

A Assembleia Geral reunir-se-á, ordinariamente, nos 4 (quatro) primeiros meses seguintes ao término do exercício social, e, extraordinariamente, sempre que os interesses sociais o exigirem, observadas em sua instalação as disposições legais e estatutárias pertinentes.

b) Competências.

Nas assembleias gerais regularmente convocadas e instaladas, os acionistas da Companhia estão autorizados a decidir todos os negócios relativos ao objeto da Companhia e a tomar todas as deliberações que julgarem convenientes aos seus interesses. Compete exclusivamente aos acionistas da Companhia, em assembleia geral ordinária, tomar as contas dos administradores, examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras, deliberar sobre a destinação do lucro líquido e a distribuição de dividendos relativos ao exercício social imediatamente anterior. Além disso, os conselheiros de administração e os membros do conselho fiscal da Companhia são, em regra, eleitos nas assembleias gerais ordinárias, ainda que, de acordo com a Lei das Sociedades por Ações, eles possam ser eleitos em certas ocasiões em assembleia geral extraordinária.

Uma assembleia geral extraordinária pode ser realizada ao mesmo tempo em que a assembleia geral ordinária.

Compete aos acionistas da Companhia decidir, em assembleia geral, dentre outras, as seguintes matérias:

- reforma do seu Estatuto Social;
- eleição e destituição de seus membros do conselho de administração e do conselho fiscal;
- fixação da remuneração global de seus diretores, membros do conselho de administração e do conselho fiscal;
- aprovação das contas da administração e das demonstrações financeiras auditadas;
- a suspensão do exercício dos direitos de acionista que tenha deixado de cumprir obrigação prevista em lei ou no Estatuto Social;
- a avaliação de bens com os quais o acionista pretende concorrer para a formação do capital social; e
- a transformação fusão, incorporação ou cisão.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, nem o Estatuto Social tampouco as deliberações adotadas pelos acionistas em assembleia geral da Companhia podem privar os acionistas de determinados direitos, tais como:

- o direito a participar na distribuição dos lucros;
- o direito a participar, na proporção da sua participação no capital social, na distribuição de quaisquer ativos remanescentes na hipótese de liquidação da Companhia;
- bônus de subscrição, exceto em determinadas circunstâncias previstas na Lei das Sociedades por Ações. Para mais informações, vide item "*Direito de Preferência*" abaixo;
- o direito de fiscalizar, de acordo com a Lei das Sociedades por Ações, a gestão dos negócios da Companhia; e
- o direito de retirada nos casos previstos na Lei das Sociedades por Ações. Para mais informações, vide item "*Direito de Retirada e Resgate*" abaixo.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

Quorum

Como regra geral, a Lei das Sociedades por Ações prevê que a assembleia geral será instalada, em primeira convocação, com a presença de acionistas que detenham, pelo menos, 25% do capital social com direito de voto e, em segunda convocação, com qualquer número. Caso os acionistas tenham sido convocados para deliberar sobre a reforma do Estatuto Social da Companhia, o quorum de instalação em primeira convocação será de, pelo menos, dois terços das ações representativas do capital social com direito de voto da companhia e, em segunda convocação, de qualquer número.

De modo geral, as aprovações em assembleia geral podem ser feitas por acionistas que comparecerem pessoalmente ou por meio de procurador e que representem, no mínimo, a maioria das ações ordinárias, sendo que as abstenções não são levadas em conta para efeito deste cálculo. Entretanto, nos seguintes casos é necessária a aprovação de acionistas que representem metade, no mínimo, das ações com direito a voto, sem prejuízo das demais hipóteses previstas em lei:

- a redução do dividendo obrigatório;
- fusão ou incorporação em outra sociedade;
- cisão;
- a participação em grupo de sociedades;
- a mudança de objeto social;
- a cessação do estado de liquidação; e
- dissolução.

Local da Realização de Assembleia Geral

As assembleias gerais são realizadas em sua sede, na Cidade de Cuiabá, no Estado de Mato Grosso. A Lei das Sociedades por Ações permite que as assembleias gerais sejam realizadas fora da sede da Companhia, por motivo de força maior, desde que sejam realizadas na localidade da sua sede e a respectiva convocação contenha uma indicação expressa e inequívoca do local em que a assembleia geral deverá ocorrer.

Competência para Convocar Assembleias Gerais

Compete, ordinariamente, ao conselho de administração da Companhia convocar as assembleias gerais. Ademais, estas podem ser convocadas pelas seguintes pessoas ou órgãos:

- qualquer acionista, quando os administradores da Companhia retardarem, por mais de 60 dias, a convocação nos casos previstos em lei ou no Estatuto Social;
- acionistas que representem 5%, no mínimo, do capital social da Companhia, quando os administradores da Rede Energia não atenderem, no prazo de 8 dias, a pedido de convocação que apresentarem, devidamente fundamentado, com indicação das matérias a serem tratadas;
- acionistas que representem 5%, no mínimo, do capital social da Companhia, quando os administradores da Rede Energia não atenderem, no prazo de 8 dias, a pedido de convocação de Assembleia que tenha como finalidade a instalação do conselho fiscal; e
- o conselho fiscal, caso o conselho de administração da Companhia retarde a convocação da assembleia geral ordinária por mais de 1 mês, sendo que o conselho fiscal poderá também convocar uma assembleia geral extraordinária sempre que houver motivos graves ou urgentes, incluindo na agenda das Assembleias as matérias que considerar necessárias

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

c) Endereços (físico ou eletrônico) nos quais os documentos relativos à assembléia geral estarão à disposição dos acionistas para análise.

Os documentos relativos às Assembleias Gerais são colocados à disposição dos acionistas na sede social da Companhia e nos sites www.cvm.gov.br e www.bmfbovespa.com.br.

d) Identificação e administração de conflitos de interesses.

De acordo com o disposto na Lei das Sociedades por Ações, é vedado ao conselheiro:

- realizar qualquer ato de liberalidade às custas da Companhia, bem como tomar por empréstimo recursos ou bens da Companhia ou usar, em proveito próprio, de sociedade em que tenha interesse ou de terceiros, os bens, serviços ou crédito da Companhia, sem prévia autorização da assembleia geral ou do conselho de administração;
- receber, em razão do exercício de seu cargo, qualquer tipo de vantagem pessoal direta ou indireta de terceiros, sem autorização estatutária ou concedida através de assembleia geral; e
- intervir em qualquer operação social em que tiver interesse conflitante com o da Companhia, ou nas deliberações que a respeito tomarem os demais administradores da Companhia.

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

A Companhia não adota praticas e/ou políticas diferenciadas além das estabelecidas na legislação..

f) Formalidades necessárias para aceitação de instrumentos de procuração outorgados por acionistas, indicando se a Companhia admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico.

A Companhia não adota praticas e/ou políticas diferenciadas além das estabelecidas na legislação.

g) Manutenção de fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembléias.

A Companhia não adota praticas e/ou políticas diferenciadas além das estabelecidas na legislação.

h) Transmissão ao vivo do vídeo e/ou do áudio das assembléias.

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia não realiza transmissão ao vivo de vídeo e/ou de áudio de suas assembleias .

i) Mecanismos destinados a permitir a inclusão, na ordem do dia, de propostas formuladas por acionistas.

Na data deste Formulário de Referência, não há tais mecanismos, o que, contudo, poderá ser adotado caso alguma acionista da Companhia solicite.

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 - MT	17/03/2011
			17/03/2011
		Valor Econômico - SP	17/03/2011
	Convocação da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	A Gazeta de Cuiabá - MT	14/04/2011
		A Gazeta de Cuiabá - SP	14/04/2011
		Valor Econômico - MT	14/04/2011
	Ata da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	A Gazeta de Cuiabá - MT	11/05/2011
		Diário Oficial do Estado - MT	11/05/2011
		Valor Econômico - SP	11/05/2011
31/12/2009	Demonstrações Financeiras	A Gazeta de Cuiabá - MT	17/03/2010
		Diário Oficial do Estado - MT	17/03/2010
		Valor Econômico - SP	17/03/2010
	Convocação da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	A Gazeta de Cuiabá - MT	14/04/2010
		Diário Oficial do Estado - MT	14/04/2010
		Valor Econômico - SP	14/04/2010
	Ata da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	A Gazeta de Cuiabá - MT	29/04/2010
		Diário Oficial do Estado - MT	29/04/2010
		Valor Econômico - SP	29/04/2010
31/12/2008	Demonstrações Financeiras	A Gazeta de Cuiabá - MT	30/03/2009
		Diário Oficial do Estado - MT	30/03/2009
		Valor Econômico - SP	30/03/2009
	Convocação da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	A Gazeta de Cuiabá - MT	15/04/2009
		Diário Oficial do Estado - MT	15/04/2009
		Valor Econômico - SP	15/04/2009
	Ata da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	A Gazeta de Cuiabá - MT	30/04/2009
		Diário Oficial do Estado - MT	30/04/2009
		Valor Econômico - SP	30/04/2009

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

12.4. REGRAS, POLÍTICAS E PRÁTICAS RELATIVAS AO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO:

a) Frequência das reuniões.

O Conselho de Administração reunir-se-á ordinariamente com a observância da periodicidade, local e hora que previamente estabelecer e, extraordinariamente, sempre que convocado por seu Presidente ou por dois Conselheiros, com 3 (três) dias de antecedência.

É dispensado o interregno de 3 (três) dias quando o Conselho se reunir com a presença ou representação de todos os seus membros em exercício.

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 há.

c) Regras de identificação e administração de conflitos de interesses.

Não há regras especiais da Companhia para administração de interesses. Contudo, em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações, qualquer membro do Conselho de Administração da Companhia está proibido de votar em qualquer assembleia ou reunião do Conselho, ou de atuar em qualquer operação ou negócios nos quais tenha interesses conflitantes com os da Companhia

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

12.5. CLÁUSULA COMPROMISSÓRIA DO ESTATUTO PARA A RESOLUÇÃO DOS CONFLITOS ENTRE ACIONISTAS E ENTRE ESTES E A COMPANHIA POR MEIO DE ARBITRAGEM:

Não há clausula compromissória em nosso Estatuto Social.

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				
VALDIR JONAS WOLF	52	Pertence apenas à Diretoria	04/05/2010	Até abril de 2012
409.385.499-87	Contador	11 - Diretor Vice Presidente/ Superintendente	04/05/2010	Sim
Henrique Jueis de Almeida	52	Pertence apenas à Diretoria	04/05/2010	até abril 2012
173.351.161-04	Economista	Diretor Financeiro	04/05/2010	Sim
José Adriano Mendes da silva	54	Pertence apenas à Diretoria	04/05/2010	até abril 2012
032.102.208-40	Engenheiro Eletricista	Diretor de Planejamento e Projetos Especiais	04/05/2010	Sim
Milton Takayuki Umino	60	Pertence apenas à Diretoria	04/05/2010	ate abril 2012
707.458.978-00	Engenheiro Eletricista	Diretor Vice Presidente de Operações	04/05/2010	Sim
Jorge Queiroz de Moraes Junior	67	Pertence apenas ao Conselho de Administração	30/04/2012	até abril 2014
005.352.658-91	Engenheiro Naval	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	30/04/2012	Sim
Milton Henriques de Carvalho Filho	34	Pertence apenas ao Conselho de Administração	30/04/2012	ate abril 2012
859.351.741-20	Contador	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	30/04/2012	Sim
Aristóteles Luiz Menezes Vasconcellos Drummond	67	Pertence apenas ao Conselho de Administração	30/04/2012	até Abril 2014
026.939.257-20	Administrador de Empresas	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	30/04/2012	Não
Alberto José Rodrigues Alves	69	Pertence apenas ao Conselho de Administração	30/04/2012	ate abril 2012
029.912.508-44	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	30/04/2012	Sim
Antonio da Cunha Braga	64	Pertence apenas ao Conselho de Administração	30/04/2012	até abril 2014
266.514.758-00	Administrador de Empresas	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	30/04/2012	Sim
Atilano de Oms Sobrinho	68	Pertence apenas ao Conselho de Administração	30/04/2012	ate abril 2014

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				
000.848.409-00	Advogado	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	30/04/2012	Sim
Octávio Tavares de Oliva Filho	52	Pertence apenas ao Conselho de Administração	30/04/2012	ate abril 2014
057.619.868-41	Engenheiro Agronomo	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	30/04/2012	Sim
Carmem Campos Pereira	43	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	30/04/2012	ate abril 2014
111.333.448-79	Administradora de Empresas	33 - Conselheiro(Efetivo) e Dir. Presidente	30/04/2012	Sim
Rubens Gerigk	47	Conselho Fiscal	30/04/2012	até abril 2013
610.072.779-04	Contador	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	30/04/2012	Sim
Antonio Carlos de Paula	57	Conselho Fiscal	30/04/2012	ate abril 2013
642.752.998-68	Engenheiro	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	30/04/2012	Sim
Carlos Souza Barros de Carvalhosa	82	Conselho Fiscal	30/04/2012	ate abril 2013
003.684.158-72	Engenheiro Civil	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	30/04/2012	Sim
Carol Sampaio Diogo de Siqueira	50	Conselho Fiscal	30/04/2012	ate abril 2013
809.458.807-15	Economista	45 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Minor.Ordinaristas	30/04/2012	Não
Alcides Bueno Filho	49	Conselho Fiscal	30/04/2012	ate abril 2013
354.170.139-00	Administrador de Empresas	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	30/04/2012	Sim
Kleber Cimini Lage	68	Conselho Fiscal	30/04/2012	ate abril 2013
002.516.401-59	Engenheiro Eletricista	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	30/04/2012	Sim
Annibal Ribeiro do Valle Filho	61	Conselho Fiscal	30/04/2012	ate abril 2013
165.529.386-91	Engenheiro Civil	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	30/04/2012	Sim

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

Sonia Regina Jung 233.339.799-34	61 Advogada	Conselho Fiscal 48 - C.F.(Suplent)Eleito p/Minor.Ordinaristas	30/04/2012 30/04/2012	ate abril 2013 Não
Elie Lebbos 205.582.959-91	63 Medico	Conselho Fiscal 44 - C.F.(Efetivo)Eleito p/preferencialistas	30/04/2012 30/04/2012	ate abril 2013 Não
Luciana Moura Lebbos 032.772.039-56	31 advogada	Conselho Fiscal 44 - C.F.(Efetivo)Eleito p/preferencialistas	30/04/2012 30/04/2012	ate abril 2013 Não

Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações

VALDIR JONAS WOLF - 409.385.499-87

Nascido em 17 de fevereiro de 1960, o Sr. Wolf é Formado pela Faculdade de Filosofia, Ciências e Línguas de Guarapuava – PR. Em 2005, foi eleito membro da Diretoria Executiva da REDE ENERGIA S.A. e Atualmente é Diretor Vice-presidente de Regulação, responsável pela coordenação e acompanhamento de todos os atos ligados ao Poder Concedente. Também é Diretor Vice-presidente das Companhias Abertas: Centrais Elétricas do Pará S.A. – CELPA, Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. – CEMAT, , Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins – CELTINS, Diretor da Caiuá – Distribuição de Energia S.A., da Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A., da Empresa Elétrica Bragantina S.A., da Companhia Força e Luz do Oeste e da Rede Comercializadora de Energia S.A., todas controladas pela REDE ENERGIA S.A. e, ainda, Diretor Gerente da Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. e Diretor Vice-presidente da Denerge – Desenvolvimento Energético S.A., empresas controladoras da REDE ENERGIA S.A. Na Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. – ENERSUL assumiu o cargo de Diretor de Regulação a partir de 11/09/2008), onde é responsável pelo relacionamento com o Poder Concedente.

Henrique Jueis de Almeida - 173.351.161-04

Data de Nascimento: 15 de julho de 1959 Formado em Ciências Econômicas, pela Instituição - UFMT. MBA em Finanças, Auditoria e Controladoria pela Fundação Getúlio Vargas – FGV Management concluído em outubro de 2005. EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL: Gerente das áreas de orçamento, estudos econômicos e tarifas, controle e captação de recursos; Gerente do Departamento de Planejamento econômico e financeiro; Coordenador Geral do Processo de Privatização da CEMAT; Analista Financeiro para Aquisição de empresas -Diretor Financeiro – CEMAT; Diretor Presidente e Financeiro – Previmat e Diretor Financeiro da Itamaraty Norte S.A

Diretor das empresas: Centrais Elétricas Matogrossenses S.A – CEMAT e Juruena Energia S.A Nos últimos cinco anos, não houve qualquer condenação criminal, qualquer condenação em processo administrativo da CVM, nem qualquer condenação transitada em julgado que tenha suspenso ou inabilitado a prática de atividade profissional ou comercial de quaisquer dos administradores da Companhia.

José Adriano Mendes da Silva - 032.102.208-40

Data de Nascimento: 06 de março de 1958

Formado em Engenharia Elétrica pela Faculdade de Engenharia de Barretos.

Pós – Graduado em Sistemas Elétricos de Potência pela Universidade Federal de Itajubá.

Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá e MBA em Finanças, Auditoria e Controladoria pela Fundação Getulio Vargas.

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL: Superintendente de Engenharia da Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT; Gerente de Divisão de Estudos Elétricos; Gerente de Divisão de Operação do Sistema; Gerente do Departamento de Operação do Sistema; Gerente do Departamento de Manutenção do Sistema; Gerente do Departamento de Planejamento e Operação.

Milton Takayuki Umino - 707.458.978-00

Nascido em 09/08/1951, Engenheiro Eletricista. Formação: Escola de Engenharia de Lins em 1975

Empresa : Cia. de Energia Elétrica do Estado do Tocantins – CELTINS - Diretor Vice - Presidente de Operações

1976 - Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema - Gerente Técnico e Superintendente Regional. 1992 – Caiuá – Serviços de Eletricidade – Superintendente Regional. 1995 – Cia. de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - Diretoria Adjunta, Diretor de Produção e Transmissão, Diretor Vice – Presidente de Operações . Todas as empresas acima citada integram o Grupo REDE- Empresas de Energia Elétrica / São Paulo.

Jorge Queiroz de Moraes Junior - 005.352.658-91

Data de Nascimento: 16 de janeiro de 1945. Formado em Engenharia Naval pela Escola Politécnica da USP. Administração de Empresas Nível Pós Graduação e de Mestrado. Doutorado (PHD) Michigan State – University – USA – Especialização em Finanças e Contabilidade

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL: Presidente do Conselho de Administração da Companhia desde abril de 1995. É presidente do conselho de administração de várias empresas, incluindo as empresas de geração de energia elétrica da Rede Energia e também o presidente do Conselho de Curadores da Fundação Aquarela bem como Membro Efetivo Presidente da REDEPREV – Fundação Rede de Previdência. Presidente do Conselho de Administração das empresas: Rede Energia S.A. (Cia Aberta), Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A., Centrais Elétricas do Pará S.A. – CELPA (Cia Aberta em Recuperação Judicial), Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. – CEMAT (Cia Aberta), Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins – CELTINS, Tangará Energia S.A., QMRA Participações S.A., Companhia Força e Luz do Oeste, Companhia Nacional de Energia Elétrica, Couto Magalhães Energia S.A., Empresa Elétrica Bragantina S.A., Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. – ENERSUL (Cia Aberta), Rede Eletricidade e Serviços S.A., e Vale do Vacaria Açúcar e Álcool S.A e Tangará Energia S.A. Diretor das empresas: BBPM – Participações S.A, Caiuá Distribuição de Energia S.A., Companhia Força e Luz do Oeste, Companhia Geral, Companhia Nacional de Energia Elétrica, Denerge Desenvolvimento Energético S.A., Empresa Elétrica Bragantina S.A., Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A., Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. – ENERSUL (Cia Aberta), JQMJ – Participações S.A., Companhia Técnica de Comercialização de Energia, nova denominação social de Rede Comercializadora de Energia S.A., Rede Couto Magalhães Energia S.A., Rede Participações S.A, Rede Eletricidade e Serviços S.A., Rede Peixe Energia S.A., Rede Power do Brasil S.A. Sócio Administrador: Agro Pastoral Lageado Ltda, Batia Exportação e Importação Ltda., e Caiuá – Cargas Aéreas Ltda.

Milton Henriques de Carvalho Filho - 859.351.741-20

Data de Nascimento: 19 de agosto de 1977. É contador formado pela Universidade Federal do Mato Grosso (1999/2002). Fez Pós Graduação em Auditoria Contábil na Universidade Federal do Mato Grosso (2002) e MBA em Controladoria, Auditoria e Gestão

financeira na Faculdade Getúlio Vargas. EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL: Empregado da Centrais Elétricas Matogrossenses S.A - Cemat na diretoria de contabilidade desde 01/02/2000. Nos últimos cinco anos, não houve qualquer condenação criminal, qualquer condenação em processo administrativo da CVM, nem qualquer condenação transitada em julgado que tenha suspenso ou inabilitado a prática de atividade profissional ou comercial de quaisquer dos administradores da Companhia.

Aristóteles Luiz Menezes Vasconcellos Drummond - 026.939.257-20

Data de nascimento: 22 de novembro de 1944. Jornalista Profissional registrado na categoria de redator na DRT/RJ – sob nº12590 Profissional de Relações Públicas registrado no Conselho Regional de Profissionais de Relações Públicas – 1ª Região sob nº 1784 Administrador registrado no Conselho Regional de Administração – RJ sob o nº 20.3074-9. EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL: No Setor Elétrico

Diretor de Administração da LIGHT S/A - (1985) e (1987 a 1996). Presidente do COGE – Comitê de Gestão Empresarial no Setor de Energia Elétrica -(1994/1996). Nos últimos cinco anos, não houve qualquer condenação criminal, qualquer condenação em processo administrativo da CVM, nem qualquer condenação transitada em julgado que tenha suspenso ou inabilitado a prática de atividade profissional ou comercial de quaisquer dos administradores da Companhia.

Membro do Conselho de Administração das Centrais Elétricas do Norte S/A - Eletronorte (1996/2003).

Membro do Conselho de Administração da Manaus Energia S/A - (1997/2003).

Membro do Conselho de Administração da Boa Vista Energia S/A - (1997/2003).

Membro do Conselho Fiscal da CEMIG - (1995/2006). Eleito Presidente do Conselho.

Membro do Conselho de Administração da CEAM - (2005).

Membro do Conselho Fiscal da LIGHT - (2006).

Membro do Conselho de Administração da Centrais Elétricas Matogrossenses S/A – CEMAT

Alberto José Rodrigues Alves - 029.912.508-44

Nascido em 10 de novembro de 1943, o Sr. Alberto é formado em engenharia, com especialização em Eletrônica pela Escola de Engenharia Mauá, Pós-Graduação em Administração de Empresas e Mestrado em Finanças e Contabilidade pela Fundação Getúlio Vargas. Desde 2005, é membro do Conselho de Administração da REDE ENERGIA S.A. Exerce, ainda, há mais de 05 (cinco) anos, as funções de membro do Conselho de Administração das Companhias Abertas: Centrais Elétricas do Pará S.A. – CELPA, Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. – CEMAT, da Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins – CELTINS, Tangará Energia S.A. e Vale do Vacaria Açúcar e Álcool S.A., todas controladas pela REDE ENERGIA S.A. e, ainda, de membro do Conselho de Administração da Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. e de Diretor Vice-presidente da Denerge – Desenvolvimento Energético S.A., empresas controladoras da REDE ENERGIA S.A. e de Conselheiro Curador da Fundação Aquarela. Na Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. – ENERSUL assumiu cargo no Conselho a partir de 11/09/2008.

Antonio da Cunha Braga - 266.514.758-00

Data de nascimento: 18 de julho de 1947. Formado em Administração de Empresas pela Universidade de Marília – UNIMAR, eletrotécnico formado pelo Instituto Americano de Lins e pós-graduado em Administração Geral pela USP. Trabalha na Rede Energia S.A há 35 anos. EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL: Atualmente é membro do conselho de administração da Rede Centrais Elétricas Matogrossenses S.A – CEMAT Nos últimos cinco anos, não houve qualquer condenação criminal, qualquer condenação em processo administrativo da CVM, nem qualquer condenação transitada em julgado que tenha suspenso ou inabilitado a prática de atividade profissional ou comercial de quaisquer dos administradores da Companhia.

Atilano de Oms Sobrinho - 000.848.409-00

Data de nascimento: 26 de agosto de 1943. Formado em Direito pela Faculdade de Curitiba. Eletrotécnica – Instituto Politécnico Estadual - IPE. EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL: Diretor Geral da Inepar S.A. - 1978/89
Diretor Presidente da Holding – Inepar Administração e Participação – Desde 1984
Presidente da Inepar S/A – Desde 1989
Membro do Conselho de Administração do Grupo Inepar. – 1978/89.
Membro do Conselho de Administração da QMRA Participações S/A.
Diretor Vice-Presidente da QMRA Participações S/A.
Presidente do Conselho de Administração da Inepar S/A – Desde 1989
Presidente da IESA – Desde 2003
Conselheiro da Federação das Indústrias do Estado de São Paulo - FIESP
Conselheiro da Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica - ABINEE
Conselheiro do Conselho Superior da Associação Comercial do PR
Conselheiro da ABDIB

Octávio Tavares de Oliva Filho - 057.619.868-41

Data de Nascimento: 31 de Dezembro de 1959. Formado em Engenharia Agrônoma pela Universidade Estadual Paulista-UNESP EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL: DENERGE – 1985/1991, nas empresas Batia Exp. E Import. S/A – Vice Presidente, Agro Pastoral Lageado S/A – Diretor e Agro Comercial Lageado Ltda – Diretor Metal Yanes – S/A – 1992/1994 – Diretor Corporativo Yanes Minas Ind. e Com. Ltda – 1994/2000 – Diretor Geral Kidde Brasil Ltda – 2000/2005 – Diretor Corporativo EcoSafety Equipamentos de Segurança Ltda – Sócio Gerente FIESP – 2002/2004 – Conselheiro CIESP – a partir de 2004 – Conselheiro ABNT – 2002/2004 – Membro do Conselho Deliberativo
Membro do Conselho de Administração da Centrais Elétricas Matogrossenses S.A – CEMAT
Membro do Conselho de Administração da Centrais Elétricas do Pará S.A – CELPA
Membro do Conselho de Administração da Empresa Energética de Mato Grosso do Sul - ENERSUL
Nos últimos cinco anos, não houve qualquer condenação criminal, qualquer condenação em processo administrativo da CVM, nem qualquer condenação transitada em julgado que tenha suspenso ou inabilitado a prática de atividade profissional ou comercial de quaisquer dos administradores da Companhia.

Carmem Campos Pereira - 111.333.448-79

Experiência Profissional Nascida em 26 de Junho de 1968, a Sra. Carmem é formada em Direito pela Faculdade Metropolitanas Unidas (1995), Administração de Empresas Graduada pela Universidade São Judas Tadeu (1989) e MBA Finanças pela USP. De 1998 a 2005, exerceu as funções de Diretora e, desde 2007, é Diretora Presidente da REDE ENERGIA S.A., e das Companhias Abertas: Centrais Elétricas do Pará S.A. – CELPA, Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. – CEMAT. Na Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. – ENERSUL assumiu a Presidência a partir de 11/09/2008, com as funções de direção e administração geral dos negócios; e ainda, Diretora Presidente da Caiuá – Distribuição de Energia S.A., Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A., Empresa Elétrica Bragantina S.A., Companhia Nacional de Energia Elétrica, Companhia Força e Luz do Oeste, Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins – CELTINS, Tangará Energia S.A., Rede Comercializadora de Energia S.A., Rede Eletricidade e Serviços S.A. e Diretora Financeira e Administrativa da Vale do Vacaria Açúcar e Alcool S.A., todas controladas direta ou indiretamente pela REDE ENERGIA S.A. Também é Diretora Presidente da Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. e Diretora Vice-presidente da Denerge – Desenvolvimento Energético S.A., controladoras da REDE ENERGIA S.A. e Diretora Financeira da Fundação Aquarela.

Rubens Gerigk - 610.072.779-04

Data de Nascimento: 16 de julho de 1966. Formado em Ciências Contábeis pela Faculdade Santa Cruz de Curitiba-PR.
EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL: Atualmente é sócio Administrador da MASTERS Assessoria Contábil Ltda; Analista Contábil – INEPAR S/A Indústria e Construções – 23/02/83 a 30/09/03. Membro do Conselho Fiscal da Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.-CEMAT
Nos últimos cinco anos, não houve qualquer condenação criminal, qualquer condenação em processo administrativo da CVM, nem qualquer condenação transitada em julgado que tenha suspenso ou inabilitado a prática de atividade profissional ou comercial de quaisquer dos administradores da Companhia.

Antonio Carlos de Paula - 642.752.998-68

Nascido em 16 de setembro de 1954, o Sr. Antonio é formado pela Fundação Getúlio Vargas – São Paulo/SP em Gerenciamento de Empreendimentos, objetivando o controle físico e financeiro, Contabilidade e finanças para executivos não financeiros e Análise de Balanço e avaliação financeira e pela Universidade de Mogi das Cruzes – Mogi/SP em Engenharia elétrica & Operacional em eletrônica. Há mais de 05 anos, foi Gerente de Projetos da ERICSSON TELECOMUNICAÇÕES – São Paulo/SP - Gerenciamento de projetos de telefonia celular, acompanhamento físico financeiro e estratégia de novos negócios e Gerente de Filial de Salvador - Gerenciamento de implantação uma nova rede de telefonia celular para Operador da Banda B, desligando-se em 2010. Desde 2006, é membro suplente do Conselho de Administração da REDE ENERGIA S.A., bem assim, membro efetivo dos Conselhos Fiscais da Centrais Elétricas do Pará S.A. – CELPA e da Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins – CELTINS, controladas da REDE ENERGIA S.A. e, membro suplente do Conselho Fiscal da Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A., controladora da REDE ENERGIA S.A.

Carlos Souza Barros de Carvalhosa - 003.684.158-72

Nascido em 05 de dezembro de 1929, o Sr. Carvalhosa é Engenheiro Civil formado pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (1948/1952). De 2005 a setembro/2008, o Sr. Carvalhosa atuava como Diretor de Investimentos Incentivados da Investco S.A (Companhia Aberta). Desde abril de 2006, é membro efetivo do Conselho Fiscal da Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA e da Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. – CEMAT, companhias abertas, e, ainda, membro suplente do Conselho Fiscal da Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins – CELTINS, todas controladas pela Rede Energia S.A.

Carol Sampaio Diogo de Siqueira - 809.458.807-15

Data de nascimento: 20/05/1961. Formação Acadêmica: Economista – Formada pela Universidade Federal do Rio de Janeiro

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL: Chefe da Divisão de Administração de Contas a pagar e receber – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

Nos últimos cinco anos, não houve qualquer condenação criminal, qualquer condenação em processo administrativo da CVM, nem qualquer condenação transitada em julgado que tenha suspenso ou inabilitado a prática de atividade profissional ou comercial de quaisquer dos administradores da Companhia.

Alcides Bueno Filho - 354.170.139-00

Data de nascimento: 05/08/1962. Formação Acadêmica: Formado em Administração de Empresas pela Faculdade Positivo de Curitiba-PR

MBA – Ibmec em Administração de Negócios .Pós Graduação em Administração Financeira – CDE/FAE (Centro de Desenvolvimento Empresarial). Pós Graduação em Administração da Produção – CDE/FAE (Centro de Desenvolvimento Empresarial)

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL: Administrador de Empresa de TV por Assinatura - atual Gerente Geral da NET de Londrina -PR

Nos últimos cinco anos, não houve qualquer condenação criminal, qualquer condenação em processo administrativo da CVM, nem qualquer condenação transitada em julgado que tenha suspenso ou inabilitado a prática de atividade profissional ou comercial de quaisquer dos administradores da Companhia.

Kleber Cimini Lage - 002.516.401-59

Nascido em 06 de agosto de 1943. o Sr. Kleber é Engenheiro Eletricista formado pela Universidade Federal de Goiás. Foi Diretor de Planejamento da Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins – CELTINS no período de 1991 a 1995, Coordenador de Estudos de Viabilidade da CELTINS no período de 1995 a 1998 e Diretor da Investco S.A (Companhia Aberta) de 1998 a 2003. Assessor da Rede Energia de 2003 a março/2006. Desde abril/2006, é Membro suplente do Conselho Fiscal da REDE ENERGIA S.A, bem assim, membro efetivo dos Conselhos Fiscais da Centrais Elétricas do Pará S.A. – CELPA, Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT e Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins – CELTINS, controladas pela REDE ENERGIA S.A.

Annibal Ribeiro do Valle Filho - 165.529.386-91

Nascido em 30 de abril de 1951, o Sr. Annibal é formado em Engenharia Civil pela Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG e especialização em administração pela Fundação Getúlio Vargas (1981). Desde 1996, é Sócio-Gerente da empresa Planorc Serviços de Engenharia S/S Ltda. Desde 2005, é Membro efetivo do Conselho Fiscal da REDE ENERGIA S.A., bem como membro efetivo do Conselho Fiscal da Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A., controladora da REDE ENERGIA S.A. e membro suplente dos Conselhos Fiscais de Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA, Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. – CEMAT e da Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins – CELTINS, controladas pela REDE ENERGIA S.A.

Sonia Regina Jung - 233.339.799-34

Data de Nascimento: 05/07/1950. FORMAÇÃO ACADÊMICA: Advogada formada pelo Instituto Metodista Beneti

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL: Chefe de gabinete do Ministério de Minas e Energia Assistente da Diretoria de Engenharia da Eletrobrás Assistente da Diretoria Financeira da Eletrobrás Segue abaixo a biografia dos membros do Conselho Fiscal da Companhia: Nos últimos cinco anos, não houve qualquer condenação criminal, qualquer condenação em processo administrativo da CVM, nem qualquer condenação transitada em julgado que tenha suspenso ou inabilitado a prática de atividade profissional ou comercial de quaisquer dos administradores da Companhia.

Elie Lebbos - 205.582.959-91

Data de nascimento. 22/06/1948. Formação: Médico Formado pela Fempar 1976. Residência Médica Pela UFPR
Pós Graduação em Gestão de Negócios - Escola de Administração de Empresas de São Paulo - EASESP, da Fundação Getúlio Vargas (FGV). EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL: Presidente da GREENCRED – Coop. de Economia e Crédito Mútuo dos Médicos de Curitiba, Região Metropolitana e Litoral. Membro do Conselho de Administração da Bolsa de Valores do Paraná
Coordenador do Comitê de Gestão de Risco da Unicred do Brasil
Membro do Conselho de Administração da Central Unicred do Paraná
Diretor Secretário da Unimed Curitiba
Diretor Financeiro da Associação Médica do Paraná
Presidente do Conselho Fiscal da DHB Industria e Comercio S.A. (Bovespa).
Nos últimos cinco anos, não houve qualquer condenação criminal, qualquer condenação em processo administrativo da CVM, nem qualquer condenação transitada em julgado que tenha suspenso ou inabilitado a prática de atividade profissional ou comercial de quaisquer dos administradores da Companhia.

Luciana Moura Lebbos - 032.772.039-56

Nascida em 03/11/1980. Formada em Direito pela Universidade Federal do Paraná - UFPR em 2003. Pós-graduada em Direito Administrativo pelo Instituto de Direito Romeu Felipe Bacellar. Procuradora do Município de Curitiba. Advogada

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 ou comitês de auditoria, de risco, financeiro e de remuneração, ainda que tais comitês ou estruturas não sejam estatutários.

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:**

a) Administradores da Companhia:

Não há relações conjugais, uniões estáveis ou parentesco até segundo grau.

b) Administradores da Companhia e administradores de controladas diretas ou indiretas da Companhia:

Não há relações conjugais, uniões estáveis ou parentesco até segundo grau.

c) Administradores da Companhia ou de suas controladas diretas ou indiretas e controladores diretos ou indiretos da Companhia:

Não há relações conjugais, uniões estáveis ou parentesco até segundo grau.

d) Administradores da Companhia e administradores das sociedades controladoras diretas e indiretas da Companhia:

Não há relações conjugais, uniões estáveis ou parentesco até segundo grau.

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

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não existem outras informações relevantes sobre este item "12".

12.11. ACORDOS (INCLUSIVE APÓLICES DE SEGURO) ESTABELECENDO O PAGAMENTO OU O REEMBOLSO DE DESPESAS SUPOSTADAS PELOS ADMINISTRADORES, DECORRENTES DA REPARAÇÃO DE DANOS CAUSADOS A TERCEIROS OU À COMPANHIA, DE PENALIDADES IMPOSTAS POR AGENTES ESTATAIS E ACORDOS COM O OBJETIVO DE ENCERRAR PROCESSOS ADMINISTRATIVOS OU JUDICIAIS, EM VIRTUDE DO EXERCÍCIO DE SUAS FUNÇÕES:

A Companhia contratou apólice de seguro de Responsabilidade Civil de Administradores (D&O), visando garantir aos administradores da Companhia o reembolso dos valores pagos a título de indenização decorrentes de reparação de danos causados a terceiros ou à Companhia, durante o regular exercício de suas atividades, cujo o valor do prêmio é R\$ 29.895,00 A atual apólice de D&O da Companhia está vigente até 30 de setembro de 2011.

12.12 - Outras informações relevantes

12.12. FORNECER OUTRAS INFORMAÇÕES QUE A COMPANHIA JULGUE RELEVANTES:

Não existem outras informações relevantes sobre este item "12".

13.1. POLÍTICA E PRÁTICA DE REMUNERAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO, DA DIRETORIA ESTATUTÁRIA E NÃO ESTATUTÁRIA, DO CONSELHO FISCAL, DOS COMITÊS ESTATUTÁRIOS E DOS COMITÊS DE AUDITORIA, DE RISCO, FINANCEIRO E DE REMUNERAÇÃO, ABORDANDO OS SEGUINTE ASPECTOS:

a) Objetivos da política ou prática de remuneração:

A prática de remuneração do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal, adotada pela Companhia, objetiva atrair e reter profissionais qualificados e com experiência na área de distribuição, geração e comercialização de energia elétrica, bem como, incentivar o cumprimento dos objetivos e metas, proporcionando um alinhamento com os interesses da Companhia.

Leva em consideração as responsabilidades de cada membro, o tempo dedicado às suas funções, sua competência e reputação profissional e o valor dos seus serviços no mercado.

Para o exercício de 2011, a Companhia propõe o montante global de até R\$ 5.600.000,00, para a remuneração dos administradores da Companhia, a ser segregado da seguinte forma:

(i) De até R\$ 1.000.000,00 para o Conselho de Administração, sendo R\$ 800.000,00 correspondente à remuneração fixa e o valor de R\$ 200.000,00 referentes aos encargos.

(ii) De até R\$ 4.100.000,00 para a Diretoria Executiva, sendo R\$ 2.000.000,00 correspondente à remuneração fixa, R\$ 1.000.000,00, correspondente à remuneração variável, R\$ 300.000,00 referente à benefícios, e o valor de R\$ 800.000,00 referentes aos encargos.

(iii) De até R\$ 500.000,00 para o Conselho Fiscal, sendo R\$ 300.000,00 correspondente à remuneração fixa, R\$ 100.000,00 correspondente à remuneração variável e o valor de R\$ 100.000,00 referentes aos encargos, observado o disposto no artigo 162, Parágrafo 3º da Lei 6.404/76.

b) composição da remuneração, indicando:

i. descrição dos elementos da remuneração e os objetivos de cada um deles

A Companhia adota um modelo de remuneração composto por: (i) remuneração fixa, composta por honorários mensais aplicáveis à Diretoria, Conselho de Administração e Conselho Fiscal; (ii) remuneração variável, que é o honorário calculado de acordo com os indicadores de performance individual e da Companhia aplicável aos Diretores Executivos (Estatutários), e, (iii) benefícios, com os quais a Companhia procura atrair e reter os melhores talentos e retribuir a competência de seus administradores, também aplicáveis aos Diretores Executivos (Estatutários). Vide item 13.1 (a).

ii. qual a proporção de cada elemento na remuneração total

Conselho de Administração: 17,86% da Remuneração Total.

Remuneração Fixa: 14,29%

Encargos: 3,57%

Diretoria: 73,21% da Remuneração Total.

Remuneração Fixa: 35,71%

Remuneração Variável: 17,86%

Benefícios: 5,36%

Encargos: 14,29%

Conselho Fiscal: 8,93% da Remuneração Total.

Remuneração Fixa: 5,36%

Remuneração Variável: 1,79%

Encargos: 1,79%

iii. metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração

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

Os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal recebem honorários fixos mensais. Para o Conselho Fiscal, informamos que os conselheiros suplentes não recebem honorários, a não ser na hipótese de substituírem o conselheiro titular a que estão vinculados. O reajuste da remuneração dos membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal é feito com base na lei e em práticas de mercado.

A proposta de remuneração para a Diretoria Estatutária e seu reajuste baseia-se em práticas de mercado.

A Companhia verifica as práticas de mercado comparando seus indicadores operacionais e desempenho econômico de suas controladas com os números de empresas de mesmo porte e setor, levando em consideração as diferenças regionais do país.

iv. razões que justificam a composição da remuneração

A remuneração da Companhia considera as responsabilidades de cada cargo e esta baseada nas práticas de mercado visando a retenção dos melhores profissionais.

c) Principais indicadores de desempenho que são levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração:

A remuneração dos membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Companhia é fixa e não considera indicadores de desempenho.

A remuneração variável dos Diretores Estatutários é definida com base em metas alinhadas com o plano estratégico da Companhia e performance do negócio. A mensuração está ligada ao resultado econômico da Companhia, como evolução do EBITDA, desempenho operacional apurados nos exercícios sociais, indicadores de qualidade de serviço, tais como, DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor), FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor) e redução de perdas comerciais, satisfação dos clientes, Acionistas e colaboradores.

d) Como a remuneração é estruturada para refletir a evolução dos indicadores de desempenho:

Os honorários do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal são revisados anualmente e definidos pela Assembleia Geral Ordinária de Acionistas da Companhia. Para os Diretores Estatutários, a remuneração variável é baseada em metas quantitativas, as quais refletem a evolução dos indicadores de desempenho da Companhia.

e) Como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses de curto, médio e longo prazo da Companhia:

A prática de remuneração dos diretores estatutários está alinhada aos interesses da Companhia, por ser fundamentada por critérios atrelados ao desempenho econômico-financeiro da Companhia definidos pelos indicadores de desempenho, satisfação dos clientes, imagem da empresa e responsabilidade social.

f) Existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos:

Alguns Conselheiros e Diretores exercem cargos em empresas relacionadas e sob controle comum, sendo neste caso remunerados por tais atribuições.

g) Existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário da Companhia:

Não há remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário.

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	7,00	5,00	21,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	800.000,00	2.000.000,00	300.000,00	3.100.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	300.000,00	100.000,00	400.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	1.000.000,00	0,00	1.000.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00	0,00	0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação				
Total da remuneração	800.000,00	3.300.000,00	400.000,00	4.500.000,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2010 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	9,00	7,00	5,00	21,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	672.000,00	1.260.000,00	180.000,00	2.112.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	100.000,00	0,00	100.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00

Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	462.000,00	0,00	462.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00	0,00	0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação				
Total da remuneração	672.000,00	1.822.000,00	180.000,00	2.674.000,00

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

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	8,00	5,00	5,00	18,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	672.000,00	1.196.000,00	154.200,00	2.022.200,00
Benefícios direto e indireto	0,00	66.196,98	0,00	66.196,98
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Descrição de outras remunerações fixas				
Remuneração variável				
Bônus	0,00	379.827,48	25.700,00	405.527,48
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00

Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00	0,00	0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação				
Total da remuneração	672.000,00	1.642.024,46	179.900,00	2.493.924,46

13.3. EM RELAÇÃO À REMUNERAÇÃO VARIÁVEL DOS 3 ÚLTIMOS EXERCÍCIOS SOCIAIS E À PREVISTA PARA O EXERCÍCIO SOCIAL CORRENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO, DA DIRETORIA ESTATUTÁRIA E DO CONSELHO FISCAL:

Remuneração reconhecida no resultado do exercício de 2009 (R\$)				
a. Órgão	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
b. Número de Membros	9	5	5	19
c. Em relação ao Bônus:	-	379.827,48	25.700,00	405.527,48
i. valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
ii. valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
iii. valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	-	-	-	-
iv. valor efetivamente reconhecido no resultado dos 3 últimos exercícios sociais.	-	379.827,48	25.700,00	405.527,48
d. Em relação à participação no resultado:	-	-	-	-
i. valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
ii. valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
iii. valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	-	-	-	-
iv. valor efetivamente reconhecido no resultado dos 3 últimos exercícios sociais	-	-	-	-

Remuneração reconhecida no resultado do exercício de 2010 (R\$)				
a. Órgão	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
b. Número de Membros	9	7	5	21
c. Em relação ao Bônus:	-	462.000,00	-	462.000,00
i. valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
ii. valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
iii. valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	-	-	-	-
iv. valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	-	462.000,00	-	462.000,00
d. Em relação à participação no resultado:	-	-	-	-
i. valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
ii. valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
iii. valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	-	-	-	-
iv. valor efetivamente reconhecido no resultado dos 3 últimos exercícios sociais	-	-	-	-

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

Remuneração prevista para o exercício social de 2011 (R\$)				
a. Órgão	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
b. Número de Membros	9	7	5	21
c. Em relação ao Bônus:	-	1.000.000,00	100.000,00	1.100.00,00
i. valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
ii. valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
iii. valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	-	-	-	-
iv. valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	-	-	-	-
d. Em relação à participação no resultado:	-	-	-	-
i. valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
ii. valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-	-
iii. valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	-	-	-	-
iv. valor efetivamente reconhecido no resultado dos 3 últimos exercícios sociais	-	-	-	-

(**) As tabelas acima, não incluem os encargos e provisões legais.

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

13.4. EM RELAÇÃO AO PLANO DE REMUNERAÇÃO BASEADO EM AÇÕES DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO E DA DIRETORIA ESTATUTÁRIA, EM VIGOR NO ÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL E PREVISTO PARA O EXERCÍCIO SOCIAL CORRENTE:

a) Termos e condições gerais:

Não aplicável.

b) Principais objetivos do plano:

Não aplicável.

c) Forma como o plano contribui para esses objetivos:

Não aplicável.

d) Como o plano se insere na política de remuneração da Companhia:

Não aplicável.

e) Como o plano alinha os interesses dos administradores e da Companhia a curto, médio e longo prazo:

Não aplicável.

f) Número máximo de ações abrangidas:

Não aplicável.

g) Número máximo de opções a serem outorgadas:

Não aplicável.

h) Condições de aquisição de ações:

Não aplicável.

i) Critérios para fixação do preço de aquisição ou exercício:

Não aplicável.

j) Critérios para fixação do prazo de exercício:

Não aplicável.

k) Forma de liquidação:

Não aplicável.

l) Restrições à transferência das ações:

Não aplicável.

m) Critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano:

Não aplicável.

n) efeitos da saída do administrador dos órgãos da Companhia sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações

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

Não aplicável.

13.5. AÇÕES OU COTAS DIRETA OU INDIRETAMENTE DETIDAS, NO BRASIL OU NO EXTERIOR, E OUTROS VALORES MOBILIÁRIOS CONVERSÍVEIS EM AÇÕES OU QUOTAS, EMITIDOS PELA COMPANHIA, SEUS CONTROLADORES DIRETOS OU INDIRETOS, SOCIEDADES CONTROLADAS OU SOB CONTROLE COMUM, POR MEMBROS DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO, DA DIRETORIA ESTATUTÁRIA OU DO CONSELHO FISCAL, AGRUPADOS POR ÓRGÃO, NA DATA DE ENCERRAMENTO DO ÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL:

Ações detidas pelos Administradores em 31/12/2010.						
Órgão	Conselho de Administração		Conselho Fiscal		Diretoria Estatutária	
Companhia	<i>ON</i>	197	<i>ON</i>	1.222.421	<i>ON</i>	1.916
	<i>PN</i>	104	<i>PN</i>	150.176	<i>PN</i>	0
Controlador Rede Energia S.A	<i>ON</i>	141.500	<i>ON</i>	15	<i>ON</i>	4
	<i>PN</i>	766	<i>PN</i>	15	<i>PN</i>	0

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

13.6. EM RELAÇÃO À REMUNERAÇÃO BASEADA EM AÇÕES RECONHECIDA NO RESULTADO DOS 3 ÚLTIMOS EXERCÍCIOS SOCIAIS E À PREVISTA PARA O EXERCÍCIO SOCIAL CORRENTE, DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO E DA DIRETORIA ESTATUTÁRIA:

Não aplicável.

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

13.7. INFORMAÇÕES A RESPEITO DAS OPÇÕES EM ABERTO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO E DA DIRETORIA ESTATUTÁRIA AO FINAL DO ÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL:

Não aplicável.

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

13.8. EM RELAÇÃO ÀS OPÇÕES EXERCIDAS E AÇÕES ENTREGUES RELATIVAS À REMUNERAÇÃO BASEADA EM AÇÕES DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO E DA DIRETORIA ESTATUTÁRIA, NOS 3 ÚLTIMOS EXERCÍCIOS SOCIAIS, ELABORAR TABELA COM O SEGUINTE CONTEÚDO:

Não aplicável.

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

13.9. INFORMAÇÕES NECESSÁRIAS PARA A COMPREENSÃO DOS DADOS DIVULGADOS NOS ITENS 13.6 A

Não aplicável.

13.10. EM RELAÇÃO AOS PLANOS DE PREVIDÊNCIA EM VIGOR CONFERIDOS AOS MEMBROS DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO E AOS DIRETORES ESTATUTÁRIOS, FORNECER AS SEGUINTE INFORMAÇÕES EM FORMA DE TABELA:

Planos de Previdência em Vigor			
a. Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
b. N. Membros	-	-	2
c. Nome do Plano	-	-	Plano de Benefício CEMAT OP e Plano de Risco
d. Quantidade de Administradores que reúnem as condições para se aposentar	-	-	-
e. condições para se aposentar antecipadamente	-	-	-
f. valor atualizado das contribuições acumuladas no plano de previdência até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	-	-	52.474,73
g. valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	-	-	5.239,76
h. se há a possibilidade de resgate antecipado e quais as condições	-	-	Desligamento

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

	Diretoria Estatutária		Conselho de Administração		Conselho Fiscal	
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
Nº de membros	7,00	7,00	8,00	8,00	5,00	5,00
Valor da maior remuneração(Reais)	480.000,00	420.000,00	84.000,00	84.000,00	36.000,00	30.840,00
Valor da menor remuneração(Reais)	276.000,00	60.000,00	84.000,00	84.000,00	36.000,00	30.840,00
Valor médio da remuneração(Reais)	378.000,00	240.000,00	84.000,00	84.000,00	36.000,00	30.840,00

Observação

Diretoria Estatutária	
31/12/2009	Em relação ao número de membros, são 5 membros em exercício e 2 cargos vagos, totalizando 7 membros.
Conselho de Administração	
Conselho Fiscal	

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

13.12. ARRANJOS CONTRATUAIS, APÓLICES DE SEGUROS OU OUTROS INSTRUMENTOS QUE ESTRUTURAM MECANISMOS DE REMUNERAÇÃO OU INDENIZAÇÃO PARA OS ADMINISTRADORES EM CASO DE DESTITUIÇÃO DO CARGO OU DE APOSENTADORIA (INCLUSIVE CONSEQUÊNCIAS FINANCEIRAS PARA A COMPANHIA):

Não há.

13.13. PERCENTUAL DA REMUNERAÇÃO TOTAL DE CADA ÓRGÃO RECONHECIDA NO RESULTADO DA COMPANHIA REFERENTE A MEMBROS DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO, DA DIRETORIA ESTATUTÁRIA OU DO CONSELHO FISCAL QUE SEJAM PARTES RELACIONADAS AOS CONTROLADORES, DIRETOS OU INDIRETOS, CONFORME DEFINIDO PELAS REGRAS CONTÁBEIS QUE TRATAM DESSE ASSUNTO:

Exercício de 2009 (R\$ mil)			
Órgão	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal
Percentual da Remuneração Total	27,98	65,84	6,18

Exercício de 2010 (R\$ mil)			
Órgão	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal
Percentual da Remuneração Total	23,24	70,94	5,82

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

13.14. VALORES RECONHECIDOS NO RESULTADO DA COMPANHIA COMO REMUNERAÇÃO DE MEMBROS DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO, DA DIRETORIA ESTATUTÁRIA OU DO CONSELHO FISCAL, AGRUPADOS POR ÓRGÃO, POR QUALQUER RAZÃO QUE NÃO A FUNÇÃO QUE OCUPAM, COMO POR EXEMPLO, COMISSÕES E SERVIÇOS DE CONSULTORIA OU ASSESSORIA PRESTADOS:

Não há.

13.15. VALORES RECONHECIDOS NO RESULTADO DE CONTROLADORES, DIRETOS OU INDIRETOS, DE SOCIEDADES SOB CONTROLE COMUM E DE CONTROLADAS DA COMPANHIA, COMO REMUNERAÇÃO DE MEMBROS DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO, DA DIRETORIA ESTATUTÁRIA OU DO CONSELHO FISCAL DA COMPANHIA, AGRUPADOS POR ÓRGÃO, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO TAIS VALORES FORAM ATRIBUÍDOS A TAIS INDIVÍDUOS:

Remuneração reconhecida no resultado de controladores e sociedade sob controle comum do exercício de 2009 (R\$)

Controladora	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
REDE				
Remuneração Global	306.000,00	-	18.000,00	324.000,00

Empresa sob controle da REDE	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
CELPA				
Remuneração Global	144.000,00	300.000,00	51.000,00	495.000,00

Empresa sob controle da REDE	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
ENERSUL				
Remuneração Global	108.000,00	1.080.000,00	-	1.188.000,00

Remuneração reconhecida no resultado de controladores e sociedade sob controle comum do exercício de 2010 (R\$)

Controladora	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
REDE				
Remuneração Global	306.000,00	160.000,00	60.000,00	526.000,00

Empresa sob controle da REDE	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
CELPA				
Remuneração Global	258.000,00	660.000,00	65.200,00	983.200,00

Empresa sob controle da REDE	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
ENERSUL				
Remuneração Global	126.000,00	1.000.000,00	-	1.126.000,00

13.16 - Outras informações relevantes

13.16. OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES:

Não existem outras informações relevantes sobre este item "13".

RECURSOS HUMANOS DA COMPANHIA:**a) Empregados:**

Em 31 de dezembro de 2010, a Companhia contava com 1.760 empregados em período integral.

A tabela a seguir apresenta o número de empregados nas datas indicadas abaixo:

Quadro de Empregados Próprios	Em 31 de dezembro de		
	2010	2009	2008
Total	1.760	1.610	1.600

Todos os nossos funcionários realizam suas funções no Estado de Mato Grosso.

b) Terceirizados:

Periodicamente, a Companhia contrata funcionários terceirizados para prover os serviços relacionados a limpeza, segurança, leitura dos medidores, entrega de faturas, serviços de interrupção e religação de serviços de eletricidade, plantão de atendimento e outros serviços administrativos. Nós contratamos 1.166 funcionários terceirizados no período encerrado em 31 de dezembro de 2010, 904 em 2009 e 1.138 em 2008. Todos os nossos funcionários terceirizados desempenham suas funções no Estado de Mato Grosso.

c) Índice de rotatividade:

A média de permanência em serviço dos empregados da Companhia é de, aproximadamente, 7,5 anos. O índice de rotatividade para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2008, 2009 e 2010 foi de, respectivamente, 2,35%, 1,6% e 1,9%.

d) Exposição a passivos e contingências trabalhistas:

Ver item "4.3" deste Formulário de Referência.

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos

14.2. ALTERAÇÃO RELEVANTE OCORRIDA COM RELAÇÃO AOS NÚMEROS DIVULGADOS NO ITEM 14.1:

Não houve.

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados

14.3. POLÍTICAS DE REMUNERAÇÃO DOS EMPREGADOS DA COMPANHIA

a) Política de salários e remuneração variável

Respeitando a diversidade, a valorização de seus colaboradores e a transparência de seus processos, Remuneração possui como foco a imparcialidade. Um dos importantes projetos ocorridos na Companhia iniciada em 2007 foi o desenvolvimento e a implantação do Plano de Cargos e Salários, através da contratação da HayGroup, consultoria reconhecida mundialmente em Projetos de Remuneração e detentora de profundo conhecimento do setor elétrico brasileiro. O projeto tem como objetivo estabelecer um Plano de Cargos alinhado às práticas de mercado, tornando-se uma ferramenta de suporte à gestão, possibilitando que a empresa seja competitiva e que os colaboradores visualizem as linhas de acesso à carreira e ao desenvolvimento profissional, tendo padronizada suas políticas de gestão.

Programa de Participação nos Resultados importante ferramenta para a gestão estratégica da empresa demonstra o desempenho do colaborador no alcance de metas e resultados estabelecidos pela organização em determinado período de tempo. A Companhia acredita que através de suas práticas de benefícios contribui para a qualidade de vida e bem estar de seus colaboradores.

b) Política de benefícios

A Companhia oferece uma série de benefícios para todos os nossos empregados, incluindo seguro saúde e hospitalar, seguro odontológico, reembolso-creche e para despesas de mudança, seguro de vida, seguro saúde complementar, bolsas de estudo, planos de aposentadoria e previdência privada. Esses benefícios são estabelecidos através de acordos coletivos com os sindicatos dos empregados.

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

A Companhia não tem planos de opção de compra de ações.

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos

14.4. DESCREVER AS RELAÇÕES ENTRE A COMPANHIA E SINDICATOS

Nossos empregados são representados pelo Sindicato dos trabalhadores nas indústrias urbanas do estado do Mato Grosso - STIU-MT ligados às atividades desempenhadas pela Companhia.

Acreditamos ter um bom relacionamento com os nossos empregados e com os sindicatos que os representam.

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 %				
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS						
00.001.180/0001-26	Brasileira-DF	Sim	Não	31/10/2007		
	2.108.717	5,140983%	46.521.013	59,768351%	48.629.730	40,915757%
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000%				
INEPAR S.A. Indústria e Construções						
76.627.504/0001-06	Brasileira-PR	Sim	Não	31/10/2007		
	10.794.172	26,315840%	8.323.298	10,693443%	19.117.470	16,084929%
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000%				
Rede Energia S.A						
61.584.140/0001-49	Brasileira-SP	Sim	Sim	31/10/2007		
	25.364.895	61,838788%	22.077.783	28,364660%	47.442.678	39,917004%
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000%				
OUTROS						
	2.749.991	6,704389%	913.436	1,173546%	3.663.427	3,082310%
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000%				
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
	0	0,000000%	0	0,000000%	0	0,000000%
TOTAL	41.017.775	100,000000%	77.835.530	100,000000%	118.853.305	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	
Rede Energia S.A				61.584.140/0001-49		
BNDES Participações S.A. - BNDESPAR						
00.383.281/0001-09	Brasileira-RJ	Sim	Não	26/12/2008		
0	0,000000	67.642.986	67,020000	67.642.986	21,000000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000				
Denerge - Desenvolvimento Energético S.A.						
45.661.048/0001-89	Brasileira-SP	Sim	Não	26/12/2008		
43.614.095	19,720000	6.680.107	6,620000	50.294.202	15,620000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000				
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.						
60.876.075/0001-62	Brasileira-SP	Sim	Sim	26/12/2008		
174.772.375	79,030000	16.162.701	16,020000	190.935.076	59,280000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000				
OUTROS						
2.771.520	1,250000	10.431.686	10,340000	13.203.206	4,100000	
TOTAL						
221.157.990	100,000000	100.917.480	100,000000	322.075.470	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 de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.				60.876.075/0001-62		
Denerge - Desenvolvimento Energético S.A.						
45.661.048/0001-89	Brasileira-SP	Sim	Sim	16/08/2010		
81.557.639	63,500000	45.138.123	41,040000	126.695.762	53,140000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000				
OUTROS						
17.403.545	13,550000	5.913.620	5,380000	23.317.165	9,780000	
TOTAL	128.429.708	100,000000	109.988.799	100,000000	238.418.507	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
Denerge - Desenvolvimento Energético S.A.				45.661.048/0001-89	
BBPM Participações S.A.					
58.890.112/0001-45	Brasileira-SP	Sim	Sim	01/12/1999	
50.674.477	24,290000	136.641.124	51,320000	187.315.601	39,440000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0,000000			
Jorge Queiroz de Moraes Junior					
005.352.658-91	Brasileiro-SP	Sim	Não		
91.855.080	44,020000	3.559.487	1,340000	95.414.567	20,090000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0,000000			
JQMJ Participações S.A.					
54.445.853/0001-66	Brasileira-SP	Sim	Não	01/12/1999	
51.170.914	24,520000	0	0,000000	51.170.914	10,780000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0,000000			
OUTROS					
14.964.604	7,170000	126.041.063	47,340000	141.005.667	29,690000
TOTAL					
208.665.075	100,000000	266.241.674	100,000000	474.906.749	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	
BBPM Participações S.A.				58.890.112/0001-45		
Jorge Queiroz de Moraes Junior						
005.352.658-91	Brasileiro-SP	Sim	Sim			
266.029	66,131129	7.924	36,465716	273.953	64,610795	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000				
JQMJ Participações S.A.						
54.445.853/0001-66	Brasileira-SP	Sim	Não	29/04/2010		
44.000	10,937792	0	0,000000	44.000	10,377236	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000				
OUTROS						
92.246	22,931079	13.806	63,534284	106.052	25,011969	
TOTAL	402.275	100,000000	21.730	100,000000	424.005	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
JQMJ Participações S.A.				54.445.853/0001-66	
Jorge Queiroz de Moraes Junior					
005.352.658-91	Brasileiro-SP	Sim	Sim		
217.773	98,100000	196.984	96,090000	414.757	97,130000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0,000000			
OUTROS					
4.223	1,900000	8.020	3,910000	12.243	2,870000
TOTAL					
221.996	100,000000	205.004	100,000000	427.000	100,000000

15.3 - Distribuição de capital

Data da última assembleia / Data da última alteração	29/04/2011
Quantidade acionistas pessoa física (Unidades)	187
Quantidade acionistas pessoa jurídica (Unidades)	41
Quantidade investidores institucionais (Unidades)	8

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)	1.612.657	65,424765%
Quantidade preferenciais (Unidades)	852.246	34,575235%
Total	2.464.903	100,000000%

15.4 - Organograma dos acionistas

15.4. ORGANOGRAMA DOS ACIONISTAS DA COMPANHIA:

O organograma dos acionistas está apresentado no item 8.2 acima.

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

15.5. INFORMAÇÕES SOBRE ACORDOS DE ACIONISTAS REGULANDO O EXERCÍCIO DO DIREITO DE VOTO OU A TRANSFERÊNCIA DE AÇÕES DA COMPANHIA, ARQUIVADOS NA SEDE DA COMPANHIA E DOS QUAIS O CONTROLADOR SEJA PARTE:

Acordo de Acionistas da CEMAT

Em 26 de novembro de 1997, EEVP e Inepar celebraram um acordo para estabelecer os princípios gerais que governariam seus direitos e obrigações como acionistas da Companhia. Dentre outras coisas, o acordo garante que a Inepar poderá exigir a inclusão da totalidade de sua participação acionária na aquisição das ações da EEVP e esta somente poderá alienar suas ações se o comprador aceitar adquirir as ações de emissão da Companhia que sejam de titularidade da IVEPAR (*tag along rights*).

Em 27 de novembro de 2000, a REDE, a Inepar e a Eletrobrás celebraram um acordo de acionistas ("Acordo de Acionistas"). Este acordo prevê que a REDE, a Inepar e a Eletrobrás deverão se reunir antes da assembleia geral de acionistas para chegarem a um acordo de como irão exercer seus votos. A REDE e a Inepar juntas poderão nomear todos menos um membro do conselho de administração da Companhia. A Eletrobrás, por sua vez, tem a prerrogativa de eleger o membro remanescente deste conselho. Entretanto, se a porcentagem do capital social total da Companhia, detida pela Eletrobrás, ficar abaixo de 5%, ela não poderá eleger nenhum membro para o conselho de administração da Companhia e o Acordo de Acionistas da Companhia será considerado vencido, com exceção da opção de venda que a Eletrobrás detém contra a Companhia para que esta compre as ações de emissão da Companhia de sua titularidade.

No âmbito deste acordo de acionistas, a REDE e a Inepar, juntas, podem eleger 4 dos 5 membros do conselho fiscal da Companhia. A Eletrobrás poderá nomear o membro remanescente para o conselho fiscal. A Eletrobrás detém a opção de exigir que a REDE e a Inepar comprem as ações de emissão da Companhia de sua titularidade em algumas situações. A Eletrobrás deverá notificar a Companhia antes de exercer sua opção de realizar uma oferta pública de qualquer ação de emissão da Companhia que tenha a intenção de vender. O Acordo de Acionistas da Companhia tem prazo de vencimento em 27 de novembro de 2013.

O Acordo de Acionistas da Companhia prevê que a Companhia mantenha um plano de negócios de cinco anos, que deve incluir projeções financeiras detalhadas para os próximos cinco anos, estratégias de negócios (bem como qualquer plano de expansão de operações), oportunidades potenciais de negócios, estimativas de investimentos com capital próprio ou de terceiros, e o rendimento esperado de investimentos e margens de lucro.

Conforme o Acordo de Acionistas da Companhia, a Companhia deve distribuir como dividendos, além da quantia mínima estabelecida na Lei das S.A. e seu estatuto social, quaisquer quantias que não sejam necessárias para manter a sua capacidade operacional ou para adimplir obrigações incorridas pela Companhia, que tenham sido previstas no plano de negócios, no orçamento anual ou em contrato de concessão.

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

15.6. ALTERAÇÕES RELEVANTES NAS PARTICIPAÇÕES DOS MEMBROS DO GRUPO DE CONTROLE E ADMINISTRADORES DA COMPANHIA:

Não houve alterações relevantes no grupo de controle da Companhia.

15.7 - Outras informações relevantes

15.7. OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES:

Não existem outras informações relevantes sobre este item "15".

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

16. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

16.1. REGRAS, POLÍTICAS E PRÁTICAS DA COMPANHIA QUANTO À REALIZAÇÃO DE TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS (CONFORME DEFINIDAS PELAS REGRAS CONTÁBEIS QUE TRATAM DESSE ASSUNTO):

Esta seção resume as operações materiais que a Companhia está envolvida, juntamente com seus principais acionistas, suas controladas e coligadas (conforme definição do art. 243 da Lei das Sociedades por Ações) e seus afiliados desde 1º de janeiro de 2004. Acreditamos que todos os contratos firmados com nossas partes relacionadas observam condições equânimes de mercado (*arms' length terms*).

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, os diretores, conselheiros, diretores executivos, e seus suplentes, conforme o caso, são proibidos de votar em qualquer assunto no qual eles possuam conflito de interesse e estas operações somente poderão ser aprovadas em termos e condições razoáveis e justos, que não são mais favoráveis que os termos e condições que prevalecem no mercado ou oferecidos por terceiros.

Os contratos celebrados entre partes relacionadas devem, ainda, ser submetidos para aprovação, em regra prévia da ANEEL, que poderá buscar impor restrições aos termos e condições desses contratos e, em circunstâncias extremas, determinar a rescisão do contrato nos caso de submissão para aprovação a posteriori.

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
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	11/12/2008	0,00	Saldo ativo em 31/12/2009 de R\$ mil 245	Não aplicável.	Até 31/08/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Coligada						
Objeto contrato	Mútuo						
Garantia e seguros	Não aplicável.						
Rescisão ou extinção	Não aplicável.						
Natureza e razão para a operação	Foram firmados contratos de mútuo entre a Companhia, Caiuá, CNEE, EDEVP, CFLO, Redecom, Celtins, Enersul e Celpa, nas seguintes condições 100% do CDI ao ano, com vencimento em 31 de agosto de 2011. Essa repactuação foi aprovada pela ANEEL por meio do despacho 3661/2008-SFF/ANEEL, de 26 de outubro de 2008.						
Companhia Nacional de Energia Elétrica (CNEE)	11/12/2008	0,00	Saldo ativo em 31/12/2009 R\$ 341 mil e 31/12/2010 R\$0	Não aplicável.	Até 31/08/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Coligada						
Objeto contrato	Mútuo						
Garantia e seguros	Não aplicável.						
Rescisão ou extinção	Não aplicável.						
Natureza e razão para a operação	Foram firmados contratos de mútuo entre a Companhia, Caiuá, CNEE, EDEVP, CFLO, Redecom, Celtins, Enersul e Celpa, nas seguintes condições 100% do CDI ao ano, com vencimento em 31 de agosto de 2011. Essa repactuação foi aprovada pela ANEEL por meio do despacho 3661/2008-SFF/ANEEL, de 26 de outubro de 2008.						
Centrais Elétricas do Pará S.A. (CELPA)	11/12/2008	0,00	Saldo ativo em 31/12/2009 R\$ 47.264 mil e 31/12/2010 R\$28.833	Não aplicável.	Até 31/08/2011	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Coligada						
Objeto contrato	Mútuo						
Garantia e seguros	Não aplicável.						

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
Rescisão ou extinção	Não aplicável.						
Natureza e razão para a operação	Foram firmados contratos de mútuo entre a Companhia, Caiuá, CNEE, EDEVP, CFLO, Redecom, Celtins, Enersul e Celpa, nas seguintes condições 100% do CDI ao ano, com vencimento em 31 de agosto de 2011. Essa repactuação foi aprovada pela ANEEL por meio do despacho 3661/2008-SFF/ANEEL, de 26 de outubro de 2008.						
Rede Power do Brasil S.A.	23/12/2005	37.413.667,83	Saldo ativo em 31/12/2010 R\$48.561; 31/12/2009 R\$ 43.635 mil e 31/12/2008 de R\$ 43.516 mil	Não aplicável.	Até 30/06/2017.	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Coligada						
Objeto contrato	Alienação de bens e direitos						
Garantia e seguros	Não aplicável.						
Rescisão ou extinção	Não aplicável.						
Natureza e razão para a operação	Valor a receber da Rede Power do Brasil S.A. relativo à alienação das participações societárias na Rede Lajeado Energia S.A. e Juruena Energia S.A., de acordo com Instrumento Particular de Venda e Compra de Ações. Em novembro/2007, através do primeiro termo aditivo ao Instrumento Particular de Venda e Compra de ações foi renegociada a remuneração e forma de pagamento adequando o respectivo encargo para IGP-M + 2% a.a e o pagamento em 10 parcelas anuais vencendo a 1ª em 30/6/2008. Esse aditamento tem a anuência da ANEEL, dada através da Resolução Autorizativa nº 3.457 de 21/11/2007 da SFEF.						
Rede Comercializadora Energia S.A.	11/12/2008	0,00	Saldo passivo em 31/12/2009 de R\$ 8.272 mil e 31/12/2010 R\$0	Não aplicável.	Até 31/08/2011.	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Coligada						
Objeto contrato	Mútuo						
Garantia e seguros	Não aplicável.						
Rescisão ou extinção	Não aplicável.						
Natureza e razão para a operação	Foram firmados contratos de mútuo entre a Companhia, Caiuá, CNEE, EDEVP, CFLO, Redecom, Celtins, Enersul e Celpa, nas seguintes condições 100% do CDI ao ano, com vencimento em 31 de agosto de 2011. Essa repactuação foi aprovada pela ANEEL por meio do despacho 3661/2008-SFF/ANEEL, de 26 de outubro de 2008.						

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
Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins (CELTINS)	11/12/2008	0,00	Saldo passivo em 31/12/2010 R\$0; 31/12/2009 de R\$ 18.474 mil e 31/12/2008 de R\$ 15.010 mil.	Não aplicável.	Até 31/08/2011.	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Coligada						
Objeto contrato	Mútuo						
Garantia e seguros	Não aplicável.						
Rescisão ou extinção	Não aplicável.						
Natureza e razão para a operação	Foram firmados contratos de mútuo entre a Companhia, Caiuá, CNEE, EDEVP, CFLO, Redecom, Celtins, Enersul e Celpa, nas seguintes condições 100% do CDI ao ano, com vencimento em 31 de agosto de 2011. Essa repactuação foi aprovada pela ANEEL por meio do despacho 3661/2008-SFF/ANEEL, de 26 de outubro de 2008.						
Empresa Energética do Mato Grosso do Sul S.A. (ENERSUL)	11/12/2008	0,00	Saldo passivo em 31/12/2010 R\$0; 31/12/2009 de R\$ 14.884 mil e 31/12/2008 de R\$ 10.004 mil.	Não aplicável.	Até 31/08/2011.	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Coligada						
Objeto contrato	Mútuo						
Garantia e seguros	Não aplicável.						
Rescisão ou extinção	Não aplicável.						
Natureza e razão para a operação	Foram firmados contratos de mútuo entre a Companhia, Caiuá, CNEE, EDEVP, CFLO, Redecom, Celtins, Enersul e Celpa, nas seguintes condições 100% do CDI ao ano, com vencimento em 31 de agosto de 2011. Essa repactuação foi aprovada pela ANEEL por meio do despacho 3661/2008-SFF/ANEEL, de 26 de outubro de 2008.						
Caiuá, CELTINS, CFLO, CNEE, EEB, EDEVP, CELPA e ENERSUL	24/03/1999	0,00	Não aplicável	A ser apurado mensalmente	Prazo indeterminado.	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Coligadas						
Objeto contrato	Contrato de uso compartilhado de aeronaves						

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
Garantia e seguros	Não aplicável.						
Rescisão ou extinção	Não aplicável.						
Natureza e razão para a operação	Autorização da ANEEL através do Ofício nº 1955/2003.						
Caiuá, CELTINS, CFLO, CNEE, EEB, EDEVP e CELPA	24/11/2008	0,00	A ser apurado mensalmente.	Não aplicável.	Até 07/12/2010.	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Coligadas						
Objeto contrato	Contrato de uso compartilhado e compartilhamento de despesas no atendimento a clientes portadores de deficiência auditiva e/ou fala						
Garantia e seguros	Não aplicável.						
Rescisão ou extinção	Não aplicável.						
Natureza e razão para a operação	Autorização da ANEEL através do Despacho nº 4793/2008.						
CAIUÁ, CELTINS, CFLO, CNEE, EEB, EDEVP, CELPA, ENERSUL e CEMAT	22/07/2004	0,00	A ser apurado mensalmente.	Não aplicável.	Até 21/07/2013.	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Coligadas						
Objeto contrato	Contrato de uso compartilhado e de rateio de despesas do escritório de Brasília						
Garantia e seguros	Não aplicável.						
Rescisão ou extinção	Não aplicável.						
Natureza e razão para a operação	Autorizado pela ANEEL através dos Despachos nº 1781/2006 (prorroga o contrato) e nº 652/2009 (inclui a ENERSUL no contrato).						
CAIUÁ, CELTINS, CFLO, CNEE, EEB, EDEVP, CELPA, REDECOM, ENERSUL e CEMAT	03/08/2006	0,00	A ser apurado mensalmente.	Não aplicável.	Até 03/08/2010.	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Coligadas						
Objeto contrato	Acordo de cooperação para a gestão de pessoal						
Garantia e seguros	Não aplicável.						
Rescisão ou extinção	Contrato encerrado em 03/08/2010.						

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							
Autorizados pela ANEEL através dos Despachos nº 4398/2008 (prorroga o contrato) e nº 3923/2008 (inclui a ENERSUL no contrato) .							
CAIUÁ, CELTINS, CFLO, CNEE, EEB, EDEVP, CELPA e CEMAT	22/01/2008	0,00	Não aplicável	Não aplicável.	Até 21/01/2014.	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Coligadas							
Objeto contrato							
Acordo de cooperação para uso compartilhado de serviços e infra-estrutura de links de dados							
Garantia e seguros							
Não aplicável.							
Rescisão ou extinção							
Não aplicável.							
Natureza e razão para a operação							
Autorizado pela ANEEL através de Ofício nº 342/2008.							
CAIUÁ, CELTINS, CFLO, CNEE, EEB, EDEVP, CELPA e ENERSUL	29/08/2007	0,00	Não Aplicável	A ser apurado mensalmente	Até 28/08/2014	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Coligadas							
Objeto contrato							
Acordo de cooperação para uso compartilhado de serviços e infra-estrutura de telefonia e comunicação							
Garantia e seguros							
Não aplicável.							
Rescisão ou extinção							
Não aplicável.							
Natureza e razão para a operação							
Autorizado pela ANEEL através do Ofício nº 1706/2007.							
Centrais Elétricas do Pará S.A. (CELPA)	22/05/2009	0,00	R\$ 6.720,00 por mês.	Não aplicável.	Até 24/11/2010.	SIM	0,000000
Relação com o emissor							
Coligadas							
Objeto contrato							
Contrato de locação de transformador 138/34,5 KV							
Garantia e seguros							
Não aplicável.							
Rescisão ou extinção							
Contrato encerrado em 25/11/2010.							
Natureza e razão para a operação							
Autorizado pela ANEEL através do Despacho nº 1881/2009.							
CAIUÁ, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS, CEMAT, CELPA e ENERSUL	09/03/2009	0,00	Não aplicável	A ser apurado mensalmente	08/03/2013	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	Companhia						
Objeto contrato	Compartilhamento de infra-estrutura para os processos de faturamento e arrecadação em Bragança Paulista - SP.						
Garantia e seguros							
Rescisão ou extinção							
Natureza e razão para a operação							
CAIUÁ, EDEVP, EEB, CNEE, CFLO, CELTINS e CEMAT	17/04/2008	0,00	Não aplicável	A ser apurado mensalmente	17/04/2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Companhia						
Objeto contrato	Uso compartilhado de links de dados						
Garantia e seguros							
Rescisão ou extinção							
Natureza e razão para a operação							

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

16.3. EM RELAÇÃO A CADA UMA DAS TRANSAÇÕES OU CONJUNTO DE TRANSAÇÕES MENCIONADOS NO ITEM ACIMA OCORRIDOS NO ÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL: (a) Identificar as medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses; e (b) Demonstrar o caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou o pagamento compensatório adequado.

A Companhia adota práticas de governança corporativa e aquelas recomendadas e/ou exigidas por legislação e regulamentação. A aprovação das operações com partes relacionadas é também submetida à aprovação dos órgãos decisórios da Companhia, conforme regras previstas em nosso Estatuto Social. 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.

As operações celebradas pela Companhia com partes relacionadas seguem os padrões de mercado e são amparadas pelas devidas avaliações prévias de seus termos e condições e do estrito interesse da Companhia em sua realização.

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				
31/10/2007	710.196.377,11		41.017.775	77.835.530	118.853.305
Tipo de capital	Capital Subscrito				
31/10/2007	710.196.377,11		41.017.775	77.835.530	118.853.305
Tipo de capital	Capital Integralizado				
31/10/2007	710.196.377,11		41.017.775	77.835.530	118.853.305

17.2 - Aumentos do capital social

Data de deliberação	Orgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão (Reais)	Tipo de aumento	Ordinárias (Unidades)	Preferenciais (Unidades)	Total ações (Unidades)	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
31/10/2007	AGE	31/10/2007	120.305.571,47	Subscrição pública	4.596.365	8.722.087	13.318.452	20,39454900	9,03	R\$ por Unidade

Critério para determinação do preço de emissão Fixado de acordo com o inciso II do Parágrafo 1º do Artigo 170 da Lei 6.404/76.

Forma de integralização (I) 7.991.071 (sete milhões, novecentas e noventa e uma mil e setenta e uma) ações, sendo: 4.596.365 ações ordinárias e 3.394.706 ações preferenciais, pela Acionista REDE, mediante capitalização de créditos no valor de R\$72.183.342,87 (setenta e dois milhões, cento e oitenta e três mil, trezentos e quarenta e dois reais e oitenta e sete centavos); e
(II) 5.327.381 (cinco milhões, trezentas e vinte e sete mil, trezentas e oitenta e uma) ações preferenciais pela Acionista ELETROBRÁS, mediante capitalização de créditos no valor de R\$48.122.228,60 (quarenta e oito milhões, cento e vinte e dois mil, duzentos e vinte e oito reais e sessenta centavos), tendo sido observado o direito de preferência aos demais acionistas da sociedade, nos termos da lei.

17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não houve desdobramentos, grupamentos e bonificações, na data deste formulário.

17.4 - Informações sobre reduções do capital social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não teve reduções de capital, na data deste formulário.

17.5 - Outras informações relevantes

17.5. OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES:

Não existem outras informações relevantes sobre este item "17".

18.1 - Direitos das ações

Espécie de ações ou CDA	Ordinária
Tag along	0,000000
Direito a dividendos	Nos termos do artigo 34 do Estatuto Social, os acionistas terão o direito de receber como dividendo obrigatório, em cada exercício, 25% do lucro líquido do exercício, nos termos do artigo 202, inciso III da Lei nº 6.404/76. O pagamento do dividendo obrigatório poderá ser limitado ao montante do lucro líquido que tiver sido realizado, nos termos da lei.
Direito a voto	Pleno
Conversibilidade	Não
Direito a reembolso de capital	Sim
Descrição das características do reembolso de capital	Nos termos do artigo 11 do Estatuto Social, nos casos de reembolso de ações previstos em lei, o valor de reembolso corresponderá ao valor do patrimônio líquido contábil das ações, de acordo com o último balanço aprovado por AG. Se a AG ocorrer mais de 60 dias depois da data do último balanço aprovado, será facultado ao acionista dissidente pedir, juntamente com o reembolso, levantamento de balanço especial que atenda àquele prazo. Nesse caso, a companhia pagará imediatamente 80% do valor do reembolso calculado com base no último balanço e, levantado balanço especial, pagará o saldo no prazo de 120 dias, a contar da data da deliberação da AG.
Restrição a circulação	Não
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	As deliberações da Assembléia Geral, ressalvadas as exceções previstas em leis, serão tomadas por maioria absoluta de votos, não se computando os votos em branco, observado, neste caso, o disposto no art. 135 da Lei nº 6.404/76.
<hr/>	
Espécie de ações ou CDA	Preferencial
Tag along	0,000000
Direito a dividendos	Nos termos do Artigo 8º do Estatuto Social, as ações preferenciais terão direito ao recebimento de dividendos mínimos de 25% do lucro líquido de cada exercício e no mínimo 10% (dez por cento) maiores do que os atribuídos às ações ordinárias. Os dividendos obrigatórios atribuídos às ações ordinárias serão 25% do lucro líquido, nos termos do artigo 202, inciso III da Lei nº 6.404/76.
Direito a voto	Sem Direito
Conversibilidade	Não
Direito a reembolso de capital	Sim
Descrição das características do reembolso de capital	Nos termos do artigo 11 do Estatuto Social, nos casos de reembolso de ações previstos em lei, o valor de reembolso corresponderá ao valor do patrimônio líquido contábil das ações, de acordo com o último balanço aprovado por AG. Se a AG ocorrer mais de 60 dias depois da data do último balanço aprovado, será facultado ao acionista dissidente pedir, juntamente com o reembolso, levantamento de balanço especial que atenda àquele prazo. Nesse caso, a companhia pagará imediatamente 80% do valor do reembolso calculado com base no último balanço e, levantado balanço especial, pagará o saldo no prazo de 120 dias, a contar da data da deliberação da AG.
Restrição a circulação	Não
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Nos termos do Artigo 9º do Estatuto Social, as alterações nos direitos e vantagens atribuídos às ações preferenciais dependerão da aprovação ou da ratificação, em prazo improrrogável de 1 (um) ano, de acionistas titulares de mais da metade das ações preferenciais, reunidos em assembléia geral especial convocada pelos administradores e instalada com as formalidades previstas em lei.
<hr/>	

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

18.2. REGRAS ESTATUTÁRIAS QUE LIMITEM O DIREITO DE VOTO DE ACIONISTAS SIGNIFICATIVOS OU QUE OS OBRIGUEM A REALIZAR OFERTA PÚBLICA:

Não há regras estatutárias que limitem o direito de voto dos acionistas ou que os obrigue a realizar oferta pública.

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

18.3. EXCEÇÕES E CLÁUSULAS SUSPENSIVAS RELATIVAS A DIREITOS PATRIMONIAIS OU POLÍTICOS PREVISTOS NO ESTATUTO:

Não há qualquer exceção ou cláusula suspensiva relativa a direitos patrimoniais ou políticos 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		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	84.512	7,00	8,50	R\$ por Unidade
30/06/2010	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	125.351	6,75	8,49	R\$ por Unidade
30/09/2010	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	509.622	5,97	8,49	R\$ por Unidade
31/12/2010	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	328.783	5,21	6,91	R\$ por Unidade
31/03/2010	Ações	Preferencial		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	101.175	6,01	7,50	R\$ por Unidade
30/06/2010	Ações	Preferencial		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	108.375	7,12	7,95	R\$ por Unidade
30/09/2010	Ações	Preferencial		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	41.773	5,57	7,10	R\$ por Unidade
31/12/2010	Ações	Preferencial		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	667.656	5,10	6,15	R\$ por Unidade

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		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	120.680	5,67	5,23	R\$ por Unidade
30/06/2009	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	192.895	8,05	5,23	R\$ por Unidade
30/09/2009	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	271.376	8,05	5,75	R\$ por Unidade
31/12/2009	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	270.732	7,07	6,20	R\$ por Unidade
31/03/2009	Ações	Preferencial		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	143.203	4,67	3,74	R\$ por Unidade
30/06/2009	Ações	Preferencial		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	298.341	7,17	4,70	R\$ por Unidade
30/09/2009	Ações	Preferencial		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	647.964	9,15	6,13	R\$ por Unidade
31/12/2009	Ações	Preferencial		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.146.209	6,84	5,91	R\$ por Unidade

18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados

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		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	392.948	10,41	7,44	R\$ por Unidade
30/06/2008	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	218.137	9,45	6,68	R\$ por Unidade
30/09/2008	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	126.453	7,36	5,74	R\$ por Unidade
31/12/2008	Ações	Ordinária		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	199.804	6,54	4,27	R\$ por Unidade
31/03/2008	Ações	Preferencial		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	767.308	10,25	6,83	R\$ por Unidade
30/06/2008	Ações	Preferencial		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	539.693	9,34	6,63	R\$ por Unidade
30/09/2008	Ações	Preferencial		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	550.053	7,95	6,54	R\$ por Unidade
31/12/2008	Ações	Preferencial		Balcão Organizado	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	81.730	6,01	4,21	R\$ por Unidade

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	Debêntures Simples da 2ª emissão
Data de emissão	15/04/2010
Data de vencimento	15/04/2014
Quantidade (Unidades)	250
Valor total (Reais)	250.000.000,00
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	<p>O plano de distribuição seguirá o procedimento descrito na Instrução CVM nº 476/09. Para tanto, o Coordenador Líder poderá acessar no máximo 50 Investidores Qualificados, sendo possível a subscrição ou aquisição das Debêntures por, no máximo, 20 Investidores Qualificados.</p> <p>Os Investidores Qualificados são definidos nos termos do artigo 109 da Instrução CVM nº 409/2004 observando ainda o disposto nos incisos I e II do artigo 4º da Instrução CVM nº 476/09.</p> <p>Para os fins desta oferta descrita, todos os fundos de investimento são considerados Investidores Qualificados e as pessoas naturais e jurídicas consideradas Investidores Qualificados deverão subscrever ou adquirir Debêntures no montante mínimo de R\$ 1.000.000,00.</p> <p>A emissão e a oferta restrita não poderão ser aumentadas em nenhuma hipótese.</p>
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	<p>A emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar a qualquer tempo, mediante deliberação em AGE, oferta de resgate antecipado das Debêntures, sendo assegurado a todos os Debenturistas a igualdade de condições para aceitar o resgate das Debêntures por eles detidas.</p> <p>O valor a ser pago aos Debenturistas a título de resgate antecipado será equivalente ao Valor Nominal Unitário acrescidos de atualização, da remuneração devida até a data de resgate antecipado e eventual prêmio de resgate a ser oferecido aos Debenturistas, a exclusivo critério da emissora.</p>
Características dos valores mobiliários	<p>Em 22/4/2010 em Assembléia Geral Extraordinária, a Companhia deliberou pela distribuição pública de debêntures simples da 2ª emissão, não conversíveis em ações, em 13 séries totalizando R\$ 250.000.000. A emissão será composta de 250 debêntures simples com o valor nominal unitário de R\$ 1.000.000,00.</p> <p>A emissão foi realizada nos termos da Instrução CVM nº 476/2009 (Oferta Restrita) e foi automaticamente dispensada de registro na CVM (Artigo 6º da referida Instrução).</p> <p>O prazo de vencimento das debêntures é de 4 anos. A primeira série (série CDI) tem carência de pagamento de principal pelos primeiros seis meses e será liquidada a partir de então em 42 prestações mensais. As debêntures da segunda à décima terceira séries (séries IPCA) terão pagamentos nas suas respectivas datas de aniversário (a primeira delas, portanto, terá o seu primeiro pagamento no décimo segundo mês e assim sucessivamente para as demais séries) totalizando também 48 meses a partir da data de emissão, definida como 15/04/2010.</p> <p>A remuneração das debêntures da 1ª série é de CDI mais 2,75% a.a. e das demais séries são de IPCA mais 9,15% a.a..</p> <p>A amortização do principal, para a 1ª série, será mensal a partir do 7º mês da data de emissão. A primeira amortização do principal para as demais séries sucedem-se do 12º ao 23º meses a partir da data de emissão, repetindo-se assim sucessivamente para as demais séries IPCA.</p> <p>A amortização dos juros para a 1ª série será mensal a partir da data de emissão e as demais séries anualmente na mesma data da amortização do principal.</p>

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários

As alterações relativas às características das Debêntures, como por exemplo: a remuneração, a data do pagamento da remuneração, o prazo de vencimento, os valores e datas da amortização do principal, a alteração, substituição ou reforço das garantias e as hipóteses de vencimento antecipado, dependerão da aprovação por Debenturistas que representem pelo menos 90% das Debêntures em circulação.

As deliberações que dizem respeito a substituição do agente fiduciário, do banco mandatário, do agente escriturador, alteração das obrigações adicionais da emissora, alteração das obrigações do agente fiduciário ou alterações nos procedimentos aplicáveis às Assembléias Gerais de Debenturistas, deverão ser aprovadas por Debenturistas que representem pelo menos a maioria simples das Debêntures em circulação.

Toda e qualquer alteração nas cláusulas ou condições previstas na Escritura de Emissão que não tiver quorum específico, dependerá da aprovação de Debenturistas que representem a maioria simples das Debêntures em circulação.

Outras características relevantes

Os recursos obtidos por meio desta emissão serão destinados ao refinanciamento de obrigações financeiras, reforço do capital de giro e investimentos da Companhia.

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

18.6. MERCADOS BRASILEIROS NOS QUAIS VALORES MOBILIÁRIOS DA COMPANHIA SÃO ADMITIDOS À NEGOCIAÇÃO:

BM&FBovespa e CETIP.

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

18.7. VALORES MOBILIÁRIOS ADMITIDOS À NEGOCIAÇÃO EM MERCADOS ESTRANGEIROS:

Em 14 de fevereiro de 2006, a CEMAT e a CELPA emitiram e venderam um total de US\$100,0 milhões de notas promissórias de 9,50% com vencimento em 2012, no montante principal total de US\$50,0 milhões em notas promissórias de 9,50% com vencimento em 2012 de emissão da CEMAT e no montante principal total de US\$50,0 milhões de notas promissórias de 9,50% com vencimento em 2012 de emissão da CELPA na bolsa de valores de Luxemburgo e negociado no *Euro MTF Market*. Os juros incidentes sobre essas notas promissórias são pagos semestralmente, sobre o período vencido, em fevereiro e agosto de cada ano, a partir de 14 de agosto de 2006. Essas de notas promissórias serão amortizadas em três pagamentos anuais sucessivos em 14 de fevereiro de 2010, 14 de fevereiro de 2011 e 14 de fevereiro de 2012. Em agosto de 2007, a CEMAT e a CELPA haviam pago antecipadamente 63,8% do saldo devedor destas notas promissórias, percentagem equivalente a US\$31,9 milhões, equivalendo a um total de R\$61,2 milhões.

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

18.8. OFERTAS PÚBLICAS DE DISTRIBUIÇÃO EFETUADAS PELA COMPANHIA OU POR TERCEIROS, INCLUINDO CONTROLADORES E SOCIEDADES COLIGADAS E CONTROLADAS, RELATIVAS A VALORES MOBILIÁRIOS DA COMPANHIA:

Até a data deste Formulário de Referência, não houve ofertas públicas de distribuição de valores mobiliários da Companhia.

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

18.9. OFERTAS PÚBLICAS DE AQUISIÇÃO FEITAS PELA COMPANHIA RELATIVAS A AÇÕES DE EMISSÃO DE TERCEIRO:

Até a data deste Formulário de Referência, a Companhia não havia realizado ofertas públicas de aquisição de ações de emissão de terceiros.

18.10 - Outras informações relevantes

18.10. OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES

Não existem outras informações relevantes sobre este item "18".

19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não possui planos de recompra e valores mobiliários em tesouraria, na data deste formulário.

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:**

Na data do presente Formulário de Referência, bem como nos três últimos exercícios sociais, não possuíamos ações em tesouraria.

19.4 - Outras informações relevantes

19.4. OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES:

Não existem outras informações relevantes sobre este item "19".

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Vide justificativa no item 20.2 - Outras inf. relev. - Pol de Negociação.

20.2 - Outras informações relevantes

20.1. POLÍTICA DE NEGOCIAÇÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS DE EMISSÃO DA COMPANHIA PELOS ACIONISTAS CONTROLADORES, DIRETOS OU INDIRETOS, DIRETORES, MEMBROS DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO, DO CONSELHO FISCAL E DE QUALQUER ÓRGÃO COM FUNÇÕES TÉCNICAS OU CONSULTIVAS, CRIADO POR DISPOSIÇÃO ESTATUTÁRIA:

Restrições à Realização de Determinadas Operações por Acionistas Controladores, Conselheiros, Diretores e Membros do Conselho Fiscal

A Companhia adota as regras estabelecidas na Instrução CVM nº 358, de 3 de janeiro de 2002, quanto à negociação de valores mobiliários de sua emissão. Sendo assim, , nos termos de sua Política de Negociação e Divulgação de Ato e Fato Relevante, a Companhia, seus Acionistas Controladores, diretos ou indiretos, membros do conselho de administração, seus diretores e membros do conselho fiscal, membros dos seus comitês e de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, criados por disposição estatutária, são vedados em negociar valores mobiliários de sua emissão, incluindo operações com derivativos que envolvam valores mobiliários de emissão da Companhia, nas seguintes condições:

- antes da divulgação ao mercado de ato ou fato relevante ocorrido nos negócios da Companhia;
- que se afastarem de cargos na administração da Companhia anteriormente à divulgação de informações relevantes relativas à Companhia, originadas durante o seu período de gestão, estendendo-se a proibição de negociação (i) por um período de seis meses a contar da data em que tais pessoas se afastaram de seus cargos, ou (ii) até a divulgação do fato relevante ao mercado, salvo se a negociação puder interferir nas condições dos referidos negócios, em prejuízo da Companhia ou de seus acionistas;
- sempre que estiver em curso processo de aquisição ou venda de ações de emissão pela Companhia, suas controladas, coligadas ou outra sociedade sob controle comum, ou se houver sido outorgada opção ou mandato para o mesmo fim, bem como se existir a intenção de promover a incorporação, cisão total ou parcial, fusão, transformação ou reorganização societária;
- durante o período de 15 dias anteriores à divulgação das informações trimestrais (ITR) e anuais (DFP) da Companhia exigidas pela CVM; e
- relativamente aos Acionistas Controladores, membros do conselho de administração e diretores, sempre que estiver em curso a aquisição ou a alienação de ações de emissão pela própria Companhia, ou por qualquer uma de suas controladas, coligadas ou outra companhia sob controle comum ao da Companhia.

Fechamento de Capital

O cancelamento do registro de companhia aberta só pode ocorrer caso o controlador ou a própria Companhia realize uma oferta pública de aquisição de todas as ações de sua emissão em circulação, sendo observados os seguintes requisitos:

- que o preço ofertado seja justo, na forma estabelecida na Lei das Sociedades por Ações; e
- que os acionistas titulares de mais de dois terços das ações em circulação tenham concordado expressamente com o cancelamento do registro ou aceitado a oferta pública, sendo que, para tanto, considera-se ações em circulação apenas aquelas ações cujos titulares tiverem concordado expressamente com o cancelamento do registro ou tiverem se habilitado para o leilão de oferta pública.

A Lei das Sociedades por Ações define preço justo como sendo aquele apurado com base nos critérios, adotados de forma isolada ou combinada, de patrimônio líquido contábil, de patrimônio líquido avaliado a preço de mercado, de fluxo de caixa descontado, de comparação por múltiplos, de cotação das ações no mercado da Companhia ou com base em outro critério aceito pela CVM.

É assegurada a revisão do valor da oferta, no caso de titulares de no mínimo 10% das ações em circulação no mercado requererem aos nossos administradores que convoquem assembleia especial dos acionistas para deliberar sobre a realização de nova avaliação, pelo mesmo ou por outro critério, para determinação do valor da Companhia. Tal requerimento deverá ser apresentado no prazo de 15 dias, contados da divulgação do valor da oferta pública, devidamente fundamentado e acompanhado de elementos de convicção que demonstrem a falha ou a imprecisão no emprego da metodologia de cálculo ou no critério de avaliação

20.2 - Outras informações relevantes

adotado, podendo os acionistas convocar a assembleia, quando os administradores não atenderem, no período de 8 dias, ao pedido de convocação. Os acionistas que requisitarem a realização de nova avaliação, bem como aqueles que votarem a seu favor, deverão nos ressarcir pelos custos incorridos, caso o novo valor seja inferior ou igual ao valor inicial da oferta pública. Caso o valor apurado na segunda avaliação seja maior, a oferta pública deverá obrigatoriamente adotar esse valor maior.

20.2. OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES:

Não existem outras informações relevantes sobre este item "20".

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

21. POLÍTICA DE DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÕES

21.1. NORMAS, REGIMENTOS OU PROCEDIMENTOS INTERNOS ADOTADOS PELA COMPANHIA PARA ASSEGURAR QUE AS INFORMAÇÕES A SEREM DIVULGADAS PUBLICAMENTE SEJAM RECOLHIDAS, PROCESSADAS E RELATADAS DE MANEIRA PRECISA E TEMPESTIVA:

Exceto pela política de divulgação abaixo descrita, não há.

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

21.2. POLÍTICA DE DIVULGAÇÃO DE ATO OU FATO RELEVANTE ADOTADA PELA COMPANHIA (INCLUSIVE OS PROCEDIMENTOS RELATIVOS À MANUTENÇÃO DE SIGILO ACERCA DE INFORMAÇÕES RELEVANTES NÃO DIVULGADAS):

Nos termos da legislação brasileira sobre valores mobiliários, a Companhia, nos termos de sua Política de Negociação e Divulgação de Ato e Fato Relevante, deve divulgar qualquer acontecimento relevante relacionado ao negócio da Companhia à CVM e à BM&FBOVESPA. A Companhia deve publicar aviso de tais acontecimentos relevantes. Um fato será considerado relevante se puder causar impacto ponderável sobre o preço de seus valores mobiliários, a decisão dos investidores de negociar valores mobiliários ou a decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos como titulares de quaisquer valores mobiliários da Companhia. Em circunstâncias especiais de proteção de interesse legítimo da Companhia, poderá ocorrer, conforme o caso, a apresentação à CVM de pedido de tratamento confidencial aos fatos relevantes.

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

21.3. ADMINISTRADORES RESPONSÁVEIS PELA IMPLEMENTAÇÃO, MANUTENÇÃO, AVALIAÇÃO E FISCALIZAÇÃO DA POLÍTICA DE DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÕES:

Diretor Presidente e de Relação com Investidores com auxílio dos demais membros da administração e integrantes da equipe que atua na área Relação com Investidores.

21.4 - Outras informações relevantes

21.4. OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES:

Não existem outras informações relevantes sobre este item "21".

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

22. NEGÓCIOS EXTRAORDINÁRIOS

22.1. AQUISIÇÃO OU ALIENAÇÃO DE QUALQUER ATIVO RELEVANTE QUE NÃO SE ENQUADRE COMO OPERAÇÃO NORMAL NOS NEGÓCIOS DA COMPANHIA:

A Companhia não adquiriu ou alienou qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal em seus negócios.

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

22.2. ALTERAÇÕES SIGNIFICATIVAS NA FORMA DE CONDUÇÃO DOS NEGÓCIOS DA COMPANHIA:

Não houve qualquer alteração significativa na forma de condução dos negócios da Companhia.

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

22.3. CONTRATOS RELEVANTES CELEBRADOS PELA COMPANHIA E SUAS CONTROLADAS NÃO DIRETAMENTE RELACIONADOS COM SUAS ATIVIDADES OPERACIONAIS:

Não se aplica.

22.4 - Outras informações relevantes

22.4. OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES:

Não existem outras informações relevantes sobre este item "22".