Índice

1. Responsáveis pelo formulário

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis 1

2. Auditores independentes

2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores 2

2.3 - Outras informações relevantes 3

3. Informações financ. selecionadas

3.1 - Informações Financeiras 4

3.2 - Medições não contábeis 5

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras 6

3.4 - Política de destinação dos resultados 7

3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido 8

3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas 9

3.7 - Nível de endividamento 10

3.8 - Obrigações de acordo com a natureza e prazo de vencimento 11

3.9 - Outras informações relevantes 12

4. Fatores de risco

4.1 - Descrição dos fatores de risco 13

4.2 - Comentários sobre expectativas de alterações na exposição aos fatores de risco 23

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes 24

4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores 39

4.5 - Processos sigilosos relevantes 40

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto 41

4.7 - Outras contingências relevantes 44

4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados 45

5. Risco de mercado

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado 46

Índice

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado 51
5.3 - Alterações significativas nos principais riscos de mercado 53
5.4 - Outras informações relevantes 54

6. Histórico do emissor

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM 56
6.3 - Breve histórico 57
6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas 59
6.6 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial 65
6.7 - Outras informações relevantes 66

7. Atividades do emissor

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas 67
7.2 - Informações sobre segmentos operacionais 72
7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais 73
7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total 91
7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades 92
7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior 133
7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades 134
7.8 - Relações de longo prazo relevantes 135
7.9 - Outras informações relevantes 136

8. Grupo econômico

8.1 - Descrição do Grupo Econômico 137
8.2 - Organograma do Grupo Econômico 139
8.3 - Operações de reestruturação 140
8.4 - Outras informações relevantes 143

9. Ativos relevantes

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros 144
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados 145

Índice

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia 146

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades 149

9.2 - Outras informações relevantes 153

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais 156

10.2 - Resultado operacional e financeiro 183

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras 187

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor 190

10.5 - Políticas contábeis críticas 193

10.6 - Controles internos relativos à elaboração das demonstrações financeiras - Grau de eficiência e deficiência e recomendações presentes no relatório do auditor 194

10.7 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios 195

10.8 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras 196

10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras 198

10.10 - Plano de negócios 199

10.11 - Outros fatores com influência relevante 201

11. Projeções

11.1 - Projeções divulgadas e premissas 202

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas 206

12. Assembleia e administração

12.1 - Descrição da estrutura administrativa 207

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais 211

12.3 - Datas e jornais de publicação das informações exigidas pela Lei nº6.404/76 213

12.4 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração 214

12.5 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem 215

12.6 / 8 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal 216

12.7 - Composição dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, financeiro e de remuneração 224

12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores 225

Índice

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros 226

12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores 258

12.12 - Outras informações relevantes 259

13. Remuneração dos administradores

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária 260

13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal 262

13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal 265

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária 266

13.5 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão 267

13.6 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária 268

13.7 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária 269

13.8 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária 270

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 271

13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários 272

13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal 273

13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria 274

13.13 - Percentual na remuneração total detido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores 275

13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam 276

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 277

13.16 - Outras informações relevantes 278

14. Recursos humanos

14.1 - Descrição dos recursos humanos 279

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos 281

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados 282

Índice

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos 283

15. Controle

15.1 / 15.2 - Posição acionária 284

15.3 - Distribuição de capital 292

15.4 - Organograma dos acionistas 293

15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte 294

15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor 295

15.7 - Outras informações relevantes 296

16. Transações partes relacionadas

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas 297

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas 298

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 304

17. Capital social

17.1 - Informações sobre o capital social 305

17.2 - Aumentos do capital social 306

17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações 307

17.4 - Informações sobre reduções do capital social 308

17.5 - Outras informações relevantes 309

18. Valores mobiliários

18.1 - Direitos das ações 310

18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública 311

18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto 312

18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados 313

18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação 314

18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros 315

Índice

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 316

18.9 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros 317

18.10 - Outras informações relevantes 318

19. Planos de recompra/tesouraria

19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor 327

19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria 328

19.3 - Informações sobre valores mobiliários mantidos em tesouraria na data de encerramento do último exercício social 329

19.4 - Outras informações relevantes 330

20. Política de negociação

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários 331

20.2 - Outras informações relevantes 332

21. Política de divulgação

21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações 334

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 335

21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações 338

21.4 - Outras informações relevantes 339

22. Negócios extraordinários

22.1 - Aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor 340

22.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor 341

22.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais 342

22.4 - Outras informações relevantes 343

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	**Manoel Arlindo Zaroni Torres**
Cargo do responsável	Diretor Presidente

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	**Eduardo Antonio Gori Sattamini**
Cargo do responsável	Diretor de Relações com Investidores

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	
Cargo do responsável	

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	385-9
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes
CPF/CNPJ	49.928.567/0002-00
Período de prestação de serviço	10/05/2007
Descrição do serviço contratado	Serviços de auditorias das demonstrações financeiras de 31.12.2009 e de revisões das informações trimestrais e semestrais do ano de 2009, preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e em consonância com as instruções do acionista controlador - GDF SUEZ em IFRS.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	Valor anual dos serviços contratados: R$ 395.600,00.
Justificativa da substituição	Não aplicável.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não aplicável.

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Paulo Roberto Marques Garrucho	10/05/2007	373.525.127-72	Avenida Presidente Wilson, nº 231, 22º, 25º e 26º andar, Centro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, CEP 20030-905, Telefone (21) 39810500, Fax (21) 39810600, e-mail: pgarrucho@deloitte.com

2.3 - Outras informações relevantes

2.3 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Conforme o disposto no Artigo 2º da Instrução CVM nº 381/03, a Tractebel Energia informa que os auditores independentes da Companhia e de suas controladas, Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, não prestaram serviços não relacionados à auditoria independente em 2007, 2008 e 2009.

Não existem outras informações relevantes sobre este item "2".

3.1 - Informações Financeiras - Consolidado

(Reais)	Exercício social (31/12/2009)	Exercício social (31/12/2008)	Exercício social (31/12/2007)
Patrimônio Líquido	3.681.267.203,79	3.170.788.085,16	2.816.852.861,00
Ativo Total	9.654.142.658,53	8.341.815.619,06	6.598.091.300,89
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	3.496.677.884,87	3.400.248.700,41	3.017.008.748,57
Resultado Bruto	2.033.345.106,84	2.011.986.155,20	1.761.098.829,27
Resultado Líquido	1.134.397.922,66	1.115.152.925,77	1.045.626.424,79
Número de Ações, Ex-Tesouraria (Unidades)	652.742.192	652.742.192	652.742.192
Valor Patrimonial de Ação (Reais Unidade)	5,640000	4,860000	4,320000
Resultado Líquido por Ação	1,737900	1,708410	1,601900

3.2 Medições não contábeis

a. A medida não contábil usualmente apresentada pela Companhia em seus relatórios financeiros é o *EBITDA* (lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, das despesas financeiras líquidas e das despesas de depreciação e amortização).

b. Conciliação entre o resultado operacional e o EBITDA:

	Exercício Social Encerrado em 31 de dezembro de		
Em R$ milhões	**2009**	**2008**	**2007**
Resultado operacional	1.598	1.590	1.485
(+) Resultado financeiro líquido	240	321	130
(+) Depreciação e amortização	340	266	236
	2.178	**2.177**	**1.851**

c. O EBITDA, conforme calculado pela Companhia, é igual ao lucro (prejuízo) líquido antes do imposto de renda e contribuição social, das despesas financeiras líquidas e das despesas de depreciação e amortização.

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

3.3 Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

A autorização para conclusão das Demonstrações Contábeis da Companhia ocorreu no dia 22.02.2010 em reunião da Diretoria Executiva da Companhia. Os eventos subseqüentes às demonstrações financeiras consolidadas de 31.12.09 foram os seguintes:

a) Aquisição da Suez Energia Renovável S.A.

Vide informações relativas à aquisição no item 6.5 deste Formulário.

b) Pré-pagamento do financiamento da Ponte de Pedra Energética S.A. (PPESA)

Em 17.02.2010, a PPESA, subsidiária indireta e integral da Companhia, executou a amortização antecipada da totalidade de seu endividamento financeiro com o BNDES e bancos repassadores (Itaú BBA, Unibanco, Bradesco e Banco do Brasil). A amortização antecipada no montante somou R$ 223 milhões foi uma iniciativa da Companhia como parte do plano da incorporação da PPESA e de sua holding controladora Energia América do Sul Ltda. na Companhia, objetivando a simplificação de sua estrutura societária.

3.4 Política de destinação dos resultados

	Exercício Social Encerrado em 31 de dezembro de		
	2009	**2008**	**2007**
a. Regras sobre retenção de lucros	Os lucros são retidos para a realização de investimentos, conforme estabelecido no orçamento de capital da Companhia. Do lucro do exercício findo em 31.12.2009, foram retidos R$ 454 milhões.	Os lucros são retidos para a realização de investimentos, conforme estabelecido no orçamento de capital da Companhia. Do lucro do exercício findo em 31.12.2008, foram retidos R$ 303 milhões.	Não houve retenção do lucro deste exercício.
b. Regras sobre distribuição de dividendos	- Dividendo mínimo estatutário de 30% do lucro líquido ajustado; - Intenção de pagamento de dividendo mínimo de 55% do lucro líquido ajustado	- Dividendo mínimo estatutário de 30% do lucro líquido ajustado; - Intenção de pagamento de dividendo mínimo de 55% do lucro líquido ajustado	- Dividendo mínimo estatutário de 30% do lucro líquido ajustado; - Intenção de pagamento de dividendo mínimo de 55% do lucro líquido ajustado
c. Periodicidade das distribuições de dividendos	Semestral	Semestral	Semestral
d. Restrições à distribuição de dividendos[1]	Não houve	Não houve	Não houve

[1] Restrições impostas por legislação ou regulamentação especial aplicável à companhia, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais.

3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido

(Reais)	Exercício social 31/12/2009	Exercício social 31/12/2008	Exercício social 31/12/2007
Lucro líquido ajustado	1.077.677.934,22	1.059.395.279,48	993.345.103,55
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado (%)	57,890000	71,390000	100,000000
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido do emissor (%)	30,800000	35,200000	37,100000
Dividendo distribuído total	623.918.804,02	756.299.730,26	993.345.103,55
Lucro líquido retido	453.759.130,20	303.095.641,53	0,00
Data da aprovação da retenção	23/04/2010	14/04/2009	08/04/2008

Lucro líquido retido	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo
Outros						
Ordinária	348.006.185,46	26/08/2009	580.299.730,26	27/10/2008	457.278.525,08	20/05/2008
Ordinária	81.912.618,56	28/05/2010				
Ordinária					360.066.578,47	25/10/2007
Juros Sobre Capital Próprio						
Ordinária	194.000.000,00	20/05/2010	176.000.000,00	15/05/2009	176.000.000,00	20/05/2008

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

3.6 Dividendos declarados a conta de lucros retidos ou reservas constituídas nos 3 últimos exercícios sociais

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

3.7 - Nível de endividamento

Exercício Social	Soma do Passivo Circulante e Não Circulante	Tipo de índice	Índice de endividamento	Descrição e motivo da utilização de outro índice
31/12/2009	5.972.875.454,74	Índice de Endividamento	1,62000000	

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

Exercício social (31/12/2009)					
Tipo de dívida	**Inferior a um ano**	**Um a três anos**	**Três a cinco anos**	**Superior a cinco anos**	**Total**
Garantia Real	0,00	18.289.589,27	239.316.782,31	1.221.054.148,95	1.478.660.520,53
Quirografárias	60.821.210,64	832.467.159,02	448.314.264,82	594.353.984,06	1.935.956.618,54
Total	60.821.210,64	850.756.748,29	687.631.047,13	1.815.408.133,01	3.414.617.139,07
Observação					

3.9 - Outras informações relevantes

3.9 Outras informações que a Companhia julga relevantes

a) Dividendos intercalares

O Conselho de Administração, em reunião realizada em 12.08.2010, aprovou distribuição de dividendos intercalares, com base nas demonstrações financeiras levantadas em 30.06.2010, no valor de R$ 286,1 milhões, correspondentes a R$ 0,4383049909 por ação. Os referidos dividendos, correspondem a 55% do lucro líquido do primeiro semestre de 2010.

As ações da Companhia serão negociadas ex-dividendos intercalares a partir de 01.10.2010.

O início do pagamento dos dividendos ocorreu em 15.10.2010 com base nos dados cadastrais existentes no Itaú Unibanco Holding S.A.

b) Crédito de Juros sobre o Capital Próprio

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 05.11.2010, aprovou o crédito de juros sobre o capital próprio relativos ao período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2010, no valor bruto de R$ 220 milhões, correspondente a R$ 0,3370396501 por ação.

O crédito dos juros sobre o capital próprio nos registros contábeis da Companhia ocorrerá na data de 31.12.2010, com base na posição acionária do dia 17.11.2010, e as ações da Companhia passarão a ser negociadas ex-juros sobre o capital próprio a partir de 18.11.2010.

Os juros, líquido do imposto de renda na fonte, serão imputados aos dividendos obrigatórios deque trata o artigo 202 da Lei nº 6.404/76, e serão pagos com base nos dados cadastrais existentes no Itaú Unibanco Banco Holding S.A., em data a ser posteriormente definida pela Diretoria Executiva e comunicada através de Aviso aos Acionistas.

c) Não existem outras informações relevantes sobre este item "3".

4.1 Fatores de risco que possam influenciar a decisão de investimento, em especial, aqueles relacionados:

Os potenciais compradores dos títulos e valores mobiliários da Tractebel Energia devem considerar de forma cuidadosa os riscos específicos relacionados à Companhia e aos próprios títulos e valores mobiliários. Devem ser considerados, à luz das circunstâncias financeiras e dos objetivos do investimento, os fatores de risco abaixo relacionados.

Os negócios da Companhia, as condições financeiras e os resultados das operações podem ser afetados de forma adversa por qualquer um desses fatores de risco. O preço de mercado dos títulos mobiliários pode se reduzir em razão de qualquer um desses fatores de risco, ocasionando perdas totais ou parciais ao investidor. Há outros fatores de risco adicionais que a Companhia atualmente considera improváveis ou dos quais atualmente a Companhia não tem conhecimento, que podem acarretar efeitos similares aos dos riscos abaixo relacionados. Os riscos podem materializar-se de forma individual ou cumulativamente. A ordem na qual os riscos são apresentados, abaixo, não possui relação com a probabilidade relativa de ocorrência de nenhum dos riscos descritos nesse documento.

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

a. Riscos relacionados à Companhia.

As concessões e autorizações da Companhia, que a autorizam a gerar energia elétrica a partir dos aproveitamentos hidrelétricos e de suas UHE, estão sujeitas a extinção em alguns casos.

Nos termos dos Contratos de Concessão firmados entre a Companhia e o Poder Concedente (por meio da Aneel), foram outorgadas à Companhia diversas concessões referentes aos aproveitamentos hidrelétricos a partir dos quais a Companhia produz a maior parte da energia elétrica por ela comercializada. Tais concessões poderão ser prorrogadas por um período adicional correspondente ao respectivo prazo de concessão caso a Companhia, tendo cumprido todas as suas obrigações nos termos dos Contratos de Concessão, solicite tal prorrogação até 36 meses antes da data de seu vencimento. A prorrogação da concessão ocorrerá a critério do Poder Concedente, ainda que a Companhia tenha cumprido com todas as suas obrigações nos termos dos Contratos de Concessão e solicitado a prorrogação tempestivamente.

Assim, não há garantia de que as concessões atualmente outorgadas à Companhia serão prorrogadas pelo Poder Concedente. Além disso, a prorrogação de uma concessão provavelmente terá como contrapartida o pagamento, pela Companhia, de valores a título de uso de bem público para produção e comercialização de energia elétrica. Os Contratos de Concessão dispõem que cada concessão poderá ser extinta antes do seu vencimento (i) em caso de encampação pelo Poder Concedente por motivo de interesse público, (ii) em caso de caducidade da concessão (nos termos dos Contratos de Concessão) ou (iii) no caso de descumprimento pela Companhia de suas obrigações previstas nos Contratos de Concessão e na legislação e regulamentação aplicáveis, caso em que será declarada a extinção da concessão. A Companhia também pode requerer a extinção das concessões em caso de descumprimento pelo Poder Concedente de suas obrigações, mas para tanto é necessária uma ação judicial específica.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

A indenização a que a Companhia tem direito no caso de extinção da concessão pode não ser suficiente para recuperar o valor integral de certos ativos. Além disso, caso qualquer dos contratos de concessão seja rescindido em virtude de descumprimento das obrigações da Companhia, o valor efetivo de compensação a ser pago pelo Poder Concedente pode ser reduzido de maneira significativa por meio da imposição de multas ou outras penalidades. Assim, o término antecipado dos Contratos de Concessão, em conjunto ou individualmente, por qualquer motivo, teria efeito substancial e adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais e na condição financeira da Companhia, bem como no preço de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

Da mesma forma, de acordo com a legislação em vigor, no caso de descumprimento pela Companhia dos termos das autorizações que permitem o funcionamento de suas UTE (Usinas Termelétricas), bem como da legislação em vigor, a respectiva autorização pode ser cassada, fato que em conjunto ou individualmente, por qualquer motivo teria efeito substancial adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais, e na condição financeira da Companhia, bem como no valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

A Companhia pode não conseguir executar integralmente sua estratégia de negócio.

A capacidade da Companhia de implementar a sua estratégia de negócios depende de uma série de fatores, incluindo a habilidade de:

- crescimento com disciplina financeira;
- maximização da eficiência da carteira de clientes; e
- eficiência operacional.

A Companhia não pode garantir que quaisquer desses objetivos serão integralmente realizados. Um elemento crítico da estratégia da Companhia é a capacidade de expandir o Parque Gerador em termos e condições rentáveis para ela por meio de novos projetos, quer por meio da aquisição de concessões já outorgadas (inclusive ao seu Acionista Controlador), quer por meio da apresentação de propostas bem sucedidas para novas concessões. Além disso, uma vez obtidas novas concessões, a Companhia tem ainda que buscar novos financiamentos para a construção de barragens ou para o seu aprimoramento. Caso a Companhia não seja bem sucedida em suas propostas, seja pelo fato de as mesmas implicarem custos de construção ou aprimoramento muito altos se comparados aos retornos subseqüentes, a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia poderão ser adversamente afetados.

A instabilidade das taxas de juros pode afetar os negócios da Companhia.

As dívidas da Companhia estão sujeitas a taxas de juros variáveis, tais como *Libor*, *Euribor*, TJLP, taxa DI, UMBNDES, IGP-M e IPCA. Em 31.12.2009 o valor total das dívidas da Companhia (de circulante e não circulante) era de R$ 3.415 milhões, sendo que desse total R$ 3.224 milhões estavam sujeitos a taxas de juros variáveis. A elevação das taxas de juros tem como resultado o aumento dos custos e pagamentos do serviço da dívida da Companhia. Neste caso, os negócios da Companhia, suas condições financeiras e o resultado de suas operações poderão ser afetados negativamente em decorrência de maiores despesas financeiras.

Impactos de eventuais oscilações do valor do Real frente ao valor do Dólar e outras moedas em decorrência da capitalização da Companhia em moeda estrangeira.

Em 31.12.2009 a Companhia possuía uma dívida total consolidada em moeda estrangeira de R$ 246 milhões, sendo que deste valor 59% eram denominados em Dólar e 41% em Euros. Adicionalmente, alguns dos custos da Companhia, associados principalmente à aquisição de parte dos equipamentos e tecnologia relacionados ao seu Parque Gerador, estão vinculados à moeda estrangeira.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

A diminuição do valor do Real em relação ao Dólar aumentará o serviço de dívida da Companhia e encarecerá os custos de parte da importação da tecnologia e dos bens necessários para a operação de seus negócios, com um conseqüente efeito adverso sobre seus resultados e sua condição financeira.

Decisões adversas em um ou mais processos judiciais em que a Tractebel é parte podem afetá-la adversamente.

A Companhia é ré em diversas ações judiciais, tanto na esfera cível, trabalhista, previdenciária e fiscal entre outras questões. Para determinados processos, a estimativa das obrigações potenciais e os valores efetivos das contingências podem ser superiores aos valores provisionados pela Companhia. A Companhia não pode assegurar que uma decisão adversa referente a qualquer processo judicial existente ou a ser iniciado futuramente não terá um efeito adverso significativo para a Companhia.

A Aneel pode impor penalidades à Companhia ou intervir nas concessões ou autorizações outorgadas à Companhia por descumprimento de obrigações previstas nos Contratos de Concessão, nas autorizações e nas leis e regulamentos setoriais.

A Aneel pode impor penalidades à Companhia por descumprimento de qualquer disposição dos Contratos de Concessão e autorizações da Companhia. Dependendo da gravidade do inadimplemento, tais penalidades podem incluir:

- advertências;
- multas, por infração, de até 2% da receita da Companhia no ano encerrado imediatamente antes da data da respectiva violação;
- embargos à construção de novas instalações ou equipamentos;
- restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;
- suspensão temporária da participação em processos de licitação para novas concessões; e
- caducidade da concessão.

A Aneel pode, ainda, e sem prejuízo das penalidades descritas acima, intervir temporariamente nas concessões outorgadas à Companhia para assegurar a adequada exploração do Parque Gerador e o cumprimento das leis e regulamentos aplicáveis.

Qualquer das penalidades descritas acima, bem como a intervenção da Aneel nas concessões ou autorizações outorgadas à Companhia, poderia ter um efeito relevante e adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais e na condição financeira da Companhia, bem como no valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

A construção, expansão e operação das UHE e UTE envolvem riscos significativos que podem levar à perda de receita ou aumento de despesas.

A construção, manutenção, expansão e operação de instalações e equipamentos para a geração de energia envolvem vários riscos, incluindo:

- incapacidade de obter permissões e aprovações governamentais;
- indisponibilidade de equipamentos;
- indisponibilidade dos sistemas de distribuição e / ou transmissão;
- interrupção do fornecimento;
- interrupção no trabalho;
- greve e outras disputas trabalhistas;
- agitações sociais;
- interferências hidrológicas e meteorológicas;
- problemas inesperados de engenharia e de natureza ambiental;

4.1 - Descrição dos fatores de risco

- atrasos na construção e na operação, ou custos excedentes não previstos;
- mudanças nos subsídios atualmente existentes;
- necessidade de altos investimentos de capital; e
- indisponibilidade de financiamentos adequados.

A Companhia não contrata seguro contra alguns destes riscos, incluindo determinados riscos hidrológicos. A ocorrência destes ou outros problemas poderá afetar adversamente a capacidade da Companhia de gerar energia em quantidade compatível com suas projeções ou com suas obrigações perante seus clientes, o que pode ter um efeito relevante adverso em sua situação financeira e no seu resultado operacional, bem como no valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

Parte substancial dos resultados operacionais da Companhia depende de condições hidrológicas favoráveis.

De acordo com os dados do Operador Nacional do Sistema (ONS), aproximadamente 89% (do efetivo suprimento de energia do Sistema Interligado Nacional - SIN) era gerado por UHE (Usina Hidrelétrica). Como o SIN opera em sistema de despacho otimizado e centralizado pelo ONS, cada UHE, incluindo as UHE da Companhia, está sujeita a variações nas condições hidrológicas verificadas tanto na região geográfica em que opera como em outras regiões do País. A ocorrência de condições hidrológicas desfavoráveis, em conjunto com a obrigação de entrega da energia assegurada, poderá resultar na exposição da Companhia ao mercado de energia de curto prazo, cujos preços tendem a ser elevados, podendo afetar negativamente os resultados financeiros futuros da Companhia, bem como o valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

Risco de suprimento de carvão

As UTE (Usinas Termelétricas) que utilizam carvão mineral produzido no Brasil utilizam a Conta de Desenvolvimento Energética (CDE) para subvencionar até 100% do custo do combustível. De acordo com a legislação aplicável, uma quantidade mínima de compra de carvão deve ser contratada pelas UTE a fim de garantir o cumprimento da geração de referência, tal como definida anualmente pelo ONS, bem como assegurar a continuidade da atividade de produção de carvão mineral nacional.

A Companhia mantém monitoramento constante das suas disponibilidades de carvão e reavalia sistematicamente o melhor dimensionamento dos estoques, de acordo com as previsões de consumo para os semestres seguintes. Nesse sentido, tem buscado ampliar as fontes de fornecimento desse insumo energético, estimulando a participação de outros produtores além dos fornecedores atuais. Periodicamente, a Companhia efetua, em conjunto com o ONS, a Eletrobras, na qualidade de gestora da CDE, a Aneel e o Ministério de Minas e Energia (MME), as reavaliações necessárias para garantia dos níveis adequados de compras.

A Companhia dispõe de contratos de suprimento de carvão para as UTE nos Estados do Rio Grande do Sul e de Santa Catarina. No Rio Grande do Sul, a mineração é a céu aberto, havendo, portanto, maior flexibilidade para ampliar quantidades de fornecimento além do mínimo contratual. Em Santa Catarina, a mineração é subterrânea e as solicitações de incremento do fornecimento exigem aviso prévio. Nesse caso, há a possibilidade de compra de carvão do Rio Grande do Sul para atender parte dos requisitos, sendo que essa opção já foi utilizada previamente. A importação de carvão de outros países é possível de ser feita com flexibilidade, mas anula o direito de utilização de reembolso da CDE.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Remuneração das Geradoras Eólicas contratadas no Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa)

De acordo com as regras do Proinfa, a remuneração da venda de energia elétrica por usinas eólicas depende da geração verificada no ano anterior, exceto para o primeiro ano de operação comercial no qual a receita é baseada na energia contratada. Durante o período de financiamento, há garantia de recebimento para um montante de, no mínimo, 70% da energia contratada. Desta forma, as receitas das geradoras eólicas contratadas no Proinfa são dependentes da geração, que, por sua vez, depende da intensidade e regularidade dos ventos no site das geradoras. A energia contratada representa a expectativa de geração com base no histórico de ventos no local. A não ocorrência das condições esperadas poderá resultar no comprometimento de sua geração, impossibilitando que, durante os 20 anos de vigência do contrato, a geração média se aproxime do valor contratado.

Remuneração de Pequena Central Hidrelétrica (PCH) contratadas no Proinfa e não participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

De acordo com as regras do Proinfa, a remuneração da venda de energia elétrica por PCH não participantes do MRE depende da geração verificada no ano anterior, exceto para o primeiro ano de operação comercial no qual a remuneração é baseada na energia contratada. Durante o período de financiamento, há garantia de recebimento para um montante de, no mínimo, 70% da energia contratada. Dessa forma, as receitas das PCH não participantes do MRE são dependentes da geração, que, por sua vez, depende da energia natural afluente no aproveitamento hidrelétrico no qual a PCH está localizada. A energia contratada representa a expectativa de geração com base no histórico de energia afluente no aproveitamento hidrelétrico. A não ocorrência das condições esperadas poderá resultar no comprometimento de sua geração, impossibilitando que, durante os 20 anos de vigência do contrato, a geração média se aproxime do valor contratado.

A Companhia é responsável por quaisquer perdas e danos causados a terceiros em decorrência de falhas na geração de energia oriunda de suas Usinas ou interrupções ou distúrbios que não possam ser atribuídos a nenhum agente identificado do setor elétrico e os seguros contratados podem ser insuficientes para cobrir estas perdas e danos.

De acordo com a legislação brasileira, a Companhia, na qualidade de prestadora de serviços públicos, tem responsabilidade objetiva por quaisquer prejuízos diretos e indiretos resultantes da inadequada prestação de serviços, tais como (i) perdas e danos causados a terceiros em decorrência de falhas na operação de suas usinas, que acarretem indisponibilidade forçada, interrupções ou distúrbios aos sistemas de distribuição e / ou transmissão ou (ii) interrupções ou distúrbios que não possam ser atribuídos a qualquer agente identificado do setor elétrico.

O valor das indenizações no caso do item (ii) acima deverá ser rateado na seguinte proporção: 60% para os agentes de distribuição, 20% para os agentes de geração e 20% para os agentes de transmissão e tal fato poderá acarretar efeito substancial e adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais e na condição financeira da Companhia.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

A Companhia mantém coberturas de seguros dentro das práticas de mercado, visando proteger os seus empreendimentos e negócios. A Companhia acredita que suas apólices, contratadas junto a renomadas seguradoras, refletem as condições usuais de mercado para os tipos de seguros contratados e abrangem coberturas em escopo e montantes considerados suficientemente adequados pela sua Administração e por consultores de seguros. Todavia, há determinados tipos de perdas e eventos que podem não estar cobertos pelas apólices de seguros contratadas, tais como guerra, terrorismo, caso fortuito ou de força maior, dentre outros. Caso ocorra qualquer dos eventos não cobertos nos termos dos contratos de seguro ou que excedam os limites de seguro contratados, a Companhia poderá incorrer em custos adicionais para a sua recomposição e reforma e, por conseqüência, poderá sofrer prejuízos e / ou ter seus resultados impactados de forma negativa. Adicionalmente, a Companhia não pode garantir que, mesmo na hipótese da ocorrência de um sinistro coberto por suas apólices, o pagamento do seguro será suficiente para cobrir os danos decorrentes de tal sinistro.

Caso as diretrizes de administração exijam a diminuição da cobertura dos seguros abaixo dos níveis atuais ou caso a Companhia não seja capaz de contratar, no futuro, seguros em termos comparáveis aos atuais, o resultado das operações da Companhia poderá ser adversamente afetado se houver a ocorrência de sinistros.

A Companhia pode vir a arcar com significativos custos adicionais associados ao plano de previdência que mantém para seus empregados.

O Plano de Benefício Definido (BD) patrocinado pela Companhia representa um risco com certo grau de incerteza, dado que os custos são calculados atuarialmente, utilizando-se de premissas atualizadas de mercado. Em 2004, a Companhia implementou o Plano de Contribuição Definida na PREVIG, com adesão maciça. Em 3.12.2009 menos de 4% dos seus empregados ativos continuam no Plano de Benefício Definido. No exercício social encerrado em 31.12.2009, o montante do passivo atuarial líquido calculado pelos atuários independentes relativo aos benefícios pós-emprego de responsabilidade da Companhia era de R$ 316 milhões e o valor reconhecido no balanço era de R$ 385 milhões, ou seja, há um ganho atuarial não reconhecido no balanço patrimonial de R$ 69 milhões. Do total do passivo registrado, R$ 120 milhões correspondiam a dívidas contratadas. Eventuais mudanças de cenários econômicas e atuarias utilizadas nos cálculos atuariais podem vir a afetar a posição patrimonial e financeira da Companhia.

Parte 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.

De acordo com a legislação em vigor, uma parte dos ativos de geração da Companhia está vinculada 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, sendo que tais bens deverão regressar ao Poder Concedente finda ou extinta a concessão, de acordo com a legislação vigente. Essas limitações podem reduzir significativamente os valores disponíveis aos acionistas e credores da Companhia em caso de liquidação, além de poderem ter um efeito negativo na capacidade da Companhia em obter financiamentos.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

b. Riscos relacionados a seu controlador, direto ou indireto, ou grupo de controle

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

O Acionista Controlador tem poderes para, entre outras coisas, eleger a maioria dos membros do 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. O 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 investidores e causar um efeito material adverso para a Companhia.

c. Riscos relacionados **a***os acionistas da Companhia*

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

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

A Companhia pode vir a precisar de capital adicional no futuro, que poderá ser captado com a emissão de valores mobiliários, o que poderá resultar em uma diluição da participação do investidor em suas ações.

A Companhia poderá vir a precisar captar recursos adicionais no futuro por meio de emissões públicas ou privadas de ações ou valores mobiliários conversíveis em ações para financiar nossas iniciativas de crescimento. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, qualquer captação de recursos por meio da distribuição pública de ações ou valores mobiliários conversíveis em ações pode ser realizada sem o direito de preferência aos nossos acionistas, o que pode conseqüentemente resultar na diluição da participação destes investidores no capital social.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

d. Riscos relacionados às controladas e coligadas da Companhia

Os riscos relacionados às controladas e coligadas são os mesmos relacionados à Companhia e;

A participação da Companhia em sociedades de propósito específico cria riscos adicionais, incluindo possíveis problemas no relacionamento financeiro e comercial com seus parceiros.

A Companhia investe em sociedades de propósito específico em conjunto com outras empresas e construtoras brasileiras. Os riscos inerentes às sociedades de propósito específico incluem a potencial falência dos parceiros de suas sociedades de propósito específico e a possibilidade de interesses econômicos ou comerciais divergentes ou incompatíveis entre a Companhia e seus parceiros. Caso um parceiro da sociedade de propósito específico não cumpra suas obrigações ou fique financeiramente impossibilitado de arcar com sua parcela dos aportes de capital necessários, a Companhia poderá ser obrigada a efetuar investimentos adicionais ou a prestar serviços adicionais para compensar a falta de aportes por seu parceiro. Ainda, os sócios de uma sociedade de propósito específico poderão ser responsabilizados por obrigações da sociedade de propósito específico em determinadas áreas, incluindo questões fiscais, trabalhistas, proteção ao meio ambiente e consumidor. Tais eventos poderão impactar adversamente os negócios da Companhia.

e. Riscos relacionados aos fornecedores da Companhia

A Companhia e suas subsidiárias podem figurar como responsáveis principais ou solidárias das dívidas trabalhistas de terceirizados

Caso as empresas terceirizadas que prestam serviços à Companhia e às suas subsidiárias não atendam às exigências da legislação trabalhista, a Companhia e as suas coligadas / controladas podem ser consideradas solidária ou subsidiariamente responsáveis pelas dívidas trabalhistas destas empresas, podendo, assim, ser autuadas e / ou obrigadas a efetuar o pagamento de multas impostas pelas autoridades competentes. Na hipótese de a Companhia vir a ser responsabilizada por tais demandas, suas atividades poderão sofrer um efeito adverso.

Eventuais atrasos ou falhas na prestação de serviços pelas construtoras contratadas pela Companhia e no fornecimento de máquinas e equipamentos, podem ter um efeito adverso em sua imagem e em seus negócios.

A Companhia terceiriza os serviços de construção de que necessita para desenvolver seus empreendimentos e adquire de terceiros as máquinas e equipamentos necessários. Deste modo, o prazo e a qualidade dos empreendimentos dos quais a Companhia participa dependem certas vezes de fatores que estão fora do seu controle. A terceirização da construção pode influenciar na identificação de atrasos e falhas, e, conseqüentemente, na sua correção. Eventuais falhas, atrasos ou defeitos na prestação dos serviços pelas construtoras contratadas pela Companhia bem como no fornecimento das máquinas ou equipamentos adquiridos podem ter um efeito negativo em sua imagem e impactar negativamente os negócios e as operações da Companhia.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

f. Riscos relacionados aos clientes da Companhia

A deterioração da conjuntura econômica poderá causar impacto negativo sobre o mercado consumidor, afetando os negócios da Companhia.

O negócio da Companhia poderá ser prejudicado por alterações na conjuntura econômica nacional ou mundial, incluindo inflação, taxas de juros, disponibilidade de crédito, evolução do consumo e custos e efeitos de iniciativas governamentais para administrar a conjuntura econômica. Quaisquer das referidas alterações poderiam prejudicar o consumo direto de energia elétrica, bem como a demanda de produtos nos mercados doméstico e externo, afetando a atividade econômica de nossos clientes livres e reduzindo por conseqüência, a necessidade de energia elétrica, prejudicando, dessa forma, os resultados financeiros da Companhia.

g. Riscos relacionados aos setores da economia nos quais a Companhia atue

O setor elétrico é vulnerável a fatores naturais, como enchentes e escassez de chuvas, que afetam a capacidade geradora de energia, e às restrições do sistema interligado de transmissão de energia no País, que impedem o maior aproveitamento do potencial de geração de energia brasileiro.

A baixa média pluviométrica nos anos imediatamente anteriores a 2001, aliada à falta de expansão da capacidade instalada do SIN (em particular devido a entraves legais e regulatórios verificados no programa de expansão da capacidade termelétrica), não compatíveis com os aumentos na demanda que se verificavam, resultaram na redução acentuada dos níveis dos reservatórios nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do País. Diante dessa condição adversa, em 15.05.2001, o Governo Federal implantou um programa de redução do consumo de energia, que ficou conhecido como Programa de Racionamento. O Programa de Racionamento estabeleceu índices de redução de consumo de energia para consumidores industriais, comerciais e residenciais que variavam de 15% a 25%, e durou de junho de 2001 a fevereiro de 2002. Caso o Brasil passe por mais um período de potencial ou efetiva escassez de energia elétrica, o Governo Federal poderá implementar políticas e medidas que poderão ter efeito substancial e adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais e na condição financeira da Companhia, bem como no valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

h. Riscos relacionados à regulação dos setores em que a Companhia atue

Eventuais alterações na regulamentação do setor elétrico podem afetar de maneira adversa as empresas do setor de energia elétrica, inclusive os negócios e os resultados da Companhia.

A atividade da Companhia é regulamentada e supervisionada pela Aneel e pelo MME. A Aneel, o MME e outros órgãos fiscalizadores têm, historicamente, exercido um grau substancial de influência sobre os negócios da Companhia, incluindo a influência sobre as modalidades e os termos e condições dos contratos de venda de energia que esta está autorizada a celebrar, bem como sobre os níveis de produção de energia. Nos últimos anos, o Governo Federal implantou novas políticas para o setor de energia. Por exemplo, em 15.03.2004, foi aprovada a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, que alterou substancialmente as diretrizes até então vigentes e as regras aplicáveis à venda de energia elétrica no Brasil.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

A constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico foi contestada perante o Supremo Tribunal Federal (STF), por meio de ações diretas de inconstitucionalidade. Em 11.10.2006, o STF indeferiu as medidas cautelares das ações diretas de inconstitucionalidade, por 7 votos a 4, declarando que, em princípio, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico não viola a Constituição Federal. No entanto, o mérito das ações diretas de inconstitucionalidade ainda não foi julgado, sendo que, em 06.01.2009, a Procuradoria Geral da República deu parecer favorável pela improcedência do pedido. Caso a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico seja declarada inconstitucional, os agentes do setor elétrico, incluindo a Companhia, poderão ser adversamente afetados.

O efeito integral das reformas introduzidas pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e sua continuidade, o resultado final da ação perante o STF e reformas futuras na regulamentação do setor elétrico são difíceis de prever, sendo que as mesmas poderão ter um impacto negativo sobre os negócios da Companhia e seus resultados operacionais.

Adicionalmente, em 18.11.2004, o MME editou a Portaria n.º 303, na qual a metodologia de cálculo da Garantia Física das UTE foi alterada, sendo que a nova Garantia Física deverá ser observada a partir de 2008. Desde 01.01.2008, as UTE contam com 852,8 MW médios, seguindo a aplicação da nova metodologia proposta pela Portaria acima referida. A Companhia não pode assegurar que novas medidas como esta não sejam tomadas no futuro, e, desta forma, está sujeita a possíveis reduções em sua Garantia Física, o que pode afetar de forma negativa seus resultados operacionais.

As principais atividades comerciais, a implementação da estratégia de crescimento e a condução das atividades da Companhia podem ser afetadas de forma adversa por ações governamentais, dentre as quais:

- alteração na legislação aplicável aos negócios da Companhia;
- descontinuidade e / ou mudanças nos programas de concessão federal e estaduais;
- imposição de critérios mais rigorosos para a qualificação em licitações futuras; e
- atraso na implementação de reajustes anuais de preços.

A Companhia não pode assegurar as ações que serão tomadas pelo Governo Federal no futuro e em que medida tais ações poderão afetar os resultados operacionais da Companhia. Caso a Companhia seja obrigada a proceder de maneira substancialmente diferente daquela estabelecida em seu plano de negócio, os resultados financeiros e operacionais da Companhia poderão ser adversamente afetados.

i. Riscos relacionados aos países estrangeiros onde a Companhia atue

Não aplicável.

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

4.2 Expectativas da Companhia de redução ou aumento na exposição a riscos relevantes acima mencionados

A Companhia tem como prática a análise constante dos riscos aos quais está exposta e que possam afetar seus negócios, situação financeira e os resultados das suas operações de forma adversa. A Companhia está constantemente monitorando mudanças no cenário macro-econômico e setorial que possam influenciar suas atividades, através de acompanhamento dos principais indicadores de performance. A Companhia acredita possuir elevado grau de controle sobre seus riscos visando evitar qualquer tipo de efeito adverso nas suas atividades. Atualmente, a Companhia não identifica cenário de aumento ou redução dos mencionados riscos no item "4.1".

4.3 Processos judiciais, administrativos ou arbitrais em que a Companhia ou suas controladas sejam parte, discriminando entre trabalhistas, tributários, cíveis e outros: (i) que não estejam sob sigilo, e (ii) que sejam relevantes para os negócios da Companhia ou de suas controladas

A Companhia e suas controladas são parte em processos judiciais e administrativos tributários, trabalhistas e cíveis. A política para provisionamento adotada pela Companhia leva em conta a natureza do processo, a relevância dos pedidos e decisões em processos semelhantes.

(I) Trabalhistas

Na esfera judicial, em 31.12.2009, a Companhia possuía 249 ações trabalhistas em andamento, das quais 46 ações estavam em fase inicial e ainda não haviam sido julgadas em primeira instância, 110 ações estavam em fase recursal, 61 ações já estavam em fase de execução, sendo a decisão de condenação da Companhia definitiva, e 32 ações pendiam de arquivamento ou encontravam-se suspensas.

Do total de ações, 164 eram ações movidas por ex-empregados; 2 por sindicato; e 83 por empregados de empresas terceirizadas. Os principais pedidos formulados nas ações individuais referem-se, substancialmente, a: reconhecimento de vínculo empregatício, FGTS, reflexos das verbas trabalhistas no plano de previdência complementar com o consequente reajuste de aposentadoria e responsabilidade subsidiária.

O potencial passivo trabalhista da Companhia perfazia, em 31.12.2009, R$ 41 milhões, dos quais R$ 16 milhões correspondem ao valor de risco de perda provável, R$ 9 milhões ao valor de risco de perda possível, e R$ 16 milhões correspondem ao valor de risco de perda remoto. Do valor considerado como perda provável, R$ 11 milhões encontram-se depositados judicialmente seja para garantia da condenação em execução ou efetivação de depósito recursal.

Cabe considerar que não existem reclamações trabalhistas contra a Companhia com valores individuais de perda provável superiores a R$ 3 milhões.

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

(II) Tributários

Processo n° 2005.72.00.00.7202-7	
Juízo	1ª Vara Federal de Florianópolis (SC)
Instância	Primeira
Data de instauração	05.07.2005
Partes no processo	**Autor**: Tractebel Energia S.A. **Réu**: Fazenda Nacional
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 346 milhões
Principais fatos	Em julho de 2005, a Companhia impetrou Mandado de Segurança contra o Delegado da Receita Federal, por entender que a Instrução Normativa SRF nº 468/2004 (IN 468/2004) invadiu a competência do Poder Legislativo ao dar novo conceito ao termo "preço predeterminado", previsto no art. 10 da Lei nº 10.833/2003. A Companhia entende que a acepção do referido termo já está consagrada no Sistema Tributário Nacional e vem sendo usado desde o Decreto-Lei nº 1.598/1977, o que implica ser a referida Instrução Normativa ilegal. Contudo, no período de 11.2004 a 05.2005, a Companhia havia efetuado o recolhimento do PIS e da Cofins incidentes sobre as receitas decorrentes de contratos firmados anteriormente a 31.10.2003, com prazo superior a um ano e a preço predeterminado com base no regime de tributação não cumulativa, por força da referida IN 468/2004. Em consequência do Mandado de Segurança, a Companhia passou a depositar os valores que entendia indevidos em conta vinculada ao Juízo onde tramita a ação, o que ocorreu no período de 06.2005 a 10.2006. Em virtude de previsão de decisão favorável do Tribunal Regional Federal (TRF) da 4ª Região, a Companhia suspendeu os depósitos em novembro de 2006. Em 11.04.2007, o TRF da 4ª Região concluiu o julgamento do referido mandado de segurança, dando-lhe, por unanimidade, integral provimento para reconhecer a ilegitimidade e inconstitucionalidade da IN 468/2004, tanto no que se refere à aplicação da cláusula de correção monetária, quanto no que diz respeito à aplicação da cláusula de equilíbrio econômico-financeiro dos contratos da Companhia. Contra essa decisão, a Fazenda Nacional interpôs Recurso Especial dirigido ao Superior Tribunal de Justiça (STJ). Embora o acórdão tenha sido amplamente favorável à Companhia o julgamento se restringiu apenas ao afastamento da IN 468/2004, não tendo o TRF da 4ª Região, analisado a Instrução Normativa SRF nº 658/2006, a qual revogou a IN 468/04, porém manteve integralmente o seu conteúdo inconstitucional. Em razão dessa omissão, a Companhia decidiu interpor Recurso Especial ao STJ que foi admitido e aguarda julgamento. Já o Recurso Especial da Fazenda Nacional não foi admitido pelo TRF da 4ª Região. Em face dessa decisão, a Fazenda interpôs recurso de agravo de instrumento, para o qual foi negado provimento. Contra essa decisão, a Fazenda Nacional interpôs agravo regimental. Em 23.02.2010, a 2º Turma do Superior Tribunal de Justiça(STJ), por unanimidade negou provimento ao recurso de agravo regimental interposto pela Fazenda, fazendo valer, portanto, o conteúdo do acórdão favorável à empresa proferido pelo TRF da 4ª Região, que não apresentou recursos.

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

Chance de perda	Não aplicável. A ação transitou em julgado.
Análise do impacto em caso de perda	Não há possibilidade de perda, uma vez que a ação transitou em julgado favoravelmente à Companhia e o processo encontra-se na vara de origem com pedido de levantamento dos depósitos efetuados. O saldo dos depósitos em juízo, atualizado para 31.05.2010, é de R$ 144 milhões e valor recolhido indevidamente, na mesma data, é de R$ 46 milhões, o qual está sendo reconhecido no resultado do segundo trimestre de 2010.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

Processo n° 2004.72.00.00.0134-0	
Juízo	2ª Vara Federal de Florianópolis (SC)
Instância	Superior Tribunal de Justiça - 1ª Turma
Data de instauração	23.12.2003
Partes no processo	**Autor**: Tractebel Energia S.A. **Réu**: Fazenda Nacional
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 9 milhões
Principais fatos	Em 23.12.2003, a Companhia recebeu Notificação Fiscal de Lançamento de Débito (NFLD) nº 35.078.951-7, relativa à contribuição Previdenciária sobre verbas indenizatórias creditadas aos empregados, previstas nas convenções Coletivas de 1995, 1996; 1997 e 1998. O objeto da notificação foi contestado pela Companhia, sob a alegação de que as importâncias pagas em decorrência dos acordos coletivos de trabalho tinham natureza indenizatória. A Companhia obteve êxito no julgamento de primeira instância, onde foi declarada nula a NFLD, e o INSS foi condenado a restituir os depósitos convertidos em renda. A ação judicial encontra-se em grau de recurso no STJ.
Chance de perda	Provável
Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de R$ 4 milhões, líquido do depósito judicial de R$ 5 milhões.
Valor provisionado (se for o caso)	R$ 9 milhões

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

Processo n° 99.00.064372	
Juízo	3ª Vara Federal de Florianópolis (SC)
Instância	Primeira
Data de instauração	29.07.1999
Partes no processo	**Autor**: Tractebel Energia S.A. **Réu**: Receita Federal do Brasil (RFB)
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 20 milhões
Principais fatos	A Companhia interpôs embargo à execução fiscal relativa ao seu enquadramento no processo de Anistia Fiscal dos encargos de juros e multas de débitos parcelados da Contribuição Social sobre o Lucro Liquido, conforme o artigo 17 da Lei nº 9.779/99 e Medida Provisória nº 1807, de 28.01.1999. A Liminar foi parcialmente deferida e a sentença de 1ª grau foi procedente à Companhia. A Fazenda Nacional interpôs apelação, tendo o TRF da 4ª Região mantido a decisão do magistrado de 1ª grau, negando provimento à apelação em 25.04.2006. Em 08.08.2006 a União interpôs Recurso Especial que teve decisão monocrática dando provimento ao recurso. A Companhia apresentou agravo regimental, em 17.10.2008, para tornar sem efeito a decisão e determinar o retorno dos autos para novo julgamento. Em 23.04.2010 foi publicado o acórdão dando provimento, por unanimidade, ao Recurso Especial da Fazenda.
Chance de perda	A expectativa dos advogados que patrocinaram a ação era de que o STJ mantivesse a decisão de 1º grau, confirmada pelo TRF4 e, por isto, o risco de perda estava classificado como Remoto, o que não se confirmou.
Análise do impacto em caso de perda	A perda resultou no reconhecimento da despesa e um desembolso de R$ 20 milhões no segundo trimestre de 2010.
Valor provisionado (se for o caso)	Em virtude da análise de risco feita pelos advogados que patrocinaram a ação (risco remoto), a Companhia não havia reconhecido provisão para contingência.

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

Processo n° 35.330.263-5	
Juízo	Delegacia da Receita Federal de Julgamento – Florianópolis (SC)
Instância	Terceira Administrativa
Data de instauração	10.12.2004
Partes no processo	**Réu:** Tractebel Energia S.A. **Autor:** Receita Federal do Brasil (RFB)
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 15 milhões
Principais fatos	A Companhia recebeu Notificação Fiscal de Lançamento de Débito NFLD) pelo não recolhimento de contribuição adicional ao Seguro de Acidente do Trabalho (SAT) nas competências de 04.1999 a 03.2004, em razão da suposta ausência de comprovação de fator de risco relacionado com o ambiente de trabalho. A Companhia defende que não há respaldo na legislação citada na notificação expedida pelo INSS, para as mencionadas competências, e que somente pode ser cobrado o adicional de contribuição caso o empregado tenha direito a aposentadoria especial, o que não é o caso no período em referencia. Em 08.08.2008, foi negado provimento ao Recurso Voluntário interposto pela Companhia. Após julgamento desfavorável, a Companhia interpôs Recurso Especial à Câmara Superior de Recursos Fiscais, em 03.09.2009. Em julho de 2009, a RFB emitiu Oficio informando que parte do valor da notificação estava prescrito.
Chance de perda	Remota.
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia teria um impacto negativo em seu resultado de R$ 15 milhões e um desembolso de R$ 9 milhões, líquido do depósito recursal de R$ 6 milhões.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

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

Processo n° 11516.003040/2006-13	
Juízo	Delegacia da Receita Federal de Julgamento – Florianópolis (SC)
Instância	Primeira Administrativa – 4ª Turma
Data de instauração	31.03.2009
Partes no processo	**Réu:** Tractebel Energia S.A. **Autor:** Receita Federal do Brasil (RFB)
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 142 milhões
Principais fatos	Em 1998, foi publicada a Lei nº 9.718, ampliando a base de cálculo do PIS e da Cofins que, até então, incidiam apenas sobre o faturamento das empresas. A Companhia questionou judicialmente a constitucionalidade da referida lei, logrando êxito na demanda, o que lhe permitiu compensar as contribuições calculadas sobre as receitas diversas das decorrentes de faturamento, relativamente aos períodos de apuração de 02.1999 a 11.2002, para o PIS e de 02.1999 a 01.2004, para a Cofins. A principal receita computada no cálculo do valor a compensar diz respeito à rubrica contábil denominada "Receita de Subvenção da Conta de Consumo de Combustível (CCC)". Em 2009, a Receita Federal do Brasil (RFB) intimou a Companhia a recolher os valores compensados no período de apuração de 04.2004 a 01.2007, acrescido de juros e multas, alegando que a "subvenção CCC" representa faturamento e, portanto era devida a sua inclusão na base de cálculo do PIS e da Cofins. Ocorre que, na avaliação dos consultores jurídicos da Companhia, os argumentos da RFB não procedem e podem ser facilmente contestados, porquanto o conceito atribuído à sistemática da "subvenção CCC", para fins de contabilização de combustíveis fósseis consumidos pelos agentes geradores de energia elétrica, não era compatível com a natureza jurídica de receita. Desta forma, a Companhia efetuou a Manifestação de Inconformidade da intimação na esfera administrativa. Mesmo que a "subvenção CCC" tivesse a natureza de receita, que não tem, não representaria "faturamento" que era a única receita passível de tributação pelo PIS e pela Cofins. De fato, até 2005 o combustível adquirido com recursos da CCC/CDE era contabilizado por ocasião de seu consumo nas usinas como "custo de operação" em contrapartida com uma receita de "subvenção". A Aneel alterou o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica para modificar o conceito que vinha sendo utilizado inadequadamente e, a partir de 2006, o lançamento contábil passou a ser "custo de operação" em contrapartida de uma conta retificadora para neutralizar o resultado. Esta alteração está fortemente fundamentada em Notas Técnicas emitidas por aquela Agência. O processo encontra-se aguardando julgamento na Delegacia da Receita Federal de Julgamento de Florianópolis – 4ª Turma.
Chance de perda	Remoto
Análise do impacto em caso de perda	Impacto negativo no resultado da Companhia e desembolso de R$ 142 milhões em caso de perda.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável

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

Processo n° 2006.72.00.003071-2	
Juízo	1ª Vara Federal Florianópolis (SC)
Instância	Primeira
Data de instauração	04.04.2006
Partes no processo	**Autor:** Tractebel Energia S.A. **Réu:** Receita Federal do Brasil (RFB)
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 1 milhão
Principais fatos	Os tributos que a Companhia recolhe, eventualmente, fora do prazo legal, mas antes de qualquer procedimento administrativo por parte da fiscalização, são quitados sem a incidência de multa em consonância com o instituto da denúncia espontânea prevista no art. 138 do CTN. Em 04.04.2006, a Companhia ajuizou Ação Ordinária com pedido de liminar, objetivando a obtenção de provimento que determinasse à Receita Federal do Brasil que se abstenha de constituir créditos decorrentes de todos os recolhimentos de tributos sem a incidência de multa de mora, com base no referido art. 138 do CTN. A decisão foi acolhida parcialmente para determinar que a autoridade coatora que se abstenha de praticar qualquer ato tendente à cobrança dos valores referentes à multa relativa aos tributos pagos mediante denúncia espontânea apenas nos casos em que a comprovação esteja documentada nos autos.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Impacto negativo no resultado R$ 1 milhão, valor integralmente depositado judicialmente.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável

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

(III) Cíveis

A Companhia possui diversas ações cíveis que versam sobre questões contratuais com fornecedores, benefícios de aposentadoria, tarifa de uso do sistema de transmissão, questões ambientais e outras ações de desapropriação e indenização impetradas por pessoas físicas e jurídicas atingidas pelas áreas alagadas dos reservatórios das usinas.

Processo n.° 9800031820	
Juízo	2ª Vara da Justiça Federal de Florianópolis (SC)
Instância	Supremo Tribunal Federal (STF)
Data de instauração	13.05.1998
Tipo de ação	Civil Pública
Partes no processo	**Autor:** Ministério Público Federal (SC) **Réus:** Tractebel Energia S.A., União Federal, Eletrobras Geração S.A. (Eletroger), Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás), Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (Eletrosul), Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social S.A.(BNDES)
Valores, bens ou direitos envolvidos	Cisão da Eletrosul e alienação do controle acionário da Gerasul
Principais fatos	Em maio e agosto de 1998, o Ministério Público Federal (MPF) propôs referida ação civil pública questionando: (i) a reorganização societária da Eletrobras e da Eletrosul, que resultou na criação da Gerasul (antiga denominação da Companhia); e (ii) a alienação do controle acionário da Gerasul, isto é, a sua privatização. Há pareceres jurídicos e decisões do Tribunal de Contas da União que julgaram a lisura do processo de reorganização societária da Eletrosul e privatização da Gerasul. Em novembro de 2001 foi proferida sentença de procedência na ação, de conseguinte, anulando a cisão da Eletrosul e todos os atos decorrentes. As partes, no que foram sucumbentes, interpuseram recursos de apelação para o Tribunal Regional Federal (TRF) da 4ª Região, os quais foram julgados favoráveis à Companhia, ou seja, a decisão de primeiro grau foi reformada. O MPF, em 2006, ingressou com recurso especial e extraordinário. Em 09.12.2008 o STJ negou seguimento ao recurso especial interposto pelo MPF, sendo mantida a decisão do TRF da 4ª Região. Os autos foram remetidos ao STF para julgamento do recurso extraordinário interposto pelo MPF.
Chance de perda	Remota
Análise do impacto em caso de perda	Não há como prever as consequências de uma eventual remota decisão desfavorável à Companhia e aos demais réus neste processo, de forma que a Companhia considera a possibilidade de perda da demanda remota. Os efeitos de uma decisão dessa natureza são complexos e difíceis de determinar, e envolveriam múltiplas demandas por perdas e danos envolvendo a União Federal, o BNDES, a Aneel, a Eletrobras, a Eletrosul, a Companhia, a GDF SELA e terceiros, incluindo os investidores em valores mobiliários emitidos pela Companhia, os quais podem ser adversamente afetados.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

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

Processo n.° 200772000026610	
Juízo	4ª Vara Cível da Comarca de Florianópolis (SC)
Instância	Primeira
Data de instauração	12.11.2001
Tipo de ação	Ordinária
Partes no processo	Autor: Companhia de Interconexão Energética (Cien) Réu: Tractebel Energia, Eletrosul e Aneel
Valores, bens ou direitos envolvidos	Contrato de compra e venda de energia elétrica celebrado em 05.05.1998, pela Companhia com a Cien, com interveniência da Eletrobras, de Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas) e da Eletrosul. O valor envolvido é de R$ 16 milhões.
Principais fatos	Trata-se de ação ordinária de indenização ajuizada pela Companhia de Interconexão Energética (Cien), a qual requer o reconhecimento do direito ao recebimento de diferença relativa à aplicação de reajuste cambial previsto no contrato de venda de energia, bem como à rescisão do mesmo por suposto descumprimento de cláusula contratual pela Tractebel Energia. Após a apresentação das contestações pela Companhia, o processo se encontra suspenso, a pedido da Cien, desde 23.04.2007. Em 16.06.2009 foi determinada a intimação da Aneel com a finalidade de se conhecer o interesse de participação dessa agência reguladora no referido processo. Em 25.08.2009 a Justiça Federal, após ouvir a Aneel, decidiu pela não obrigação da participação dessa na ação e devolveu o processo à Justiça Estadual, onde se encontra concluso para julgamento.
Chance de perda	Provável
Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de R$ 16 milhões e rescisão contratual. Esta eventual rescisão não resultaria em impactos negativos nos negócios da Companhia, uma vez que a Cien já não tem fornecido energia para a Tractebel devido a indisponibilidade de energia para honrar o contrato em referência, conforme comprovado pela Aneel.
Valor provisionado (se for o caso)	R$ 16 milhões

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

Processo n.° 200472070055816	
Juízo	1ª Vara da Justiça Federal de Tubarão (SC)
Instância	Segunda
Data de instauração	22.10.2004
Tipo de ação	Civil Pública
Partes no processo	Autor: Ministério Público Federal (SC) Réus: Tractebel Energia S.A.,Aneel, Fundação de Amparo Técnico ao Meio Ambiente (Fatma), Instituto Brasileiro de Meio Ambiente (Ibama), União Federal
Valores, bens ou direitos envolvidos	Suposto dano ambiental causado por poluição emanada do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL), cujo valor, neste momento, não é passível de mensuração.
Principais fatos	O MPF pretende a imposição de auditoria ambiental no CTJL, sendo que nesta ação, a Companhia teve seu recurso especial julgado procedente no STJ, ficando dispensada do adiantamento das despesas da perícia, cujo valor proposto pelos peritos foi de aproximadamente R$ 2 milhões. Contudo, a decisão de primeira instância condenou a Companhia a arcar com os custos da perícia, no valor acima. A Companhia apresentou recurso de apelação ao TRF da 4ª Região e aguarda o julgamento do referido recurso. Os riscos nesta ação estão associados com o fato de que o Estudo de Impacto Ambiental (EIA-RIMA) do CTJL é datado de 1986. Por outro lado, a Companhia cumpriu todas as exigências constantes do EIA-RIMA no que se refere aos níveis de emissão de gases, possui Licença de Operação em vigor expedida pela Fatma e a CTJL é licenciada pela ISO 14001, o que minimiza consideravelmente os riscos.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Ficando constatado que as emissões do CTJL estão acima dos limites estabelecidos pela legislação, a Companhia deverá se adequar, podendo ainda sofrer possíveis ações judiciais, de moradores da região, pleiteando indenização por danos morais e materiais, os quais ficam sujeitos à comprovação mediante perícia médica. Eventual adequação, ainda que não admitida pela Companhia posto que as emissões do CTJL estão dentro dos parâmetros estabelecidos pela legislação, não afetará os negócios da Companhia. Os valores envolvidos não podem ser atualmente previstos, por se tratar de direito difuso e por não ser possível predeterminar o que traria eventual sentença condenatória.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável

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

Processo n.° 001061166589	
Juízo	1ª Vara Cível da Comarca de Campo Grande (MS)
Instância	Segunda
Data de instauração	04.05.2009
Tipo de ação	Ordinária
Partes no processo	Autor: Tractebel Energia S.A. Réus: Companhia de Gás do Estado de Mato Grosso do Sul (MSGÁS) e Petróleo Brasileiro S.A.(Petrobras)
Valores, bens ou direitos envolvidos	Contratos relativos ao fornecimento de gás natural à Usina Termelétrica Willian Arjona (UTWA). Informações adicionais sobre o contrato estão descritas no item 7.3.e.i deste formulário.
Principais fatos	Em 10.11.2000, a Companhia e a MSGÁS celebraram contrato destinado a regular o fornecimento de gás natural à UTWA. O suprimento deste insumo pela MSGAS é, por sua vez, regulado pelo contrato firmado entre aquela concessionária e a Petrobras, ocorrendo a partir de ramal de distribuição conectado ao Gasoduto Bolívia Brasil (GASBOL). Foi pactuado que o prazo de vigência de tais contratos seria de cinco anos contados a partir de 23.05.2001, sendo admitida sua prorrogação por período adicional de até cinco anos. Em fevereiro de 2006, antes do vencimento do prazo de vigência, apesar da Companhia e a MSGÁS desejarem renovar o contrato, a Petrobras condicionou a renovação de seu contrato com a MSGÁS à majoração dos preços que vinham sendo praticados, fazendo com que as negociações entre a MSGÁS e a Petrobras e, consequentemente, a Companhia não lograssem êxito, vindo a cessar. Em razão da ameaça de interrupção do suprimento de gás natural à UTWA, a Companhia, em 19.05.2006 ajuizou medida cautelar contra a MSGÁS e a Petrobras a fim de assegurar a continuidade do fornecimento de combustível nas quantidades necessárias e suficientes à adequada operação da usina. Nesta mesma data, foi deferida liminar determinando que as rés se abstivessem de promover o corte no fornecimento de gás natural à UTWA. Em 20.06.2006, Companhia ajuizou ação ordinária em face da MSGÁS e da Petrobras visando a renovação do referido contrato. Em 20.08.2008, a ação ordinária ajuizada pela Companhia foi julgada procedente, determinando que os contratos de fornecimento e suprimento de gás natural celebrados entre a Companhia e a MSGÁS e entre a MSGÁS e a Petrobras, bem como seus respectivos aditivos, fossem renovados por período adicional de cinco anos, com início em 23.05.2006. Conforme sentença proferida em primeira instância em 20.11.2009, (i) o período em que houve a interrupção do fornecimento de gás à UTWA em decorrência do presente litígio deverá ser acrescido ao final dos contratos, que terão encerramento proporcionalmente prorrogado; e (ii) o preço e a quantidade de gás deverão ser aqueles contratados e reajustados conforme os parâmetros estabelecidos no Programa Prioritário de Termeletricidade (PPT). A sentença também determinou o reinício do fornecimento do gás, o qual está sendo disponibilizado pela MSGÁS desde 26.11.2009. A Petrobras interpôs Recurso de Apelação em face da sentença prolatada nos autos da ação ordinária, sendo que esse recurso não prejudicou o fornecimento de gás, que permanece regular. Atualmente, aguarda-se o julgamento do recurso no Tribunal de Justiça do Mato Grosso do Sul.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Majoração dos preços do gás natural utilizado na UTE William Arjona e, consequentemente do custo da geração de energia. Eventual perda implicaria em compra de gás natural pelo preço que for estabelecido pela Petrobras, valor desconhecido pela Companhia.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

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

Processo n.° 200735000074540	
Juízo	3ª Vara da Justiça Federal de Goiânia (GO)
Instância	Primeira
Data de instauração	24.07.2007
Tipo de ação	Civil Pública
Partes no processo	Autor: Ministério Público Federal (GO) Réu: Tractebel Energia, Aneel, Ibama e Agência Goiana do Meio Ambiente.
Valores, bens ou direitos envolvidos	Áreas atingidas pelo reservatório da Usina Hidrelétrica Cana Brava (UHCB), especialmente no que se refere à área indígena. O valor envolvido é de R$ 3 milhões.
Principais fatos	O MPF propôs Ação Civil Pública alegando a suposta ocorrência dos seguintes problemas relacionados à UHCB: (1) Ausência de prévia supressão da vegetação na área inundada pelo reservatório; (2) A ocorrência de danos ambientais decorrentes da ausência de supressão de vegetação; (3) Não houve resgate da fauna na época do enchimento do reservatório; (4) Houve expansão de doenças epidemiológicas na região e nos Municípios direta ou indiretamente afetados pela UHCB, como raiva, malária, esquistossomose, dengue e leishmaniose; (5) Foram causados danos à comunidade indígena Avá-Canoeiro, materiais e morais, decorrente do alagamento de parte da área indígena; (6) O licenciamento ambiental deveria ter sido conduzido pelo Ibama e não pela Agência Goiana de Meio Ambiente (AGMA). Com base nos fatos sintetizados acima, o MPF formulou os seguintes pedidos: (1) elaboração de estudos detalhados para quantificar a vegetação submersa na área do reservatório da UHCB; (2) retirada de toda a biomassa que, a critério técnico, não for considerada necessária à proteção da ictiofauna, para melhorar a qualidade da água e os usos múltiplos do reservatório (inclusive navegação); (3) elaboração de um relatório detalhado acerca do resgate da fauna, a ser submetido à análise do Ibama; (4) implantação de medidas que visem a assegurar o controle da expansão de doenças epidemiológicas em toda região direta ou indiretamente afetada pelo empreendimento; (5) implementação de programa de mitigação e compensação sócio-ambiental aos impactos causados à terra e à comunidade indígena Ava-canoeiro; (6) transferência do processo de licenciamento ambiental para o Ibama; (7) indenização dos danos ambientais decorrentes da não supressão de vegetação; (8) indenização dos danos causados ao patrimônio sócio-ambiental da comunidade indígena Avá-Canoeiro; (9) indenização à comunidade indígena por danos morais coletivos, em valor a ser arbitrado judicialmente. A Companhia contestou a ação civil pública, apresentando, em síntese, os seguintes argumentos: (1) existência de litispendência e conexão com a Ação Popular n.º 2004.35.00.004291-3 e com a Ação Popular n.º 2006.35.00.016335-1, em tramitação na 2ª Vara Federal de Goiás. Ressalte-se que tais ações já foram extintas pelo MM. Juiz; (2) ausência de legitimidade passiva da ré Tractebel Energia; (3) falta de interesse de agir relacionada ao pedido de elaboração de relatório do resgate da fauna, uma vez que este já foi elaborado; (4) Falta de interesse de agir com relação à implementação de medidas e programas de saúde pública, uma vez que estes foram implementados; (5) Falta de interesse de agir com relação ao pedido de adoção de medidas mitigadoras e compensatórias à comunidade indígena, uma vez que há proposta do empreendedor aguardando resposta da Fundação Nacional do Índio (FUNAI); (6) Impossibilidade jurídica do pedido de indenização por danos morais coletivos; (7) A Lei nº 3.824/60, que exige a supressão da vegetação existente nas áreas a serem inundadas pelos reservatórios deve ser interpretada considerando a evolução técnica, no sentido de que seja

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

	suprimido o que seja tecnicamente recomendado com a finalidade de garantir a manutenção da qualidade ambiental; (8) A supressão da vegetação da área inundada pelo reservatório foi feita adequadamente, com base em autorização concedida pelo órgão ambiental, que conta com presunção de legalidade; (9) A não supressão de toda a vegetação não causou danos ambientais. Não há navegação no rio, as hidrelétricas emitem poucos gases de efeito estufa e a qualidade da água no reservatório é boa; (10) Foi realizado adequadamente o resgate da fauna; (11) Não houve expansão de doenças epidemiológicas na região. Dados oficiais demonstram que as informações da petição inicial não estão corretas; (12) De fato houve impactos sobre a área indígena Avá-Canoeiro, contudo, constatado esse fato, o empreendedor se propôs a tomar as providências necessárias no sentido de promover a justa mitigação e compensação destes. Foi feita uma reunião com o MPF e a FUNAI para discutir os encaminhamentos necessários. Foram acordadas e tomadas medidas emergenciais e foi acertada a elaboração de um estudo com base em Termo de Referência elaborado pela FUNAI. O Estudo foi realizado, mas após a sua realização, a FUNAI pediu um novo estudo diferente. Como o novo estudo visa não apenas compensar os impactos, mas estudar toda a reserva indígena, que é obrigação da FUNAI, a Companhia não concordou com a sua elaboração. A Companhia aguarda uma resposta da FUNAI sobre isso, estando disposta a melhorar o estudo feito, mas não a realizar o novo estudo pedido pela FUNAI. O estudo prevê as medidas adequadas para compensar a reserva indígena e pode ser implementado imediatamente, desde que haja concordância da FUNAI, visto que apenas 0,67% da área indígena foi afetada. A compensação pelo impacto causado pela UHCB sobre a terra indígena já foi feita por Furnas, que ultrapassam R$ 2 milhões para a população de seis índios. Não foram causados danos morais; e (13) A competência para o licenciamento ambiental é feita com base no critério da amplitude do impacto ambiental, nos termos do art. 10 da Lei nº 6.938/81. Como o impacto do empreendimento não tem âmbito nacional ou regional, estando restrito aos limites do Estado de Goiás, a competência é da AGMA e não do Ibama. Em 2008, atendendo ao pedido de conexão formulado na contestação da Companhia, o Juiz Federal da 3ª Vara determinou a redistribuição do processo para a 2ª Vara Federal. A Companhia, em 2009, requereu a juntada do documento "Levantamento Epidemiológico do Índice de Morbidade e Mortalidade na Região da UHCB", evidenciando que o reservatório não causou o aumento de qualquer forma de doença na região. A Companhia solicitou ao MM. Juiz Federal a realização de audiência visando negociar a compensação à comunidade indígena, aguardando no momento o agendamento da audiência.
Chance de perda	Provável
Análise do impacto em caso de perda	A ação será julgada procedente em relação à área indígena, que efetivamente foi atingida pelo reservatório. Nesse aspecto, a Companhia, antes mesmo do ajuizamento da ação, já estava buscando acordo com a FUNAI. No entanto, nunca obteve resposta daquele órgão. Por tal motivo, há provisionamento de valor na ação. A transferência da Licença de Operação da AGMA para o Ibama não traz reflexos para a Companhia. Em relação aos demais pedidos, a possibilidade de perda, apesar de remota, traz impactos financeiros que não são passíveis de valoração neste momento. Em caso de perda a Companhia teria um desembolso de R$ 3 milhões.
Valor provisionado (se for o caso)	R$ 3 milhões

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

Processo n.° 02014.001518/2004-79.	
Instância	Administrativa – Conselho Nacional de Meio Ambiente (Conama)
Data de instauração	13 04.2004
Tipo de ação	Auto de Infração
Partes no processo	Autor: Instituto Brasileiro de Meio Ambiente (Ibama) Réu: Ponte de Pedra Energética S.A. (controlada indireta da Tractebel energia)
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 12 milhões
Principais fatos	Auto de Infração alegando mortandade de peixes ocorrida durante o enchimento do reservatório, por suposto desrespeito à vazão mínima. Em 08.07.2010 o Conama acatou a tese de prescrição defendida pela PPESA e anulou o referido auto de infração.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	A eventual perda resultaria em um impacto negativo no resultado da Companhia e um desembolso de R$ 12 milhões.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

Processo n.° 023.95.024520-4	
Juízo	5ª Vara Cível de Florianópolis (SC)
Instância	Superior Tribunal de Justiça (STJ)
Data de instauração	25.03.1995
Tipo de ação	Declaratória
Partes no processo	Autor: Carlos Fernando Hausen Beck e outros Réus: Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social (ELOS) e Eletrosul. A Tractebel Energia figura como assistente dos réus, em razão da cisão parcial da Eletrosul e de ser patrocinadora da ELOS.
Valores, bens ou direitos envolvidos	Requerem os autores declaração de nulidade da opção exercida de limitação a três vezes o maior valor teto do salário de benefício do Instituto Nacional do Seguro Social (INSS) ou, alternativamente, que sejam declaradas ineficazes as opções feitas pelos autores que limitavam o salário de suas contribuições. O valor envolvido é de R$ 24 milhões.
Principais fatos	Refere-se à ação ajuizada contra a Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social (Elos) e a Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (Eletrosul), por meio da qual requerem os participantes da Elos a declaração de nulidade da limitação ao salário de contribuição ou, alternativamente, que sejam declaradas ineficazes as opções feitas pelos autores que limitavam o salário de sua contribuição. A Companhia figura como assistente das rés, em razão da cisão parcial da Eletrosul, com a criação da Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. (Gerasul), denominação anterior da Tractebel Energia. A decisão de primeiro grau, confirmada pelo Tribunal de Justiça de Santa Catarina em Acórdão que aguarda julgamento de embargos, é contrária aos interesses da Elos e Eletrosul.
Chance de perda	Provável
Análise do impacto em caso de perda	A perda resultaria em um desembolso de R$ 24 milhões.
Valor provisionado (se for o caso)	R$ 24 milhões.

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

Processo n.° 2006.34.00.017169-6	
Juízo	16ª Vara Federal do Distrito Federal
Instância	Primeira
Data de instauração	02.06.2006
Tipo de ação	Ordinária
Partes no processo	Autor: Ponte de Pedra Energética S.A. (controlada indireta da Companhia) Réus: Aneel e outros
Valores, bens ou direitos envolvidos	Contrato relativo à Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão (Tust). O valor envolvido é de R$ 26 milhões.
Principais fatos	Refere-se à ação ajuizada pela PPESA, controlada integral da Energia América do Sul Ltda, visando reduzir o valor a recolher da Tust ao montante equivalente ao cobrado da UHE Itiquira. De junho de 2006 a janeiro de 2007 a PPESA passou a recolher a Tust de forma reduzida e a provisionar e depositar judicialmente a diferença entre o valor cobrado e o pago. A partir de fevereiro de 2007, a PPESA substituiu os depósitos judiciais por uma carta de fiança bancária. A fim de reduzir o custo da fiança contratada, a Companhia vinculou ativos financeiros à referida fiança, os quais estão sendo apresentados em conta retificadora desta provisão.
Chance de perda	Provável
Análise do impacto em caso de perda	A perda resultaria em um desembolso de R$ 3 milhões, uma vez que R$ 23 milhões estão caucionados.
Valor provisionado (se for o caso)	R$ 26 milhões

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 estejam sob sigilo, em que a Companhia ou suas controladas sejam parte e cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores da Companhia ou de suas controladas

Não ha processos judiciais, administrativos ou arbitrais, que não estivessem sob sigilo, em que a Companhia ou suas controladas fossem parte e cujas partes contrárias fossem administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores da Companhia ou de suas controladas.

4.5 - Processos sigilosos relevantes

4.5 Análise do impacto em caso de perda dos processos sigilosos relevantes e que não tenham sido divulgados nos itens 4.3 e 4.4 acima, informando valores envolvidos

Não ha processos sigilosos relevantes em que a Companhia ou suas controladas fossem parte e que não tenham sido divulgados nos itens anteriormente comentados.

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 são relevantes, em que a Companhia ou suas controladas sejam parte, discriminando entre trabalhistas, tributários, cíveis e outros

Tributários:

Processos: 11516.002459/2006-58; 11516.002346/2006-52; 11516.002449/2006-12; 11516.002362/2006-45; 11516.002446/2006-89; 11516.002447/2006-23; 11516.002450/2006-47; 11516.002451/2006-91; 11516.002453/2006-81; 11516.002454/2006-25; 11516.002456/2006-14; 11516.002457/2006-69; 11516.002458/2006-11.	
Juízo	Delegacia da Receita Federal de Julgamento – Florianópolis (SC)
Instância	Primeira Administrativa
Data de instauração	08.08.2006
Partes no processo	**Réu:** Tractebel Energia S.A. **Autor:** Receita Federal do Brasil (RFB)
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 44 milhões
Principais fatos	Em 08.08.2006, a Companhia recebeu Autos de Infração lavrados pela delegacia da Receita Federal do Brasil, em decorrência de ter efetuado compensações de débitos de imposto de renda e de contribuição social sobre o lucro líquido, através de Pedido de Ressarcimento ou Restituição via Declaração de Compensação (PER/DCOMP), sem a incidência de multas, em consonância com o instituto da denúncia espontânea previsto no art. 138 do CTN. Por não aceitar o instituto da denúncia espontânea nos pagamentos de tributos fora do prazo de vencimento, a Receita Federal homologou parcialmente os pedidos de compensação e a Companhia apresentou Manifestação de Inconformidade, as quais se encontram pendentes de julgamento. A Companhia defende que não se pode cogitar que a administração tributaria possa lhe imputar multa nos casos em que possui créditos fiscais anteriormente ao surgimento dos tributos a serem pagos, mesmo que a correspondente compensação seja formalizada após o vencimento desses tributos, com a utilização do instituto da denúncia espontânea previsto no art. 138 do Código Tributário Nacional (STN).
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Impacto negativo no resultado da Companhia e desembolso de até R$ 44 milhões, caso ocorra a perda da totalidade dos autos de infração.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável

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

Cíveis:

Processos n.° 613/2007, 376/2007, 616/2009, 285/2007, 230/2008, 519/2008, 518/2008, 378/2007, 558/2007, 306/2007, 269/2008	
Juízo	Varas Cíveis das respectivas Comarcas
Instância	Primeira
Partes no processo	Ações Civis Públicas Autores: Município de São Jorge D'Oeste (613/2007, 558/2007) Município de Saudade do Iguaçu (376/2007) Município de Sulina (616/2009, 306/2007) Município de São João (285/2007, 378/2007) Município de Virmond (230/2008) Município de Rio Bonito do Iguaçu (519/2008) Município de Porto Barreiro (518/2008) Município de Chopinzinho (269/2008) Réu: Tractebel Energia S.A.
Valores, bens ou direitos envolvidos	Entorno dos reservatórios das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago (UHSS) e Salto Osório (UHSO).
Principais fatos	As 11 ações civis públicas argumentam que a Companhia deve repassar recursos monetários aos municípios para que eles implementem reflorestamento em Área de Preservação Permanente (APP) de 100 metros no entorno dos reservatórios e, em alguns casos, implantem escada de peixes e construam eclusas. A contingência está relacionada a mudanças na legislação ambiental, não a uma prática adotada pela Companhia. A concessão para a implantação e operação das UHSS e UHSO é anterior a 1980. Nessa época, a legislação ambiental não exigia, por parte do empreendedor, a compra da APP no entorno do reservatório artificial formado. E justamente por isso tal exigência não constou do contrato de concessão e a União somente declarou de utilidade pública as áreas necessárias para o reservatório artificial. Além de inexistir a obrigação de compra da APP no entorno do reservatório, pois quando da construção da Usina não havia previsão legal para tanto, a propriedade das áreas no entorno dos reservatórios das citadas usinas permanece sendo de terceiros, não podendo os municípios exigirem depósito de valores em sua conta para a atividade de reflorestamento nessas áreas, que depende diretamente da autorização dos proprietários, os quais não figuram como parte da ação. A Companhia, antes mesmo do ajuizamento das ações, já realizava o reflorestamento nas áreas de sua propriedade, de acordo com projeto aprovado pelo Instituto Ambiental do Paraná (IAP), órgão ambiental licenciador. As ações, no entendimento da Companhia, não se sustentam no âmbito legal. A Companhia entende que tais ações devem ser entendidas como conexas, pois a primeira decisão proferida em qualquer uma delas influenciará as demais. Além disso, todas as ações são patrocinadas pelo mesmo advogado.
Chance de perda	Remota
Valores envolvidos	Valores pleiteados em conjunto nas 11 ações, R$ 220 milhões.
Valor provisionado (se for o caso)	R$ 1milhão.

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

Em 31.12.2009, a Companhia e suas controladas não tinham processos judiciais na esfera trabalhista repetitivos ou conexos, baseados em fatos e causas jurídicas semelhantes, que não estivessem sob sigilo e que em conjunto fossem relevantes, além dos processos judiciais ou administrativos mencionados nos itens acima.

4.7 Outras Contingências Relevantes

Não há outras contingências relevantes além dos processos judiciais ou administrativos mencionados anteriormente nos itens “4.3” e “4.6”..

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

4.8 Regras do país de origem do emissor estrangeiro e regras do país no qual os valores mobiliários da Companhia estrangeiro estão custodiados, se diferente do país de origem

Não aplicável à Companhia.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

5.1 Descrição, quantitativa e qualitativamente, dos principais riscos de mercado a que a Companhia está exposta, inclusive em relação a riscos cambiais e a taxas de juros

O Governo Federal e outras entidades da administração pública têm exercido influência significativa sobre a economia brasileira. Condições políticas e econômicas no Brasil podem influenciar adversamente as atividades da Companhia.

O Governo Federal intervém freqüentemente na economia brasileira e ocasionalmente implementa mudanças significativas na política e regulamentação econômica. As ações do Governo Federal para controlar a inflação e dar efeito a outras políticas incluem controle sobre preços e salários, desvalorizações da moeda, controles sobre o fluxo de capital e limites nas importações, entre outras medidas. Os negócios, condições financeiras e os resultados das operações da Companhia poderão ser adversamente afetados por mudanças de políticas públicas, sejam elas implementadas em âmbito federal, estadual ou municipal, referentes às tarifas públicas e controles sobre o câmbio, bem como por outros fatores, tais como:

- instabilidade econômica e social;
- flutuações cambiais;
- expansão ou contração da economia brasileira, de acordo com as taxas de crescimento do PIB;
- inflação;
- taxas de juros;
- liquidez do mercado doméstico financeiro e de capitais;
- política fiscal, monetária e alteração da legislação tributária; e
- outros desenvolvimentos políticos, sociais e econômicos no Brasil ou que afetem o Brasil.

A futura evolução da economia brasileira, assim como das políticas do Governo Federal poderá afetar adversamente os negócios da Companhia e os seus resultados.

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

O Brasil apresenta um histórico de altos índices de inflação. Recentemente, os índices de inflação foram de 4,46% em 2007, 5,90% em 2008 e 4,31% em 2009 de acordo com o IPCA. Medidas do Governo Federal para combatê-la, combinadas com a especulação sobre possíveis medidas governamentais futuras, podem contribuir para incertezas na economia brasileira e para aumentar a volatilidade no mercado de capitais brasileiro. Ações futuras do Governo Federal, incluindo definição das taxas de juros ou intervenções no mercado de câmbio para ajustar ou recuperar o valor do Real, poderão ter efeitos relevantes e adversos na economia brasileira e / ou nos negócios da Companhia. Caso o Brasil apresente altas taxas de inflação no futuro, talvez a Companhia não seja capaz de reajustar os preços dos seus contratos de compra e venda de energia elétrica para compensar os efeitos da inflação em sua estrutura de custos operacionais e / ou financeiros. Pressões inflacionárias também podem afetar a capacidade da Companhia de se antecipar a políticas governamentais de combate à inflação que possam causar danos aos seus negócios.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

Oscilações do valor do Real frente ao valor do Dólar e de outras moedas podem afetar negativamente a capacidade de pagamento da Companhia.

A desvalorização acentuada do Real em relação ao Dólar poderá gerar inflação e medidas governamentais para combater eventuais surtos inflacionários, entre os quais a elevação da taxa básica de juros. Tais medidas podem gerar efeitos relevantes e adversos na economia brasileira e / ou nos negócios da Companhia.

A deterioração das condições políticas, econômicas e de mercado em outros países pode afetar negativamente a economia brasileira e os negócios da Companhia.

A economia brasileira e as companhias brasileiras têm sido, em diferentes intensidades, impactadas pelas condições políticas, econômicas e de mercado de outros países bem como pelas reações dos investidores com relação a essas condições. A oferta de crédito a empresas brasileiras é influenciada pelas condições econômicas e de mercado no Brasil e, em graus variáveis, pelas condições de mercado de outros países, principalmente das economias emergentes.

Acontecimentos ou condições de outros países já afetaram significativamente a disponibilidade de crédito na economia brasileira e resultaram em consideráveis saídas de recursos e queda no volume de investimentos estrangeiros no Brasil.

Não há como garantir que acontecimentos em outros países, bem como as medidas a serem adotadas pelos governos desses países não afetarão a oferta de crédito no mercado local e internacional de modo adverso causando efeitos negativos na economia brasileira e nos resultados da Companhia.

Considerando que a Companhia atua em setor que exige investimentos significativos, caso o seu acesso ao mercado de capitais e de crédito seja limitado, a Companhia poderá enfrentar dificuldades para cumprir seu plano de investimentos e manter sua parcela de mercado, afetando de forma negativa seus resultados e sua condição financeira.

Efeitos das flutuações das taxas de juros.

A elevação das taxas básicas de juros estabelecidas pelo Banco Central poderá ter impacto negativo no resultado da Companhia, na medida em que pode inibir o crescimento econômico e, conseqüentemente, a demanda por energia, e também porque suas atividades exigem intensos investimentos de capital. Tais investimentos são, em sua maioria, financiados com recursos de terceiros e remunerados com taxas de juros pós-fixadas. Diante desse cenário, não há garantia de que serão concedidos financiamentos à Companhia e nem de que os custos de eventual financiamento serão satisfatórios. Na hipótese de elevação das taxas de juros, haverá aumento nos custos do serviço da dívida da Companhia e das despesas financeiras deles originadas, o que poderá causar impacto negativo nos negócios da Companhia, na sua condição financeira e nos resultados de suas operações.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

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 os participantes do mercado de energia, a Companhia, as distribuidoras e os consumidores industriais. Essas 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 da Companhia, que poderá, por sua vez, influenciar sua lucratividade e afetar adversamente os preços de sua energia vendida e seu resultado financeiro. Não há garantias de que a Companhia será capaz de manter seus preços, o fluxo de caixa projetado ou a sua lucratividade se ocorrerem alterações significativas nos tributos aplicáveis às suas operações e ao mercado de energia elétrica.

O crescimento da Companhia por meio de licitações pode ser adversamente afetado por futuras ações governamentais ou políticas relacionadas a concessões de usinas de geração de energia no Brasil.

Em seus editais, o Poder Concedente impõe certos requisitos a todos os participantes de licitações para novas concessões, incluindo indicadores da estabilidade financeira do participante e / ou de seus acionistas. A Companhia não pode assegurar que será capaz de satisfazer todos os requisitos necessários para adquirir novas concessões ou participar de novos processos licitatórios. As concessões de uso de bem público, como é o caso das usinas hidrelétricas, podem estar sujeitas a níveis variados de sensibilidade política. As regras para a licitação de concessões de usinas de geração estão sujeitas à alteração, tanto no âmbito federal quanto estadual. A Companhia não pode assegurar que os processos licitatórios relativos a novas usinas de geração de energia irão de fato ocorrer. Caso referidos processos licitatórios não venham a ocorrer, venham a ser insignificantes ou venham a ser em termos que não sejam economicamente viáveis ou atrativos para a Companhia e o Acionista Controlador, a expansão e diversificação do atual Parque Gerador poderão ser comprometidos de maneira adversa.

Novas regras para a venda de energia elétrica e condições de mercado poderão, no futuro, afetar os preços de venda de energia elétrica praticados pela Companhia.

Até 31.12.2009, a Companhia havia vendido 541 MW médios de energia nos leilões de energia existente do Ambiente de Contratação Regulada. A partir de 2015, com o início da descontratação dos volumes atuais, a Companhia poderá redirecionar o volume de venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada.

A legislação em vigor permite que as distribuidoras que venham a contratar com a Companhia nos leilões de energia existente do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) reduzam suas quantidades contratadas até o limite de 4%, sem qualquer ônus, expondo a Companhia ao risco de não contratar o respectivo volume reduzido nas mesmas condições com outro cliente ou a preços adequados. Ademais, é possível que haja redução da energia contratada com a Companhia devido à saída de potenciais consumidores livres das distribuidoras. Se a Companhia não puder contratar a capacidade excedente com preços adequados poderá ter um efeito material adverso na condução dos seus negócios, e sua receita e seus resultados operacionais poderão ser afetados negativamente no futuro, bem como o valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

O impacto de uma potencial falta de eletricidade e o conseqüente racionamento de energia elétrica poderá ter um efeito adverso sobre os negócios e resultados operacionais da Companhia.

A energia hidrelétrica é a maior fonte de eletricidade no Brasil, representando atualmente 75% da capacidade disponível no SIN.

O setor elétrico é vulnerável a fatores naturais, como enchentes e escassez de chuvas, que afetam a capacidade geradora de energia, e às restrições do sistema interligado de transmissão de energia no País, que impedem o maior aproveitamento do potencial de geração de energia brasileiro.

A baixa média pluviométrica nos anos imediatamente anteriores a 2001, aliada à falta de expansão da Capacidade Instalada do SIN (em particular devido a entraves legais e regulatórios verificados no programa de expansão da capacidade termelétrica), não compatíveis com os aumentos na demanda que se verificavam, resultaram na redução acentuada dos níveis dos reservatórios nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do País. Diante dessa condição adversa, em 15.05.2001, o Governo Federal implantou um programa de redução do consumo de energia, que ficou conhecido como Programa de Racionamento. O Programa de Racionamento estabeleceu índices de redução de consumo de energia para Consumidores Livres, comerciais e residenciais, que variavam de 15% a 25%, e durou de junho de 2001 a fevereiro de 2002. Caso o Brasil passe por mais um período de potencial ou efetiva escassez de energia elétrica, o Governo Federal poderá implementar políticas e medidas que poderão ter efeito substancial e adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais e na condição financeira da Companhia, bem como no valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

Alterações nas leis e regulamentos ambientais podem afetar de maneira adversa os negócios das empresas do setor de energia elétrica, inclusive a Companhia.

As empresas do setor elétrico, em particular as geradoras, estão sujeitas a uma rigorosa legislação ambiental nas esferas federal, estadual e municipal no tocante, dentre outros, às emissões atmosféricas e às intervenções em áreas especialmente protegidas. Tais empresas necessitam de licenças e autorizações de agências governamentais para a condução de suas atividades. Na hipótese de violação ou não cumprimento de tais leis, regulamentos, licenças e autorizações, as empresas podem sofrer sanções administrativas, tais como multas, interdição de atividades, cancelamento de licenças e revogação de autorizações, ou estarem sujeitas a sanções criminais (inclusive seus administradores). O Ministério Público poderá instaurar inquérito civil e / ou desde logo promover ação civil pública visando o ressarcimento de eventuais danos ao meio ambiente e terceiros. As agências governamentais ou outras autoridades podem também editar novas regras mais rigorosas ou buscar interpretações mais restritivas das leis e regulamentos existentes, que podem obrigar as empresas do setor de energia elétrica, incluindo a Companhia, a gastar recursos adicionais na adequação ambiental, inclusive obtenção de licenças ambientais para instalações e equipamentos que não necessitavam anteriormente dessas licenças ambientais. As agências governamentais ou outras autoridades podem, ainda, atrasar de maneira significativa a emissão das licenças e autorizações necessárias para o desenvolvimento dos negócios de empresas do setor elétrico, inclusive da Companhia, causando atrasos em cronogramas de implantação de projetos e gerando, conseqüentemente, efeitos adversos nos negócios e resultados da Companhia. Qualquer ação neste sentido por parte das agências governamentais poderá afetar de maneira negativa os negócios do setor de energia elétrica e ter um efeito adverso para os negócios e resultados da Companhia.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

A ocorrência de danos ambientais envolvendo as atividades da Companhia pode sujeitá-la ao pagamento de substanciais custos de recuperação ambiental e indenizações, que podem afetar negativamente os negócios da Companhia e o valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

As atividades do setor de energia podem causar significativos impactos negativos e danos ao meio ambiente. A legislação federal impõe àquele que direta ou indiretamente causar degradação ambiental o dever de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados, independentemente da existência de culpa. 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 conseqüência, os sócios e administradores da empresa poluidora poderão ser obrigados a arcar com o custo da reparação ambiental. O pagamento de substanciais custos de recuperação do meio ambiente e indenizações ambientais pode obrigar a Companhia a retardar ou redirecionar investimentos em outras áreas e ter um efeito adverso para a Companhia.

Movimentos sociais contrários à expansão do parque gerador através da construção de grandes empreendimentos hidrelétricos podem sujeitar empresas do setor elétrico, inclusive a Companhia, a interrupções na implantação e / ou operação de suas usinas.

Movimentos sociais organizados, contrários à expansão do parque gerador brasileiro através de grandes empreendimentos hidrelétricos, podem interromper ou causar atrasos significativos no curso da implementação e / ou operação de projetos hidrelétricos, por meio de reivindicações de reassentamento coletivo e / ou individual, concessão de benefícios, compensações ou indenizações, dentre outros, além dos planejados e esperados por empresas do setor elétrico, inclusive a Companhia. Qualquer ação neste sentido por parte de tais movimentos sociais poderá afetar de maneira negativa os negócios do setor de energia elétrica e ter um efeito adverso para os negócios e resultados da Companhia.

Crescimento da concorrência no segmento de Consumidores Livres.

Geradoras e comercializadoras concorrem diretamente entre si no segmento de fornecimento de energia elétrica a consumidores livres. Essa concorrência poderá dificultar o crescimento e / ou a renovação de contratos existentes da Companhia no mercado de venda de energia para consumidores livres e, conseqüentemente, suas receitas, resultados operacionais e capacidade de pagamento poderão ser adversamente afetados.

A comercialização de energia com consumidores livres representou 28%, 30% e 23% da receita total da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31.12.2007, 2008 e de 2009, respectivamente.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

5.2 Política de Gerenciamento de riscos de mercado.

A política de gerenciamento de riscos de mercado engloba, entre outras ações, o controle permanente do portfólio, com o acompanhamento dos preços praticados no mercado, a diversificação da base de clientes, monitorando o comportamento dos setores industriais dos quais os mesmos fazem parte e o acompanhamento das alterações regulatórias que tenham impacto para a Companhia, mantendo contato permanente com instituições representativas do Setor. Além disso, a Companhia faz monitoramento constante do seu parque gerador, investindo na atualização do mesmo, mantendo as certificações NBRISO 9.001 e 14.001 e implantando a ISO 16001 (Responsabilidade social) e OHSAS 18001 (Segurança e Saúde Ocupacional).

a. Riscos para os quais se busca proteção

A Companhia avalia a necessidade e a pertinência, e conforme o caso, busca proteção via contratação de seguros para cobertura de lucros cessantes e indisponibilidade do lastro (garantia física das usinas), para as plantas próprias da Tractebel Energia que apresentem este risco. A Companhia busca também cobertura para acidentes e desastres de grandes proporções por causas naturais e humanas, como acidentes da natureza (enchentes, vendavais, terremotos, descargas elétricas, etc) e do trabalho, envolvendo a implantação de projetos, a operação das usinas e a administração da Companhia, para os casos que avalia necessários.

b. Estratégia de proteção patrimonial (hedge)

Não aplicável.

c. Instrumentos utilizados para proteção patrimonial (hedge)

Não aplicável.

d. Parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos

Vide descrição no item 5.2 acima.

e. Se a Companhia opera instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial (hedge) e quais são esses objetivos

Não aplicável.

f. Estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos

Para conduzir com mais eficiência o processo de avaliação de riscos aos seus negócios, a Tractebel Energia criou o Comitê de Gerenciamento de Riscos, a quem cabe promover internamente a conscientização do tratamento do risco, definir metas e diretrizes para o seu gerenciamento, promover e sugerir melhorias nos processos de sua avaliação, classificá-los e definir os procedimentos de seu controle.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

O Comitê é composto por um representante das áreas responsáveis pelo planejamento financeiro, regulação e mercado, planejamento da oferta de energia, finanças, comercialização, auditoria, implantação de projetos e produção de energia. A coordenação geral do Comitê é atribuição do Diretor de Planejamento e Controle

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

Cada risco identificado é classificado quanto à sua probabilidade de ocorrência, significância (ou severidade) e grau de controle. Da análise, desenvolve-se um plano de ação mitigatório para cada um dos riscos. O gerente do departamento em cuja área de abrangência o risco se origina é o "dono do risco" e será responsável pela implantação e monitoramento do plano de ação. Importante notar que, quando da análise dos riscos, é feita também uma avaliação das eventuais oportunidades associadas.

Como resultado do processo de análise, é gerada uma matriz de riscos e oportunidades empresariais, a ser aprovada pela Diretoria Executiva e apresentada ao Conselho de Administração, e posteriormente ao Acionista Controlador.

5.3 - Alterações significativas nos principais riscos de mercado

5.3 Em relação ao último exercício social, indicação de alterações significativas nos principais riscos de mercado a que a Companhia está exposta ou na política de gerenciamento de riscos adotada

Não houve alteração significativa nos principais riscos de mercado a que a Companhia está exposta ou em sua política de gerenciamento de riscos no último exercício social.

5.4 - Outras informações relevantes

5.4 Outras informações que a Companhia julga relevantes

a) Política de Investimentos e Derivativos

1. Finalidade

Definir critérios para a aplicação de recursos financeiros disponíveis no mercado financeiro e limites para a utilização de derivativos

2. Contexto

A garantia de liquidez para o funcionamento da Companhia e das suas subsidiárias e a segurança das operações são os norteadores básicos da Política de Investimentos e Derivativos

3. Alocação de Recursos

As aplicações financeiras disponíveis da Companhia e das suas subsidiárias deverão obedecer à seguinte alocação, considerando o consolidado dos valores aplicados por cada empresa:

- No mínimo 90% dos recursos em Títulos Públicos Federais;
- No máximo 10% dos recursos em Títulos Privados.

4. Risco Bancário

Visando respaldar e complementar a análise e julgamento de Risco Bancário, a Companhia utilizará as classificações de risco divulgadas pelas agências Standard & Poor's (S&P), Moody's ou Fitch, empresas de consultoria especializadas nessa área.

5. Seleção dos Bancos

Com base na classificação das agências S&P, Moody's ou Fitch os Bancos deverão ser selecionados de acordo com os seguintes critérios:

5.1. Bancos com Patrimônio Líquido mínimo de R$ 1 bilhão; e

5.2. Devem possuir: Rating mínimo AA- (S&P e Fitch) ou Aa3 (Moody's) em escala nacional

6. Limite Operacional para cada Banco

O limite máximo para operar com um determinado Banco (considerando o respectivo grupo financeiro, quando for o caso) será de 5% da disponibilidade de caixa consolidada da Companhia e das suas subsidiárias, excluindo-se desse limite as aplicações financeiras restritas como, por exemplo, CDBs vinculados a Contas-Reserva.

Observações:

- Operações compromissadas com lastro em debêntures de Companhia de Arrendamento Mercantil (Leasing) do mesmo conglomerado financeiro do Banco devem ser consideradas como CDB do próprio Banco, para fins de limite de crédito.
- Os limites determinados nos itens 5.1 e 5.2 acima não se aplicam quando se tratar de aplicações em Títulos do Tesouro Nacional, cujo risco é o Governo Federal e não o Banco.

5.4 - Outras informações relevantes

7. Prazo da Operação

Operações com risco de crédito privado, independentes de seu prazo, visarão majoritariamente liquidez diária.

8. Registro no CETIP/SELIC

Sempre que couber, as operações financeiras deverão ser confirmadas através do seu registro na Central de Custódia e de Liquidação Financeira de Títulos – CETIP ou no Sistema Especial de Liquidação e Custódia - SELIC, com o correspondente depósito dos títulos que servirem de lastro para a operação.

9. Limites para utilização de derivativos financeiros

- A utilização de derivativos fica restrita à proteção de riscos (*hedge*), ficando vedadas operações de alavancagem e vendas a descoberto;
- O ativo-objeto e seus derivativos devem ter o mesmo fator de risco;
- As operações de derivativos de juros e/ou moeda, quando utilizadas para a proteção de financiamentos corporativos, devem manter correlação estreita quanto ao perfil da dívida, volumes e prazos;
- A contraparte em operações com derivativos deverá apresentar um dos seguintes *ratings* mínimos:
    - AA- (S&P ou Fitch) ou Aa3 (Moody's) em escala nacional; ou
    - A+ (S&P ou Fitch) ou A1 (Moody's) em escala internacional.
- A Diretoria Executiva deverá aprovar toda e qualquer contratação de operações com uso de derivativos, ficando a cargo do Conselho de Administração aprovar a contratação daquelas em que o volume do contrato ou a posição líquida em risco for superior à R$ 20 milhões (vinte milhões de reais);
- O acompanhamento da evolução do risco das operações com derivativos será realizado pela Diretoria Financeira e de Relações com Investidores, com periodicidade mínima mensal e subseqüente apresentação à Diretoria Executiva. Os casos em que a posição líquida em risco ultrapassar R$ 20 milhões (vinte milhões de reais) deverão ser reportados ao Conselho de Administração.

b) 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	29/01/1998
Forma de Constituição do Emissor	Sociedade por ações
País de Constituição	Brasil
Prazo de Duração	Prazo de Duração Indeterminado
Data de Registro CVM	28/05/1998

6.3 Histórico da Companhia

Histórico

A Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (Eletrosul) foi criada em 1968 como terceira subsidiária regional da Eletrobras destinada ao abastecimento energético dos Estados do Paraná, de Santa Catarina e do Rio Grande do Sul (tendo sua área de atuação ampliada, em 1980, com a inclusão do Estado do Mato Grosso do Sul). A Eletrosul e as demais empresas da Eletrobras foram incluídas no Programa Nacional de Desestatização (PND), por meio do Decreto n.º 1.481, de 03.05.1995. Em 23.12.1997, a Eletrosul foi parcialmente cindida, sendo que o patrimônio relativo à atividade de geração de energia elétrica foi vertido para a constituição de uma nova sociedade, denominada Gerasul. O patrimônio vertido à Gerasul, à época da cisão, representava cerca de 71% do patrimônio líquido cindido.

Após a cisão de 1997, a Eletrosul continuou responsável exclusivamente pelas atividades relacionadas à transmissão de energia elétrica e a Gerasul passou a atuar exclusivamente na geração e comercialização de energia elétrica, ficando as duas companhias sob o controle da Eletrobras.

Em janeiro de 1998, o controle acionário da Gerasul passou a ser da Eletrobras Geração S.A. (Eletroger), companhia que teve origem na cisão parcial do patrimônio da Eletrobrás. Em abril do mesmo ano, a Eletroger incorporou sua controlada Gerasul, passando a utilizar a denominação social até então utilizada pela incorporada.

Em 28.05.1998, a Companhia foi registrada como companhia aberta na CVM sob n.º 1732-9.

Em leilão realizado em 15.09.1998, na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, a GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda (GSELA), anteriormente denominada Suez Energy South America Participações Ltda, empresa constituída no Brasil sob o controle do Grupo GDF SUEZ, com sede em Bruxelas, Bélgica, adquiriu o controle acionário da Gerasul, representado, na época, por 227.095.639.468 ações ordinárias, correspondentes a 50,01% do capital social votante da Gerasul, pelo preço de R$ 946 milhões.

Em fevereiro de 2002, a Gerasul alterou sua razão social, passando a ser denominada Tractebel Energia S.A.

Novo Mercado

Em 16.11.2005, a Companhia aderiu ao Novo Mercado, segmento de listagem da BM&FBovespa destinado à negociação de ações emitidas por companhias que se comprometam, voluntariamente, com a adoção de práticas de governança corporativa adicionais em relação ao que é exigido pela legislação aplicável, e em dezembro do mesmo ano, realizou uma oferta secundária de 71 milhões de ações para promover maior valorização e liquidez das mesmas e atender aos requisitos do Novo Mercado.

A Companhia participa da carteira do Índice de Sustentabilidade (ISE) da BM&FBovespa desde o seu 1º ano de listagem do Novo Mercado.

6.3 - Breve histórico

Linha do tempo – 1998 a 2009

1998 - 2000	2001 - 2003	2004 - 2005	2006 - 2007	2008 - 2009
1998 – 15/09 - Aquisição da Gerasul através de leilão (3.719 MW de capacidade instalada) **1999** - Início da operação da UTE William Arjona (80 MW com óleo diesel) **2000** - Início da operação da UHE Itá (1.450 MW) - Assinatura do 1º contrato de venda de energia com consumidor final	**2001** - Operação da UTE Willian Arjona com gás natural (120 MW) **2002** - Início da operação da UHE Machadinho (1.140 MW) - Início da operação da UHE Cana Brava (450 MW) - Expansão da UTE William Arjona em 70 MW, totalizando 190 MW - Empresa passa a chamar-se Tractebel Energia S.A. **2003** - Início da operação da Unidade Cogeração Lages com biomassa de madeira (28 MW e 25 t/h de vapor)	**2004** - Certificação de sete usinas nas normas NBR ISO 9001 e ISO 14001 - Consolidação da participação no mercado livre com venda superior a 700 MW médios **2005** - Novo Mercado da BM&FBovespa - Índice de Sustentabilidade (ISE) da BM&FBovespa - 200 MW médios das UHE Itá e Machadinho vendidos no 1º leilão de Energia Nova - 150 MW médios vendidos no 2º leilão de Energia Existente - 381 MW médios vendidos no 4º leilão de Energia Existente	**2006** - Certificação de mais seis usinas nas normas NBR ISO 9001 e ISO 14001, (todas as 13 usinas da TBLE) - 493 MW médios das UHE Itá e Cana Brava vendidos no 2º leilão de Energia Nova - 148 MW médios da UHE São Salvador vendidos no 3º leilão de Energia Nova **2007** - GSELA vendeu 256 MW médios da UHE Estreito no 5º leilão de Energia Nova - Aquisição da CESS - Aquisição da participação da Celesc na Maesa - Certificação programa CODIS (SOX)	**2008** - 10 anos da TBLE - Incorporação da CEM - Aquisição da UHE Ponte de Pedra (176 MW) - Aquisição de 2 PCH: Rondonópolis (26,6 MW) e Engº José Gelazio da Rocha (23,7 MW) - UTE Ibitiúva Bionergética (33 MW) - Aquisição Econergy: 2 Usina Eólicas, Beberibe (25,6 MW) e Pedra do Sal (18 MW) e PCH Areia Branca (19,8 MW - Fusão GDF SUEZ - Início da operação das Usinas Eólicas Beberibe e Pedra do Sal **2009** - Início da operação da UHE São Salvador (243,2 MW) - Aquisição da SUEZ Energia Renovável S.A., que possui 40,07% de participação no Consórcio Estreito (Ceste) responsável pela UHE Estreito com capacidade instalada de 1.087 MW

6.5 Principais eventos societários, tais como incorporações, fusões, cisões, incorporações de ações, alienações e aquisições de controle societário, aquisições e alienações de ativos importantes, pelos quais a Companhia ou qualquer de suas controladas ou coligadas passaram

Principais eventos societários no ano de 2007

- Aquisição de participação na Machadinho Energética S.A. (Maesa)

Em março de 2007, a Tractebel Energia adquiriu, por R$ 28,8 milhões, 2,82% de participação acionária na Maesa, Sociedade de Propósito Específico (SPE) que explora, através de consórcio, a Usina Hidrelétrica Machadinho. Consequentemente, a Companhia aumentou a sua participação total no consórcio em 2,34%, agregando 11,1 MW médios à sua capacidade instalada naquela data. A aquisição foi autorizada pelo Poder Concedente - Aneel.

- Constituição de novas empresas

No mesmo ano, três novas sociedades limitadas foram constituídas pela Companhia: (i) Lagoa Formosa Bionergética Ltda.; (ii) Épsilon Participações Ltda.; e (iii) Tractebel Energias Complementares Participações Ltda (TBLP), anteriormente denominada Gama Participações Ltda - Gama. Exceto quanto a Tractebel Energias Complementares Participações Ltda, *holding* controlada integral da Tractebel Energia utilizada como veículo para a aquisição de investimentos em 2008, conforme a seguir mencionados, nenhuma das referidas sociedades exerceu qualquer atividade operacional até 31.12.2009.

- Aquisição da Companhia Energética São Salvador (CESS)

Em junho de 2007, a Companhia adquiriu da sua controladora GSELA a totalidade das ações da CESS, detentora da Usina Hidrelétrica São Salvador (UHSA), no Rio Tocantins, pelo valor de R$ 304,0 milhões. O preço de aquisição foi definido com base em avaliação econômico-financeira preparada por Banco de reconhecida reputação em avaliação para este propósito e o processo de aquisição respeitou as melhores práticas de governança corporativa relativa a transações entre partes relacionadas. A aquisição foi autorizada pelo Poder Concedente - Aneel.

A UHSA foi o primeiro empreendimento do ramo de energia a obter financiamento do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC). O projeto contou com investimentos no montante total de R$ 850 milhões e foi construído em tempo recorde de 32 meses. Com capacidade instalada de 243 MW e energia assegurada de 148 MW médios, a UHSA gera energia suficiente para abastecer uma cidade do porte de Campinas (SP), com cerca de 1 milhão de habitantes. Sua energia assegurada foi totalmente contratada no 3º Leilão de Energia Nova, realizado em outubro de 2006, por um período de 30 anos a partir de 2011.

- Aquisição da Seival Participações S.A. (Seival)

A Companhia também adquiriu, através da controlada integral Delta Energética, em novembro de 2007, o controle acionário da Seival, correspondente a 100% das ações ordinárias representativas do capital social, pelo valor de R$ 23,8 milhões. A Seival detém 99,99% das quotas do capital social da Usina Termelétrica Seival Ltda. (UTE Seival), constituída como uma SPE para implantar e explorar uma central geradora termelétrica a vapor, utilizando como combustível carvão mineral.

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

A aquisição da UTE Seival fortaleceu o desenvolvimento do projeto para exportação de energia ao Uruguai, alternativamente à venda da energia no Brasil, que também é possível. O projeto da UTE Seival já detém autorização da Aneel, licenças prévia e de instalação, sendo que o terreno para a implantação e exploração da Usina a carvão em Candiota, Rio Grande do Sul, já foi adquirido. Em função do estágio atual do projeto não há certeza quanto á implantação do mesmo e não se descarta a possibilidade de eventual alienação do projeto. A aquisição foi autorizada pelo Poder Concedente - Aneel.

- Aquisição da Ponte de Pedra Energética S.A. (PPESA)

A Energia América do Sul Ltda. (EAS), controlada integral da Tractebel Energia, em dezembro de 2007, adquiriu o controle acionário da Ponte de Pedra Energética S.A. (PPESA), o qual foi efetivamente transferido para a Companhia após satisfeitas determinadas condições constantes do contrato de compra e venda de ações celebrado naquela data, dentre elas, a anuência prévia da Aneel e a aprovação do BNDES. A PPESA detém a concessão da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra, com capacidade instalada de 176,1 MW e energia assegurada de 131,6 MW médios, localizada no Rio Correntes, no Estado de Mato Grosso, em operação comercial desde setembro de 2005. A aquisição foi autorizada pelo Poder Concedente - Aneel.

Principais eventos societários no ano de 2008

- Efetivação da aquisição da Ponte de Pedra Energética S.A. (PPESA)

Após terem sido cumpridas todas as condições precedentes acima mencionadas, em março de 2008 a EAS, concretizou a aquisição de 99,9% do controle acionário da PPESA, pelo montante de R$ 644,9 milhões.

- Incorporação da Companhia Energética Meridional (CEM)

Em março de 2008, a Companhia incorporou sua subsidiária integral Companhia Energética Meridional (CEM), mediante a versão do patrimônio líquido da CEM a valor contábil e sem modificação do patrimônio líquido da Companhia. A incorporação objetivou a simplificação da estrutura societária do grupo, a qual não só reduziu a estrutura organizacional atual, diminuindo custos, aumentando o valor para os acionistas, racionalizando e otimizando os investimentos, bem como facilitou a unificação, padronização e aperfeiçoamento da administração geral dos negócios das sociedades envolvidas e permitiu a eliminação dos custos de negociação que a manutenção das duas companhias impõe.

- Constituição de empresas

Ainda em 2008 a Companhia constituiu a controlada integral Tractebel Energias Renováveis, a qual não desenvolveu qualquer atividade operacional até 31.12.2008. Em 28.04.2009 a controlada teve sua denominação alterada para Eólica Porto das Barcas S.A.

Em agosto de 2008, o Consórcio Andrade, formado pela controlada indireta da Companhia, Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva), e pela Andrade Açúcar e Álcool S.A., controlada da Açúcar Guarani S.A., vendeu 20 MW médios de energia elétrica no 1º Leilão de Energia de Reserva, promovido pela Aneel, pelo preço de R$ 158,11/MWh. A Companhia possui participação indireta de 76,0% na Ibitiúva e 71,17% no Consórcio Andrade. O investimento previsto para a construção da Usina foi de R$ 120 milhões.

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

- Aquisição da Tupan Energia Elétrica S.A. (Tupan) e Hidropower Energia S.A. (Hidropower)

A Companhia, em dezembro de 2008, através de sua controlada integral, TBLP, concluiu o processo de aquisição da totalidade do capital social da Tupan e da Hidropower, pelo valor de R$ 240,9 milhões. A Tupan detém autorização para explorar a Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Rondonópolis, com Capacidade Instalada de 26,6 MW, e a Hidropower, detém para explorar a PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha, com Capacidade Instalada de 23,7 MW. A aquisição foi autorizada pelo Poder Concedente - Aneel.

- Aquisição das empresas da Econergy no Brasil

Em dezembro de 2008, a Companhia, através da TBLP, também adquiriu a totalidade do capital social da Eólica Beberibe S.A. (Beberibe) pelo montante de R$ 100,8 milhões, da Eólica Pedra do Sal S.A. (Pedra do Sal) por R$ 52,2 milhões, da Hidrelétrica Areia Branca S.A. (Areia Branca) pelo valor de R$ 46,8 milhões e da Econergy Brasil Serviços Corporativos Ltda. (EBSC) por R$ 0,2 milhões, totalizando R$ 200,0 milhões. A aquisição foi autorizada pelo Poder Concedente - Aneel.

Estes investimentos foram comprados da SESA BidCo Ltd., sociedade constituída e existente sob as leis da Ilha de Man e cujo controle é exercido pelo grupo GDF SUEZ, do qual a Tractebel Energia faz parte. Anteriormente, em outubro de 2008, a SESA BidCo Ltd. concluiu o processo de oferta pública na Bolsa de Valores de Londres para a aquisição de 100% das ações da Econergy International PLC (Econergy), a qual controlava indiretamente, entre outras empresas, as anteriormente mencionadas.

O preço de aquisição foi definido com base em avaliação econômico-financeira preparada por Banco de reconhecida reputação em avaliação para este propósito e o processo de aquisição respeitou as melhores práticas de governança corporativa relativa a transações entre partes relacionadas.

Principais eventos societários no ano de 2009

- Aquisição de empresas do Projeto Trairí

A Companhia, através de sua controlada integral TBLP, adquiriu em novembro de 2009, pelo montante de R$ 3,0 milhões, a totalidade do capital social de 7 (sete) empresas que possuíam projetos de geração de energia eólica no Estado do Ceará, denominado Projeto Trairí, cuja capacidade instalada é de 121,9 MW.

Os projetos adquiridos possuem medições de vento, certificação de geração de energia, licenças ambientais prévias e contrato de arrendamento e, em fase de execução, estão os projetos básicos e de impacto ambiental, exigidos para a licença de instalação. Cinco desses projetos participaram do leilão de energia de reserva promovido pela Aneel em dezembro de 2009, porém não tiveram sua energia contratada. A Companhia está avaliando a melhor alternativa para viabilizar a implantação dos referidos projetos e participará do próximo leilão de fontes alternativas e/ou energia de reserva previsto para o mês de agosto de 2010.

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

- Aquisição da SUEZ Energia Renovável S.A. (SER)

Em 21.12.2009, a Companhia assinou o contrato de compra e venda da totalidade das ações ordinárias de emissão da SER, empresa controlada pela GSELA. A SER é detentora de participação de 40,07% no Consórcio Estreito Energia (Ceste), criado em 05.11.2002 para a implantação e exploração do Aproveitamento Hidrelétrico Estreito (AHE Estreito), que possui capacidade instalada de geração de 1.087 MW e 641,08 MW médios de energia assegurada (a energia assegurada será reduzida para 590,41 MW médios após a entrada em operação comercial da Usina Hidrelétrica Serra Quebrada, prevista para janeiro de 2017, de acordo com dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)). Os demais consorciados do Ceste são Companhia Vale do Rio Doce (30%), Estreito Energia S.A. (Grupo Alcoa – 25,49%) e Camargo Corrêa Geração de Energia S.A. (4,44%), sendo a liderança exercida pela SER. A concessão do AHE Estreito é compartilhada entre as consorciadas do Ceste, na proporção de suas respectivas participações no consórcio. O total dos aportes realizados pela GSELA na SER até a data da assinatura do contrato era de R$ 324 milhões.

Conforme previsto no artigo 256, § 1º da Lei das Sociedades Anônimas (LSA) e com base nos resultados apontados no Laudo de Avaliação, realizado pelo Banco Santander Brasil, foi definido que o preço de compra a ser pago pela Companhia à GSELA é de R$ 604 milhões, sendo (i) R$ 302 milhões pagos no prazo de até 30 dias contados da assinatura do contrato, atualizados monetariamente pela variação do IPCA e acrescidos de juros remuneratórios à taxa de 6% ao ano *pro rata temporis*, desde a presente data até a data de seu efetivo pagamento; e (ii) R$ 302 milhões pagos (a) até 31.07.2010, desde que obtidas as anuências prévias referidas a seguir, ou (b) caso as mesmas não tenham sido obtidas até 31.07.2010, em até 10 dias úteis após a obtenção da última anuência prévia necessária, atualizados monetariamente pela variação do IPCA e acrescidos de juros remuneratórios à taxa de 6% ao ano pro rata *temporis*, desde a presente data até a data de seu efetivo pagamento. A primeira parcela no montante atualizado de R$ 304 milhões foi paga no dia 19.01.2010.

A aquisição será submetida à ratificação pela assembleia geral de acionistas da Tractebel Energia, consoante o disposto no artigo 256, II, "b", da LSA. A ratificação da aquisição ensejará aos acionistas inscritos até a presente data nos registros da Companhia e que vierem a dissentir das deliberações da assembleia geral que deverá ser realizada para ratificar a aquisição, o direito de retirada, conforme tratado na LSA. Informações adicionais acerca do referido direito de retirada, tais como, valor patrimonial da ação para fins de reembolso, prazo e procedimentos a serem adotados pelos acionistas dissidentes, serão prestadas oportunamente, por ocasião da convocação da assembleia geral que deverá ser realizada para ratificar a aquisição.

A eficácia da aquisição estava sujeita a condições suspensivas usuais em transações dessa natureza, incluindo, mas sem limitação, a aprovação da aquisição pela Aneel a anuência de terceiros, incluindo o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e outras instituições financeiras credoras da SER, nos termos dos respectivos contratos de financiamento celebrados pela SER Dessa forma, o investimento será reconhecido pela Companhia após o atendimento de todas essas condições suspensivas estabelecidas no contrato.

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

Principais eventos societários no ano de 2010

Alienação do Projeto Seival

A Seival Participações S.A. (Seival) é uma holding de propósito específico, detentora de 99,99% do Capital Social da Usina Termelétrica Seival Ltda. (UTE Seival), sediada na cidade de Charqueadas (RS).

A UTE Seival é uma Sociedade de Propósito Específico constituída com o objetivo de implantar e explorar uma central geradora termelétrica a vapor, utilizando como combustível o carvão mineral, no Município de Candiota, Estado do Rio Grande do Sul, com até 540 MW de potência instalada. Até o presente momento e Sociedade não exerceu qualquer atividade operacional.

Em 30.05.2010 a Companhia assinou uma Carta Proposta para a venda do Projeto Seival, compreendendo a UTE Seival e a sua "holding" controladora a Seival.

O valor estabelecido na Carta Proposta é de até R$ 37 milhões, sujeito a descontos e ajustes decorrentes de dívidas, passivos e insubsistência ativas desconhecidas e não registradas que eventualmente venham a ser identificados na referida auditoria. Ainda conforme a Carta Proposta a Companhia já recebeu a título de adiantamento o valor de R$ 24 milhões. O prazo previsto para o fechamento da transação era de 180 dias a contar da data da aceitação da Carta Proposta, que ocorreu no dia 30.05.2010.

O Contrato de Venda foi assinado em 22.11.2010 e o valor da venda foi de R$ 37,8 milhões. A consumação da operação estará sujeita ao cumprimento de certas condições precedentes, incluindo anuência prévia da Aneel. A venda resultará em um ganho de capital de R$ 14,8 milhões que será reconhecido quando atendidas as condições anteriormente mencionadas

- Aquisição da SUEZ Energia Renovável S.A. (SER) – continuação

No mês de julho de 2010 foram atendidas todas as condições suspensivas estabelecidas no contrato de Compra e Venda das ações da SER, Em 19.10.2010 os acionistas minoritários representados na em Assembleia Geral Extraordinária (AGE) aprovaram por unanimidade a aquisição da SER. Cabe considerar que o acionista controlador da Companhia, GSELA, se absteve da votação. Em 25.10.2010 foi quitada a parcela remanescente no valor atualizado de R$ 329 milhões.

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

- Incorporação da Ponte de Pedra Energética S.A. (PPESA) pela Energia América do Sul Ltda. (EAS) e da EAS pela Tractebel Energia S.A.

O Conselho de Administração da Companhia aprovou a proposta de incorporação da PPESA pela sua controladora EAS, e desta também pela sua controladora, a Tractebel Energia S.A., nos termos dos "Protocolos de Incorporação e Instrumentos de Justificação para Incorporação". O objetivo da incorporação proposta será a redução da estrutura organizacional atual, diminuindo custos, aumentando o valor para os acionistas, racionalizando e otimizando os investimentos e facilitando a unificação, padronização e racionalização da administração geral dos negócios das sociedades envolvidas. A matéria foi submetida à apreciação da Assembléia Geral Extraordinária (AGE), realizada no dia 19.10.2010, e aprovada por unanimidade dos acionistas que votaram na Assembléia. Na mesma AGE foi aprovada a contratação da BDO Auditores Independentes para avaliar os patrimônios líquidos da Ponte de Pedra Energética S.A. e da Energia América do Sul Ltda. a serem incorporados.

Em 30.12.2010 foi realizada a Assembléia Geral Extraordinária da Companhia que aprovou a incorporação da PPESA pela EAS e da EAS pela Tractebel Energia e autorizou a Diretoria Executiva a praticar todos os atos necessários à consecução da operação de incorporação.

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

6.6 Pedidos de Falência

Não há protocolado nenhum pedido requerendo a nossa falência e/ou nossa recuperação judicial ou extrajudicial.

6.7 - Outras informações relevantes

6.7 Outras informações que a Companhia julga relevantes

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

7.1 Descrição sumária das atividades desenvolvidas pela Companhia e suas controladas

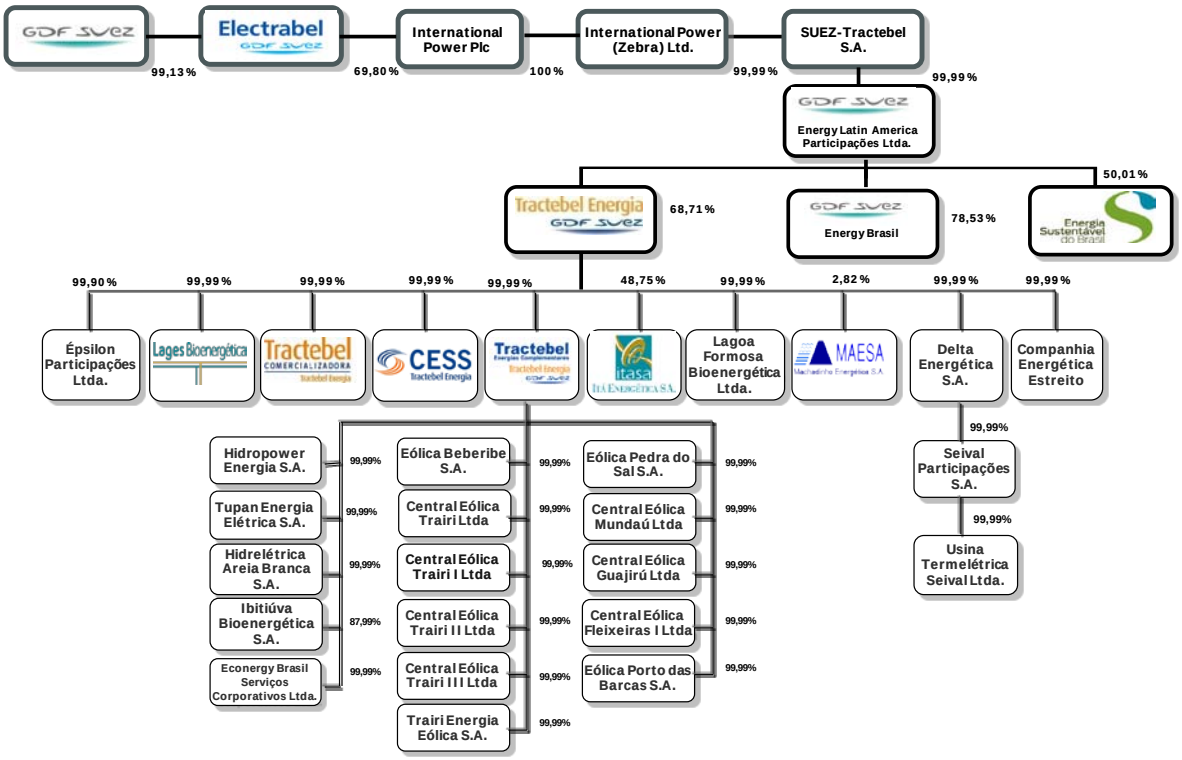
A Companhia é concessionária de uso de bem público, na condição de produtor independente, com sede em Florianópolis (SC), e tem como atividade a geração e comercialização de energia elétrica, cuja regulamentação está subordinada à Aneel, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME).

Objeto Social

A Companhia tem por objeto social: (i) realizar estudos, projetos, construção e operação de usinas produtoras de energia elétrica, bem como a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades; (ii) participar de pesquisas de interesse do setor energético, ligadas à geração e distribuição de energia elétrica, bem como de estudos de aproveitamento de reservatório para fins múltiplos; (iii) contribuir para a formação de pessoal técnico necessário ao setor de energia elétrica, bem como para a preparação de operários qualificados, através de cursos especializados; (iv) participar de entidades destinadas à coordenação operacional de sistemas elétricos interligados; (v) participar de associações ou organizações de caráter técnico, científico e empresarial de âmbito regional, nacional ou internacional, de interesse para o setor de energia elétrica; (vi) colaborar para a preservação do meio ambiente no exercício de suas atividades; (vii) colaborar com os programas relacionados com a promoção e incentivo à indústria nacional de materiais e equipamentos destinados ao setor de energia elétrica, bem como para sua normalização técnica, padronização e controle de qualidade; e (viii) participar, como sócio, quotista ou acionista, de outras sociedades no setor de energia.

Estrutura Societária

A estrutura societária da Tractebel Energia está apresentada no organograma abaixo. Como pode ser observado, a Companhia detém 99,99% da grande maioria dos seus investimentos, exceções feitas à participação minoritária de 2,82% na Machadinho Energética S.A. (Maesa) e à participação de 48,75% na controlada em conjunto Itá Energética S.A. (Itasa), empresa que detém a concessão para exploração da Usina Hidrelétrica Itá.



7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

Informações sobre as controladas

1) Itá Energética S.A. (Itasa) - controlada em conjunto

A Itasa tem como objetivo a exploração da Usina Hidrelétrica Itá em parceria através de consórcio, mediante concessão outorgada pela União Federal por intermédio da Aneel, com prazo de vigência de 35 anos, a partir de 28.12.1995. O empreendimento está situado no Rio Uruguai, na divisa dos Estados de Santa Catarina e do Rio Grande do Sul, e possui capacidade instalada de 1.450 MW e 720 MW médios de energia assegurada. Nos termos do Contrato de Consórcio, a controlada Itasa tem direito à quantidade de energia equivalente a 60,5% de 668 MW médios.

As ações representativas do Capital Social da Itasa são detidas pela Tractebel Energia, Companhia Siderúrgica Nacional (CSN) e Companhia de Cimento Itambé, na proporção de 48,75%, 48,75% e 2,50%, respectivamente.

2) Companhia Energética São Salvador (CESS)

A CESS detém a concessão da Usina Hidrelétrica São Salvador (UHSA), localizada no Rio Tocantins, nos Municípios de São Salvador do Tocantins e Paranã, no Estado de Tocantins, com potência mínima instalada de 243,2 MW e energia assegurada de 148,5 MW médios. O prazo da concessão é de 35 anos, contados a partir de 23.04.2002, data da assinatura do Contrato de Concessão.

Em outubro de 2006, a CESS comercializou no 3º Leilão de Energia Nova, por um período de 30 anos, que se iniciará em janeiro de 2011, 148 MW médios com empresas distribuidoras de energia elétrica que participam do Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

O início da operação comercial da primeira unidade geradora foi em agosto de 2009 e da segunda unidade no final do mês de novembro de 2009.

3) Lages Bioenergética Ltda. (Lages)

A Lages detém a autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) para, através da central geradora termelétrica Lages localizada no Município de Lages (SC), atuar como produtor independente de energia utilizando-se de um turbogerador a vapor de 28 MW que consome resíduos de madeira como combustível. A autorização para implantação e exploração do empreendimento tem prazo de 30 anos, a contar de 30.10.2002.

A Usina de Cogeração, no ano de 2006, obteve o registro no Comitê Executivo de Mecanismo do Desenvolvimento Limpo (MDL) da Organização das Nações Unidas (ONU) por utilizar resíduos de madeira para negociar créditos de carbono.

4) Tractebel Energia Comercializadora Ltda.

A Sociedade tem por objeto social a comercialização de energia elétrica no mercado de livre negociação, incluindo a compra, a venda, a importação e a exportação de energia elétrica, bem como a intermediação de qualquer dessas operações, a prática e a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades.

5) Energia América do Sul Ltda. (EAS) (Incorporada pela Companhia em 30.12.2010)

A EAS era uma controlada integral da Companhia que possuía o controle acionário da Ponte de Pedra Energética S.A. (PPESA), empresa que foi incorporada pela EAS em 30.12.2010. A PPESA por sua vez, detinha a concessão da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra, uma usina hidrelétrica com capacidade instalada de 176,1 MW (energia assegurada de 131,6 MW médios) que está em operação comercial desde setembro de 2005, localizada no Rio Correntes, Estado de Mato Grosso. A Usina possui isenção parcial do imposto de renda pelo prazo de 10 anos, a partir do exercício de 2006, por estar localizada em área incentivada da Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia (Sudam).

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

6) Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)

A TBLP, anteriormente denominada Gama Participações Ltda., tem por objeto social participar no capital e outras sociedades e concentrar os projetos referentes a energias alternativas de sua controladora Tractebel Energia.

As principais informações referentes às controladas da TBLP estão descritas a seguir:

6.1) Tupan Energia Elétrica S.A. (Tupan)

A Tupan detém autorização outorgada pela Aneel para explorar a Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Rondonópolis, com capacidade instalada de 26,6 MW, e está em operação comercial desde dezembro de 2007. A PCH está localizada em Rondonópolis (MT), no Rio Ponte de Pedra e, tem energia assegurada de 14 MW médios. A Tupan possui 118,36 GWh/ano de energia contratada com a Centrais Elétricas do Brasil S.A. (Eletrobras), através do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), até 2027, ao preço de R$ 159,20/MWh (base 31.12.2009).

6.2) Hidropower Energia S.A. (Hidropower)

A Hidropower detém autorização outorgada pela Aneel para explorar a PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha, com capacidade instalada de 23,7 MW, em operação comercial desde fevereiro de 2007. Localizada em Rondonópolis (MT), no Rio Ponte de Pedra, a PCH tem energia assegurada de 11,9 MW médios. A Hidropower possui 100,49 GWh/ano de energia contratada até 2027 com a Eletrobras, através do Proinfa, ao preço de R$ 159,20/MWh (base 31.12.2009).

6.3) Eólica Beberibe S.A. (Beberibe)

A Eólica Beberibe S.A. detém autorização outorgada pela Aneel para explorar o Parque Eólico Beberibe, com capacidade instalada de 25,60 MW e energia assegurada de 9,8 MW médios. Localizada em Beberibe (CE), possui 85,07 GWh/ano de energia contratada por 20 anos com a Eletrobras, através do Proinfa, ao preço de R$ 256,83/MWh (base 31.12.2009). A empresa entrou em operação comercial em setembro de 2008.

6.4) Eólica Pedra do Sal S.A. (Pedra do Sal)

A Eólica Pedra do Sal S.A. detém autorização outorgada pela Aneel para explorar o Parque Eólico Pedra do Sal, com capacidade instalada de 17,85 MW e energia assegurada de 8 MW médios. Localizada em Parnaíba (PI), possui 66,29 GWh/ano de energia contratada com a Eletrobras através do Proinfa, por 20 anos, ao preço de R$ 243,96/MWh (base 31.12.2009). A operação comercial da sociedade foi iniciada em dezembro de 2008.

6.5) Hidrelétrica Areia Branca S.A. (Areia Branca)

A Hidrelétrica Areia Branca S.A. detém autorização outorgada pela Aneel para explorar a PCH Areia Branca, com capacidade instalada de 19,8 MW. Localizada em Caratinga (MG), possui 90,84 GWh/ano de energia contratada por 20 anos com a Eletrobras, através do Proinfa, ao preço de R$ 159,51/MWh (base 31.12.2009). A operação comercial da sociedade foi iniciada no mês de março de 2010.

6.6) Econergy Brasil Serviços Corporativos Ltda. (EBSC)

A EBSC é uma sociedade prestadora de serviços administrativos e tecnológicos para a as empresas anteriormente mencionadas e foi adquirida em dezembro de 2008.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

6.7) Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)

A Ibitiúva foi constituída em 2008, para participar, através do Consórcio Andrade, do 1º Leilão de Energia de Reserva, promovido pela Aneel.

O Consórcio Andrade é formado pela Ibitiúva e pela Andrade Açúcar e Álcool S.A., controlada da Açúcar Guarani S.A. e, vendeu 20 MW médios de energia elétrica no referido Leilão, pelo preço atualizado de R$ 167,17/MWh (base 31.12.2009), a ser entregue por um período de 15 anos, a partir de 2010.

A energia elétrica vendida será gerada pela UTE Ibitiúva Bioenergética, nova denominação da Usina Termelétrica Destilaria Andrade, em fase final de implantação no Município de Pitangueiras (SP), que terá capacidade instalada de 33 MW e garantia física de 20 MW médios e, utilizará como combustível o bagaço resultante do processamento da cana-de-açúcar na unidade produtora de açúcar e etanol Andrade do Grupo Guarani. O investimento previsto para a construção da Usina foi de R$ 120 milhões com recursos próprios e através de financiamento que está em fase final de liberação pelo BNDES.

A entrada em operação comercial da usina ocorreu em maio de 2010.

6.8) Projetos de Geração de Energia Eólica

Em agosto de 2009, a TBLP adquiriu empresas que possuem projetos de geração de energia eólica denominado Projeto Trairí, cuja capacidade instalada é de 121,9 MW. Cinco desses projetos participaram do leilão de energia de reserva promovido pela Aneel em dezembro de 2009, porém não tiveram sua energia contratada.

Os projetos adquiridos possuem medições de vento, certificação de geração de energia, licenças ambientais prévias e contrato de arrendamento e, em fase de execução, estão os projetos básicos e de impacto ambiental, exigidos para a licença de instalação.

A Companhia está avaliando a melhor alternativa para viabilizar a implantação dos referidos projetos.

7) Lagoa Formosa Bioenergética Ltda. (Lagoa Formosa)

A Sociedade é controlada integral da Tractebel Energia e foi constituída com o objetivo de construir a Usina Cogeração São João, um empreendimento à biomassa de cana-de-açúcar em consórcio com a empresa Dedini Açúcar e Álcool Ltda. (Dedini), pertencente ao Grupo Dedini Agro.

Em setembro de 2007, a Dedini foi adquirida pelo grupo espanhol Abengoa, que optou por desfazer tal parceria, mediante o pagamento de uma multa de R$ 12,6 milhões.

A Lagoa Formosa não exerceu atividades operacionais até o presente exercício.

8) Delta Energética S.A. (Delta)

A Delta possui o controle da Seival Participações S.A. (Seival), uma holding de propósito específico, detentora de 99,99% do Capital Social da Usina Termelétrica Seival Ltda. (UTE Seival), sediada na cidade de Charqueadas (RS).

A aquisição da Seival teve como principal objetivou acrescentar ganhos ao desenvolvimento do projeto para exportação de energia ao Uruguai, uma vez que detém os direitos (incluindo autorização da Aneel, licença prévia e opção de compra de imóvel) para implantar e explorar uma termelétrica a carvão em Candiota (RS), com potência instalada de até 540 MW.

Em 30.05.2010, após conclusão das negociações preliminares, a Companhia assinou uma Carta Proposta para a venda do Projeto Seival, compreendendo a UTE Seival. e a sua "holding" controladora a Seival.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

O valor estabelecido na Carta Proposta é de até R$ 37 milhões, sujeito a descontos e ajustes em virtude da existência de dívidas, passivos e insubsistência ativa desconhecida que eventualmente venham a ser identificados na referida auditoria. Ainda conforme a Carta Proposta a Companhia recebeu a título de sinal o valor de R$ 24 milhões.

O prazo previsto para o fechamento da transação era de 180 dias a contar da data da aceitação da Carta Proposta, que ocorreu no dia 30.05.2010.

O Contrato de Venda foi assinado em 22.11.2010 e o valor da venda foi de R$ 37,8 milhões. A consumação da operação está sujeita ao cumprimento de certas condições precedentes, incluindo anuência prévia da Aneel. A venda resultará em um ganho de capital de R$ 14,8 milhões que será reconhecido quando atendidas as condições anteriormente mencionadas

Em 2009 as Sociedades não exercerem quaisquer atividades operacionais.

9) Companhia Energética Estreito – CEE (Anteriormente denominada SUEZ Energia Renovável S.A. - SER)

Em agosto de 2010 a Companhia, após o atendimento de todas as condições precedentes para a aquisição da CEE e a transferência das ações, registrou a aquisição em seu investimento. A CEE é detentora de participação de 40,07% no Consórcio Estreito Energia (Ceste), criado em 05.11.2002 para a implantação e exploração do Aproveitamento Hidrelétrico Estreito (AHE Estreito). A Usina tem capacidade instalada de geração de 1.087 MW e 641,08 MW médios de energia assegurada (a energia assegurada será reduzida para 590,41 MW médios após a entrada em operação comercial da Usina Hidrelétrica Serra Quebrada, prevista para janeiro de 2017, de acordo com dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Os demais consorciados do Ceste são Companhia Vale do Rio Doce (30%), Estreito Energia S.A. (Grupo Alcoa – 25,49%) e Camargo Corrêa Geração de Energia S.A. (4,44%), sendo a liderança exercida pela SER. A Usina Hidrelétrica Estreito, em construção no Rio Tocantins, está localizada na divisa dos estados de Tocantins e Maranhão e o início da operação comercial está previsto para o primeiro trimestre de 2011.

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

7.2 Segmento(s) Operacional(is) divulgados na(s)

A Companhia apresenta suas demonstrações financeiras considerando somente um segmento operacional, qual seja a geração e comercialização de energia elétrica gerada e comprada através de contratos de longo prazo, o qual concentra cerca de 99,58%, 99,46% e 98,63%, respectivamente, das receita total da Companhia nos anos de 2007, 2008 e 2009.

a. Produtos e serviços comercializados

Os produtos e serviços fornecidos pela Companhia estão diretamente relacionados com a energia elétrica.

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

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro					
Em R$ milhões	**2009**		**2008**		**2007**	
Segmento	**Receita líquida**	**% do total**	**Receita líquida**	**% do total**	**Receita líquida**	**% do total**
Energia Elétrica	3.497	98,5%	3.400	99,5%	3.017	99,7%

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

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro					
Em R$ milhões	**2009**		**2008**		**2007**	
Segmento	**Lucro líquido**	**% do total**	**Lucro líquido**	**% do total**	**Lucro líquido**	**% do total**
Energia Elétrica	1.134	98,5%	1.115	99,5%	1.046	99,7%

7.3 Produtos e serviços que correspondem aos segmentos operacionais divulgados no item "7.2"

a. Características do processo de produção

Produção de energia elétrica

A Companhia é detentora de um Parque Gerador composto por oito Usinas Hidrelétricas (UHE), seis Usinas Termelétrica (UTE) e seis Usinas classificadas como complementares, localizadas nos Estados de Santa Catarina, Paraná, Rio Grande do Sul, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Goiás, Tocantins, Piauí e Ceará. Das 21 Usinas, 18 pertencem integralmente à Companhia, de forma direta ou indireta, por meio de suas controladas, e duas são operadas pela Companhia por meio dos consórcios.

O quadro abaixo apresenta um resumo das informações sobre o Parque Gerador da Companhia:

Parque Gerador da Companhia

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)	
			Total	Participação (TBLE)
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.420,0	1.420,0
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.078,0	1.078,0
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0
Itá	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.450,0	1.126,9
Machadinho	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.140,0	403,9
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0	450,0
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2
Total - Hidrelétricas			**6.183,3**	**5.124,1**
Complexo Jorge Lacerda *	Termelétrica	Capivari de Baixo (SC)	857,0	857,0
Charqueadas	Termelétrica	Charqueadas (RS)	72,0	72,0
Alegrete	Termelétrica	Alegrete (RS)	66,0	66,0
William Arjona	Termelétrica	Campo Grande (MS)	190,0	190,0
Total - Termelétricas			**1.185,0**	**1.185,0**
Lages Bioenergética	Biomassa	Lages (SC)	28,0	28,0
Ibitiúva Bioenergética	Biomassa	Pitangueiras (SP)	33,0	18,3
Rondonópolis	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	26,6	26,6
José Gelazio da Rocha	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	23,7	23,7
Areia Branca	PCH	Rio Manhuaçu (MG)	19,8	19,8
Beberibe	Eólica	Beberibe (CE)	25,6	25,6
Pedra do Sal	Eólica	Parnaíba (PI)	18,0	18,0
Total - Complementares			**141,7**	**141,7**
Total			**7.543,0**	**6.469,1**

(*) Complexo composto por 3 usinas.

Todas as Usinas da Companhia encontram-se em operação com todas as licenças para funcionamento vigentes.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Desde a privatização, em setembro de 1998, a Companhia realizou investimentos na expansão e ampliação da confiabilidade de suas Usinas, consolidando sua atuação no setor elétrico brasileiro. Nesse mesmo período, a capacidade instalada exclusiva da Companhia (considerando as Usinas sob controle direto e indireto da Companhia e, ainda, a participação da Companhia nas UHE Itá e Machadinho) apresentou crescimento de 73,5%, passando de 3.719 MW para 6.451MW. Verificou-se, ainda, um aumento de 65% na energia assegurada da Companhia (considerando as Usinas sob controle direto e indireto da Companhia, incluindo a participação da Companhia nas UHE Itá e Machadinho), que passou de 2.143 MW médios para 3.541 MW médios.

A capacidade instalada total operada pela Companhia (considerando as Usinas sob controle direto e indireto da Companhia, bem como a totalidade da energia das UHE Itá e Machadinho) totaliza 7.510 MW, dos quais 82% oriundos de UHE, 16% de UTE e 2% de usinas cuja energia é proveniente de fontes complementares, o que corresponde a cerca de 6% do parque gerador de energia brasileiro. No mesmo período, a energia assegurada total operada pela Companhia (considerando as Usinas sob controle direto e indireto da Companhia, bem como a totalidade da energia das UHE Itá e Machadinho) é de 4.099MW médios.

De acordo com informações divulgadas pela Aneel, a Companhia é a maior geradora de energia elétrica do setor privado no Brasil em termos de capacidade instalada e energia assegurada, sendo as usinas operadas pela Companhia eram responsáveis por cerca de 7% da geração de eletricidade do Sistema Interligado Nacional (SIN), que por sua vez representa a quase totalidade do Brasil.

Índices de Geração

Em 2008, quando consideradas somente as Usinas já pertencentes à Companhia em 2007, a produção foi de 33.258 GWh ou 3.786 MW médios, uma redução de 1,8% em relação aos 33.858 GWh ou 3.865 MW médios registrados em 2007. Quando consideradas as Usinas adquiridas ao longo do ano, a produção atingiu 34.128 GWh ou 3.885 MW médios, um acréscimo de 0,8% em relação ao ano anterior, constituindo-se um novo recorde.

Em 2009 a produção total de energia elétrica da Companhia foi de 31.764 GWh ou 3.626 MW médios, cerca de 4,5% inferior ao volume produzido no mesmo período do ano anterior. Tal decréscimo foi devido, principalmente, às condições hidrológicas desfavoráveis, particularmente no primeiro semestre do ano na região Sul do país onde se concentra praticamente todo o parque hidrelétrico da empresa. Nas UHE, a produção total de energia ao final do exercício social encerrado em 31.12.2009 foi de 27.251 GWh, ou seja, 6,1% inferior à produção verificada no mesmo período de 2008, por conta das questões hidrológicas já comentadas. Nas UTE, que operaram principalmente, no atendimento ao consumo de carvão determinado pela Aneel, a produção de energia no exercício social encerrado em 31.12.2009 foi de 5.413 GWh, sendo 29,5% superior ao mesmo período do ano anterior, em parte visando também suprir a menor geração hidrelétrica do primeiro semestre na região Sul. Já as usinas classificadas como complementares produziram em 2009 um total de 333,5 GWh , sendo este valor 22,5% superior a total produzido em 2008.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Geração bruta medida nos 3 últimos exercícios:

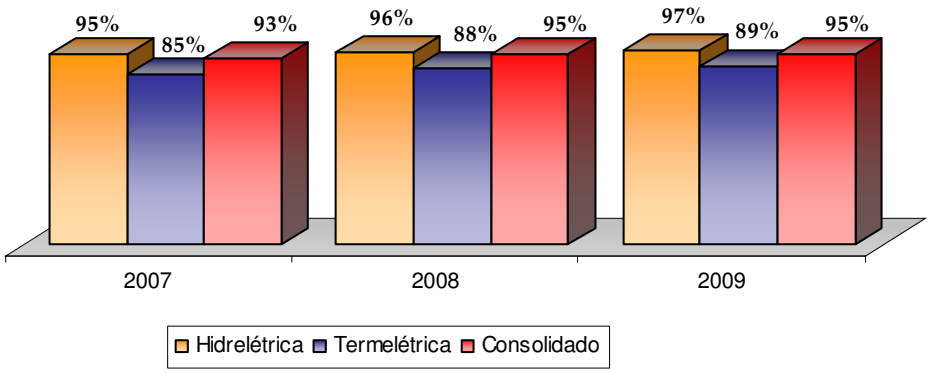
	Produção (GWh)		
Usinas	**2009**	**2008**	**2007**
Usina Hidrelétrica Salto Santiago (UHSS)	6.760	7.399	6.392
Usina Hidrelétrica Salto Osório (UHSO)	4.728	5.138	4.451
Usina Hidrelétrica Passo Fundo (UHPF)	988	879	1.188
Usina Hidrelétrica Itá (UHIT) (em consórcio)	6.777	7.042	8.466
Usina Hidrelétrica Machadinho (UHMA) (em consórcio)	4.799	5.026	6.012
Usina Hidrelétrica Cana Brava (UHCB)	1.574	2.305	2.349
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra (UHPP)	1.279	822	-
Usina Hidrelétrica São Salvador (UHSA)	346	-	-
Usinas Hidrelétricas Sub-total	**27.251**	**28.611**	**28.858**
Complexo Termelétrico Jorge Lacerda	3.918	4.956	4.527
Usina Termelétrica Charqueadas (UTCH)	261	279	339
Usina Termelétrica Alegrete (UTAL)	-	79	-
Usina Termelétrica William Arjona (UTWA)	-	99	67
Usinas Termelétricas Sub-total	**4.178**	**5.413**	**4.933**
Usina de Cogeração Lages (UCLA)	58	54	67
Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Rondonópolis (PHRO)	87	8	-
PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha (PHJG)	79	8	-
PCH Areia Branca (PHAB)	-	-	-
Usina Eólica Beberibe (UEBB)	61	34	-
Usina Eólica Pedra do Sal (UEPS)	47	-	-
Usinas de Fontes Complementares Sub-total	**334**	**104**	**67**
Total	**31.764**	**34.128**	**33.858**

Em 2007, o consumo total do mercado atendido pela Companhia foi de cerca de 39.830 MW médios, sendo a Companhia responsável pela produção de 3.865 MW médios, correspondendo a aproximadamente 9,7% do total de aludido mercado naquele ano. Nesse mesmo período, a produção da Companhia representou cerca de 7,7% de toda energia requerida pelo SIN. Em 2008, o consumo total desse mercado foi de cerca 40.672 MW médios, sendo a Companhia responsável pela produção de 3.885 MW médios, correspondendo a aproximadamente 9,6% do consumo total daquele ano. Nesse mesmo período, a produção da Companhia representou cerca de 7,7% de toda energia requerida pelo SIN. Em 2009 o consumo total do somatório do mercado Sul, Sudeste e Centro Oeste foi de cerca 39.512 MW médios, sendo a Companhia responsável pela produção de 3.626 MW médios, correspondendo a aproximadamente 9,2% do consumo total daquele ano. Nesse mesmo período, a produção da Companhia representou cerca de 7,2% de toda energia requerida pelo SIN.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Das informações disponíveis do setor elétrico nacional e de órgãos como o *Electric Power Research Institute* (EPRI), o Parque Gerador da Companhia está entre os que possuem o melhor desempenho operacional, apresentando baixos índices de indisponibilidade forçada (tempo que a usina fica fora do sistema para efetuar manutenção corretiva). Referido desempenho resulta dos investimentos da Companhia em manutenções preventivas planejadas e repotencializações das Usinas.

A disponibilidade total das Usinas durante os anos indicados está apresentada no gráfico abaixo:



Observação: as Usinas Complementares no ano de 2009 tiveram disponibilidade de 89%

Geração Hidrelétrica - Usinas em Operação

Usina Hidrelétrica Salto Santiago: A UHSS tem capacidade instalada de 1.420 MW e energia assegurada de 723 MW médios, possuindo 4 unidades geradoras de 355 MW cada. Está situada no curso principal do Rio Iguaçu, no Estado do Paraná, no município de Saudade do Iguaçu. O início das atividades ocorreu em 1980, sendo que a primeira das 4 unidades geradoras foi disponibilizada por para despacho do ONS em dezembro de 1980 e a quarta, em setembro de 1982.

Usina Hidrelétrica Salto Osório: A UHSO tem capacidade instalada de 1.078 MW e energia assegurada de 522 MW médios, possuindo 6 unidades geradoras, sendo 4 de 182 MW e 2 com 175 MW cada. Está situada no curso principal do Rio Iguaçu, no Estado do Paraná, no município de Quedas do Iguaçu. O início das atividades ocorreu em 1975, sendo que a primeira das 6 unidades geradoras foi disponibilizada por para despacho do ONS em outubro de 1975 e a sexta, em junho de 1981.

Usina Hidrelétrica Passo Fundo: A UHPF tem capacidade instalada de 226 MW e energia assegurada de 119 MW médios, possuindo 2 unidades geradoras de 113 MW cada. Está situada ao norte do Rio Grande do Sul, no município Entre Rios do Sul. O início da operação ocorreu no ano de 1973, sendo que a primeira unidade geradora foi disponibilizada por para despacho do ONS em março de 1973 e a segunda, em junho de 1973.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Usina Hidrelétrica Itá:. A UHIT, é um empreendimento em conjunto com o Consórcio Itá, tem capacidade instalada de 1.450 MW e energia assegurada de 720 MW médios, possuindo 5 unidades geradoras de 290 MW cada. Está situada no Rio Uruguai, na divisa dos municípios de Itá (SC) e Aratiba (RS), aproveitando um desnível de 105 metros entre a foz do Rio Apuaê e a foz do Rio Uvá. O início de operação ocorreu no ano 2000, sendo que a primeira das 5 unidades geradoras foi disponibilizada por para despacho do ONS em julho de 2000 e a quinta, em março de 2001.

A UHIT é o 1º empreendimento hidrelétrico no trecho brasileiro do Rio Uruguai. Foi construída por meio de um consórcio entre a Companhia e sua controlada Itasa, sendo que a operação e a manutenção são realizadas pela Companhia. A Companhia detém 39,5% do Consórcio Itá enquanto a Itasa detém os 60,5% restantes. O controle da Itasa é dividido entre a Companhia e a CSN, cada uma com 48,75% do capital social, sendo que os outros 2,5% do capital social pertenciam à Cimento Itambé S.A. (Itambé).

Até 2003, a energia assegurada total da UHIT era de 741 MW médios. A partir de 2003 considerou-se 720 MW médios, conforme Resolução Aneel n.º 232/99. Entretanto, no contrato de constituição do consórcio entre a Companhia e a Itasa, foi considerada uma energia assegurada de 668 MW médios. A Itasa tem direito a 60,5% de 668 MW médios, ou seja, 404,14 MW médios. Os outros 39,5% de 668 MW médios, ou seja, 263,86 MW médios, acrescidos de (i) 52 MW médios, que correspondem à diferença entre a energia assegurada total de 720 MW médios e a energia assegurada no contrato de constituição de consórcio de 668 MW médios, e (ii) 197,02 MW médios que correspondem à participação da Companhia na Itasa (48,75% de 404,14 MW médios), totalizando 513 MW médios, são inteiramente da Companhia.

A Itasa comercializa a porção da energia a que faz jus com a Companhia, a CSN e a Itambé, por meio dos Contratos de compra e venda de energia, assinados em 2001 e vigentes até 2030.

Usina Hidrelétrica Machadinho: A UHMA tem capacidade instalada de 1.140 MW e energia assegurada de 529 MW médios, possuindo 3 unidades geradoras de 380 MW cada. Está situada no Rio Pelotas, na divisa dos Estados do Rio Grande do Sul e de Santa Catarina, entre os municípios de Maximiliano de Almeida e Piratuba. O início das operações ocorreu em 2002, sendo que a primeira das 3 unidades geradoras foi disponibilizada por para despacho do ONS em fevereiro de 2002 e a terceira, em abril julho de 2002.

A UHMA foi construída por meio de consórcio entre grandes empresas brasileiras, inclusive do setor energético (Tractebel Energia, Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), Alcoa Alumínio S.A., Camargo Corrêa Cimentos S.A., Companhia Brasileira de Alumínio, Votorantim Cimentos Brasil Ltda., Valesul Alumínio S.A. e Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas) e tem a sua operação e manutenção sob a responsabilidade da Tractebel Energia detentora direta e indiretamente de 19,28% do empreendimento.

A energia assegurada total da UHMA era de 529 MW médios. Entretanto, no contrato de constituição do consórcio, foi considerada uma energia assegurada de 473 MW médios. Desses, os acionistas da Maesa tem direito a 83,06% (destes, 2,82% pertenciam à Companhia), ou seja 392,87 MW médios (destes, 11,09 MW médios pertenciam à Companhia), que correspondiam a sua parte na energia assegurada da UHMA. Os outros 16,94%, ou seja, 80,13 MW médios, acrescidos de 56 MW médios, que correspondiam à diferença entre a energia assegurada total da UHE (529 MW médios) e a energia assegurada no contrato de constituição do consórcio (473 MW médios), totalizando 136,13 MW médios, eram inteiramente da Companhia. Isto posto, pode-se afirmar que 147,22 MW médios de energia assegurada da UHMA pertencem à Companhia.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Usina Hidrelétrica Cana Brava: A UHCB tem capacidade instalada de 450 MW e energia assegurada de 273,5 MW médios, possuindo 3 unidades geradoras de 150 MW cada. Está localizada no Rio Tocantins, Estado de Goiás, entre os municípios de Minaçu, Cavalcante e Colinas do Sul. A operação da usina teve início em 2002, sendo que a primeira das 3 unidades geradoras foi disponibilizada para despacho do ONS em maio de 2002 e a terceira, em setembro de 2002.
A concessão da UHCB estava sob a responsabilidade da Companhia Energética Meridional (CEM), que era controlada integralmente pela Companhia. Em decorrência da incorporação da CEM, em 28.03.2008, a UHCB passou a compor diretamente os ativos de geração da Tractebel Energia.

Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra: A UHPP tem capacidade instalada de 176,1 MW e energia assegurada de 131,1 MW médios, possuindo 3 unidades geradoras de 58,7 MW cada. Está situada no curso principal do Rio Correntes, no Estado do Mato Grosso, no município de Sonora. A operação da usina teve início em 2005, sendo que a primeira das 3 unidades geradoras foi disponibilizada para despacho do ONS em julho de 2005 e a terceira, em setembro de 2005. A produção total da usina está vendida até 2025 através de um contrato de 20 anos com a Cemig Distribuição S.A. (Cemig).

PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha: A PHJG tem Capacidade Instalada de 23,7 MW e energia assegurada de 11,9 MW médios, com 3 unidades geradoras de 7,9 MW cada. Está situada no curso principal do Ribeirão Ponte de Pedra, no município de Rondonópolis (MT). O início das atividades ocorreu em fevereiro de 2007.

PCH Rondonópolis: A PHRO tem capacidade instalada de 26,6 MW e energia assegurada de 14 MW médios, com 3 unidades geradoras de 8,9 MW cada. A PHRO está situada no curso principal do Ribeirão Ponte de Pedra, no município de Rondonópolis (MT). O início das atividades da PCH ocorreu em dezembro de 2007.

PCH Areia Branca: A PHAB tem capacidade instalada de 19,8 MW e energia assegurada de 10,9 MW médios, com 2 unidades geradoras de 9,8 MW cada. Está situada no curso principal do Manhuaçu, localizada entre os municípios de Caratinga e Ipanema (MG). As duas unidades geradoras foram disponibilizadas para inicio de operação comercial em março de 2010.

Geração Termelétrica - Usinas em Operação

As usinas termelétricas caracterizam-se por produzir energia elétrica a partir da energia térmica liberada por reações químicas ou nucleares. Os combustíveis mais utilizados para movimentar, direta ou indiretamente, os geradores das usinas termelétricas são os derivados de petróleo (óleo diesel e combustível e resíduos asfálticos), o carvão mineral, o gás natural e os combustíveis nucleares. Em processos de co-geração (tecnologia que visa maior eficiência da geração termelétrica) é comum a utilização de combustíveis ecologicamente corretos denominados biomassa, como bagaço de cana-de-açúcar, casca de arroz, resíduos de madeira e outros.

Complexo Termelétrico Jorge Lacerda: O CTJL possui o maior potencial termelétrico a carvão da América Latina. Localiza-se no município de Capivari de Baixo, Santa Catarina, e possuí capacidade instalada de 857 MW. É constituído por 3 usinas termelétricas (UTLA, UTLB e UTLC) e 7 unidades geradoras, tendo sido construído com o objetivo básico de aproveitar o carvão mineral catarinense. As operações das UTLA, B e C tiveram início em 1965, 1979 e 1996, respectivamente e a produção é destinada, principalmente, ao abastecimento energético do litoral sul e leste do Estado de Santa Catarina.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Usina Termelétrica Charqueadas: A UTCH está localizada no município de Charqueadas, Rio Grande do Sul, próximo a Porto Alegre, um importante centro consumidor de energia elétrica. É movida a carvão mineral, sendo constituída por 4 unidades geradoras com a capacidade instalada total de 72 MW. As operações da UTCH tiveram início em 1962, sendo que a primeira das 4 Unidades Geradoras foi disponibilizada para despacho do ONS em janeiro de 1962 e a quarta, em março de 1969. A produção da UTCH visa garantir o abastecimento energético da região da grande Porto Alegre, no Estado do Rio Grande do Sul.

Usina Termelétrica Alegrete: A UTAL fica situada à margem direita do rio Ibirapuitã, junto à cidade de Alegrete, no Rio Grande do Sul. É movida a óleo combustível, sendo constituída por 2 unidades geradoras com capacidade instalada, de 66 MW. O início das operações ocorreu em 1968, sendo que ambas as unidades geradoras foram disponibilizadas para despacho do ONS em setembro de 1968. A produção da UTAL visa garantir o abastecimento energético da região oeste do Estado do Rio Grande do Sul.

Usina Termelétrica William Arjona: A UTWA localiza-se no município de Campo Grande, Estado do Mato Grosso do Sul, e possuí capacidade instalada de 190 MW. É constituída por 5 conjuntos turbogeradores que utilizam gás natural como combustível, podendo também utilizar óleo diesel. A UTWA foi a primeira usina do Brasil a utilizar o gás do Gasoduto Brasil-Bolívia como combustível na geração de energia elétrica. As operações da UTWA tiveram início em 1999, sendo que a primeira das 5 unidades geradoras foi disponibilizada para despacho do ONS em março de 1999 e a quinta, em julho de 2002. A produção da UTWA permite garantir o atendimento ao crescimento da demanda de energia nos horários de pico, evitando cortes no fornecimento aos consumidores no Estado do Mato Grosso do Sul.

Unidade de Co-geração

A co-geração corresponde a uma tecnologia desenvolvida com a finalidade de se obter maior eficiência energética na produção das usinas termelétricas. Essa eficiência é buscada em virtude do fato de que a maior parte da energia contida no combustível usado nos geradores é transformada em calor e perdida para o meio-ambiente, sendo que apenas 40,0% da energia do combustível é transformada em energia elétrica.

Na co-geração, o calor produzido na geração de energia elétrica é utilizado, sob forma de vapor, em indústrias e prédios comerciais que necessitam de calor (vapor ou água quente) em seu processo produtivo. Dessa forma, o consumidor economiza o combustível que necessitaria para produzir o calor do processo. A eficiência energética na co-geração é bem mais elevada, uma vez que torna útil até 85,0% da energia do combustível.

Além disso, em processos de co-geração é comum a utilização de combustíveis ecologicamente corretos denominados biomassa, como bagaço de cana-de-açúcar, casca de arroz, resíduos de madeira e outros.

Unidade de Cogeração Lages: A UCLA é usina de cogeração movida à biomassa, ou seja, produz energia elétrica a partir dos resíduos de madeira oriundos das indústrias madeireiras da região de Lages, em Santa Catarina, minimizando os riscos de contaminação ambiental e incêndios. Possui capacidade instalada de 28 MW e capacidade de fornecimento de 25 t/h de vapor. As operações da UCLA tiveram início em dezembro de 2003, sendo a produção de energia destinada, principalmente, ao abastecimento energético do planalto do Estado de Santa Catarina.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Por utilizar os resíduos de madeireiras (energia renovável) da região como combustível, o sistema de operação da UCLA foi aprovado pelo Banco Mundial como um projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), desenvolvido no âmbito do Protocolo de Kyoto. Assim, por meio do sistema de operação são gerados créditos de carbono para venda pela Companhia, sendo que parte destes créditos futuros foram negociados com o Banco Mundial.

Parque Eólico Beberibe: O Parque Eólico Beberibe localiza-se no município de Beberibe (CE) e possui capacidade instalada de 25,6 MW e energia de referência de 85,43 GWh / Ano. O Parque Eólico Beberibe é constituído por 32 aerogeradores que se utilizam da força dos ventos para a geração de energia. As operações do Parque Eólico Beberibe tiveram início em setembro de 2008, sendo sua produção de energia destinada, principalmente, ao abastecimento energético do litoral cearense.

Parque Eólico Pedra do Sal: O Parque Eólico Pedra do Sal localiza-se no município de Parnaíba (PI) e possui capacidade instalada de 18 MW e energia de referência de 68,46 GWh / Ano. O Parque Eólico Pedra do Sal é constituído por 20 aerogeradores que se utilizam da força dos ventos para a geração de energia. As operações do Parque Eólico Pedra do Sal tiveram início em dezembro de 2008, sendo sua produção de energia destinada, principalmente, ao abastecimento energético do litoral piauiense.

Unidade de geração de energia a biomassa de Cana-de-açúcar

A unidade de geração de energia a Biomassa é semelhante a uma unidade de co-geração, tendo como única diferença a geração única e exclusiva de energia para entrega ao sistema interligado. Devido ao combustível utilizado, essa unidade de geração deve ser localizada próxima a uma usina de açúcar e álcool para se utilizar do resíduo da sua produção.

Usina Termelétrica Ibitiúva Bioenergética (nova denominação da Usina Termelétrica Destilaria Andrade): Em 22.11.2007, a Companhia assinou um "Memorando de Entendimentos" com a Andrade Açúcar e Álcool S.A., do Grupo Açúcar Guarani S.A., para analisar a implantação de projetos de geração de energia em parceria. Em 31.07.2008, a Companhia e a Andrade Açúcar e Álcool S.A. concluíram a assinatura dos contratos para efetivação do Consórcio Andrade, visando participar do Leilão de Energia de Reserva. Adicionalmente, um contrato foi negociado para a construção da UTE Ibitiúva Bioenergética com a Koblitz S.A., com cláusula resolutiva referente à venda da energia gerada pela da UTE Ibitiúva Bioenergética no Leilão de Energia de Reserva.

Em 14.08.2008, foi realizado o Leilão de Energia de Reserva e a UTE Ibitiúva Bioenergética vendeu 20 MW médios de energia, a ser entregues por um período de 15 anos a partir de abril de 2010 A UTE Ibitiúva Bioenergética está localizada na cidade de Pitangueiras (SP) e entrou em operação em maio de 2010.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Percentuais já depreciados dos principais equipamentos das usinas em 31.12.2009:

Usina	Entrada em Operação	% Depreciação Média
Hidrelétricas		
Usina Hidrelétrica Salto Santiago (UHSS)	1980	82,93
Usina Hidrelétrica Salto Osório (UHSO)	1975 a 1981	74,00
Usina Hidrelétrica Passo Fundo (UHPF)	1973	79,72
Usina Hidrelétrica Itá (UHIT) (em consórcio)	2000 e 2001	25,05
Usina Hidrelétrica Machadinho (UHMA) (em consórcio)	2002	20,59
Usina Hidrelétrica Cana Brava (UHCB)	2002	19,93
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra (UHPP)	2005	12,84
Usina Hidrelétrica São Salvador (UHSA)	2009	1,41
Térmicas		
Usina Termelétrica Jorge Lacerda A (UTLA) (unidades I a IV)	1965 a 1974	62,59
Usina Termelétrica Jorge Lacerda B (UTLB) (unidades V e VI)	1979 e 1980	84,63
Usina Termelétrica Jorge Lacerda C (UTLC) (unidade VII)	1997	56,34
Usina Termelétrica Charqueadas (UTCH)	1962	81,96
Usina Termelétrica Alegrete (UTAL)	1968	89,31
Usina Termelétrica William Arjona (UTWA)	1999 e 2001	47,84
Complementares		
Usina de Cogeração Lages (UCLA)	2003	23,99
Pequena Central Hidrelétrica Rondonópolis (PHRO)	2007	7,94
Pequena Central Hidrelétrica Eng. José Gelazio da Rocha (PHJG)	2007	10,39
Usina Eólica Beberibe (UEBB)	2008	6,67
Usina Eólica Pedra do Sal (UEPS)	2008	4,63

Riscos de interrupção da produção

A interrupção da produção de energia está relacionada diretamente com o desempenho dos equipamentos das usinas, quando o desligamento não é fruto de uma decisão do ONS.

Os riscos inerentes ao processo de produção da Tractebel Energia podem ser expressos pelos seguintes indicadores de desempenho: taxa de falha e indisponibilidade das unidades geradoras. As indisponibilidades podem ser classificadas em dois grupos principais: programadas e forçadas.

As indisponibilidades programadas são decorrentes de paralisações para manutenções de unidades geradoras, seguindo rigorosos cronogramas que são antecipadamente negociados com o ONS com o objetivo de minimizar ou evitar os impactos no sistema elétrico, portanto, o impacto das mesmas nos negócios da empresa pode ser considerado de baixíssimo risco ou até risco zero.

As indisponibilidades forçadas são aquelas que fogem da programação acima e são oriundas de ocorrências que provocam ou requerem parada da unidade geradora ou a limitação parcial da capacidade de produção de energia, fora dos prazos de programação pré definidos pelo ONS.

A taxa de falha expressa a incidência de desligamentos forçados. A análise desse índice leva em consideração a origem da falha e seu impacto no sistema elétrico, que pode ser externo ou interno à instalação.

De acordo com a estratégia de contratação de seguro, a Companhia está totalmente protegida contra perdas por lucro cessante causadas por sinistros que originem interrupção de produção de energia.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

b. Características do processo de distribuição

A Tractebel Energia não é responsável pela distribuição da energia que gera e fornece a seus clientes. A distribuição da energia elétrica produzida pela Tractebel Energia para atendimento de seus clientes é de responsabilidade das empresas de transmissão e distribuição do Sistema Elétrico Nacional, dentro das normas de funcionamento do setor, conforme mencionado no item 7.5 deste Formulário.

c. Características dos mercados de atuação:

Mercado de Atuação

A Companhia é concessionária autorizada a prestar serviços de geração e comercialização de energia elétrica, sendo a maior geradora de energia elétrica do setor privado brasileiro em termos de capacidade instalada e energia assegurada, de acordo com as informações da Aneel.

A Companhia atua predominantemente no mercado brasileiro, sendo pequena e indireta a sua atuação no mercado externo. Em 31.12.2009, no Brasil, a Companhia atendia consumidores livres localizados nos Estados de São Paulo, Goiás, Paraná, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Mato Grosso do Sul, Mato Grosso, Minas Gerais, Santa Catarina e Espírito Santo, além de distribuidoras nas regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste, bem como comercializadoras de energia. Nessa mesma data, a Companhia atuava indiretamente no mercado externo, por meio de venda de energia elétrica no mercado interno para exportação. Essa atuação ocorre por meio de agentes exportadores, tais como a Cien, que negocia com a Argentina, e a Tradener Ltda., que negocia com o Uruguai.

Independentemente do papel desempenhado pela Companhia nesse segmento de mercado, a mesma não depende do mercado externo para a condução dos seus negócios, o qual tem impacto pequeno nas suas receitas.

As regras e legislação aplicáveis ao mercado de energia elétrica no Brasil estão mencionadas no item 7.5 deste Formulário. Não há nenhum incentivo fiscal aplicável exclusivamente às empresas de energia elétrica, bem como não há dependência significativa de mão-de-obra especializada e de tecnologia utilizada pela Companhia.

Relacionamento com Clientes

A Companhia estabeleceu a diversificação de sua base de clientes como parte de sua estratégia de negócios, com enfoque nos Consumidores Livres. Como resultado, a participação desse segmento no total das vendas físicas foi de 34% em 2007, mesmo número atingido em 2008, e caiu para 26% no total em 2009 em função do início de fornecimento de novos contratos com distribuidoras no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

É estratégia da Companhia aumentar a participação do segmento de consumidores livres em sua carteira de contratos. Para tanto, adota uma política ativa de fidelização de clientes que possibilita a adequação da compra de energia ao processo produtivo de cada consumidor. Adicionalmente, um dos serviços prestados no âmbito dessa política é a auditoria energética, cujo objetivo é garantir máxima eficiência na utilização da energia de clientes selecionados. Com isso, a Companhia alcança padrão diferenciado de relacionamento com esses clientes, ao mesmo tempo em que atua na otimização dos volumes de energia disponibilizados para venda.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Um dos principais instrumentos de fidelização de clientes utilizado nos últimos anos foi a continuidade do "Programa de Relacionamento com o Cliente", que consiste em ampla gama de iniciativas, tais como visitas às usinas da Companhia, envio periódico de informações sobre o ambiente de contratação livre (boletins técnicos e *newsletter* eletrônica), disponibilização de serviços exclusivos para o cliente na página da Companhia na internet ("Clientes *Online*") e os "Encontros Tractebel", que são basicamente eventos com apresentações sobre temas de interesse para os clientes, com ênfase no mercado livre.

O resultado de referidas ações de fidelização, dentre outras, é aferido bianualmente mediante realização de "Pesquisa de Satisfação do Cliente", aplicada por consultores independentes. A última pesquisa, realizada em dezembro de 2008, apontou crescimento do índice de satisfação (percentual de clientes muito satisfeitos), que atingiu 69,3%, contra 66,5% em 31.12.2007. A próxima pesquisa está planejada para o segundo semestre de 2010.

Os objetivos buscados pela Companhia na área comercial são: (i) promover a maximização e eficiência da carteira por meio da flexibilização de preços, prazos e condições; (ii) manter sólido relacionamento com os clientes e cultivar maior aproximação dos mesmos; e (iii) possuir maior previsibilidade do fluxo de caixa de longo prazo, objetivando obter maior porcentagem do mercado consumidor, celebrando contratos tanto no ambiente regulado como no mercado livre.

i. participação em cada um dos mercados

Principais Mercados

A Tractebel Energia possui uma carteira de clientes diversificada, formada por empresas distribuidoras de energia elétrica, consumidores livres e empresas comercializadoras de energia elétrica, situadas nos Submercados Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil.

A receita operacional bruta da Companhia composta por natureza de clientes, é a seguinte:

	2009		2008		2007	
Em R$ milhões	**Valor**	**%**	**Valor**	**%**	**Valor**	**%**
Mercado nacional						
Distribuidoras	2.272.501	58,47	1.763.889	46,50	1.779.986	52,90
Consumidores livres	878.846	22,62	1.059.455	27,93	929.246	27,62
Comercializadoras	555.841	14,30	619.192	16,32	406.129	12,82
CCEE	65.075	1,67	295.971	7,80	39.237	1,17
Outras	53.395	1,38	20.421	0,54	13.938	0,41
	3.825.658	**98,44**	**3.758.928**	**99,09**	**3.168.536**	**94,92**
Mercado externo						
Exportação de energia	**60.661**	**1,56**	**34.395**	**0,91**	**169.761**	**5,08**
	3.886.319	**100,00**	**3.793.323**	**100,00**	**3.338.297**	**100,00**

Os clientes distribuidoras de energia que em 31.12.2009 participavam individualmente em percentual superior a 5% na receita operacional bruta da Companhia são os seguintes: Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. (Celesc), Rio Grande Energia S.A. (RGE), Cemig Distribuição S.A., CPFL Comercialização Brasil S.A. e Companhia Paulista de Força e Luz.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Dentre os clientes livres atendidos pela Companhia, destacam-se empresas que atuam nos setores de papel e celulose, fertilizantes, gases industriais, petroquímico, automobilístico, alimentício, metalurgia e serviços, supridos por meio de Contratos adaptados às suas necessidades, flexíveis em relação ao volume e tempo de duração.

Setor	% MWh
Fabricação de Produtos Químicos (exceto Gases Industriais e Produtos Químicos Orgânicos)	16,6
Fabricação e Montagem de Veículos Automotores, Reboques e Carrocerias	15,4
Fabricação de Gases Industriais	11,5
Fabricação de Celulose, Papel e Produtos de Papel	10,0
Siderurgia	8,2
Produtos Químicos Orgânicos	8,1
Fabricação de Produtos Alimentícios e Bebidas	5,5
Mineração	4,9
Outros	19,8
Total	**100,0**

Em 31.12.2009 a Companhia atendia aproximadamente 140 unidades consumidoras no segmento de Consumidores Livres, localizadas nos Estados de São Paulo, Goiás, Paraná, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Mato Grosso do Sul, Mato Grosso, Minas Gerais, Santa Catarina e Espírito Santo,.Dentre os Consumidores Industriais atendidos pela Companhia, destacavam-se: ArcelorMittal, Braskem, Fosfértil, White Martins, Volkswagen, Bayer, Brasil Foods (BRF), Stora Enso , Tupy entre outros.

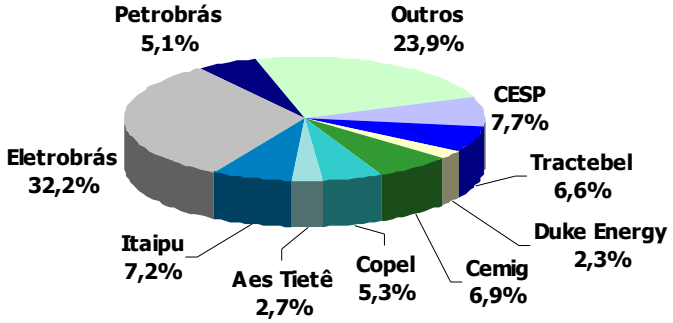
O preço de venda da energia elétrica dos Contratos Bilaterais firmados entre a Companhia e Consumidores Livres são livremente negociados. Por força de Lei, todas as novas vendas para distribuidoras são feitas por leilões regulados pelo Governo, buscando-se o menor preço de compra. A Companhia ainda possui contratos bilaterais com distribuidoras, remanescentes do modelo anterior do Setor Elétrico. Os Contratos Bilaterais dispõem de mecanismo que visa inibir a rescisão pelos respectivos compradores ao estabelecer multa rescisória que leva em consideração o valor remanescente do contrato. A totalidade dos contratos de venda de longo prazo são reajustados anualmente pelos índices de inflação IGP-M ou IPCA.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

ii. condições de competição nos mercados

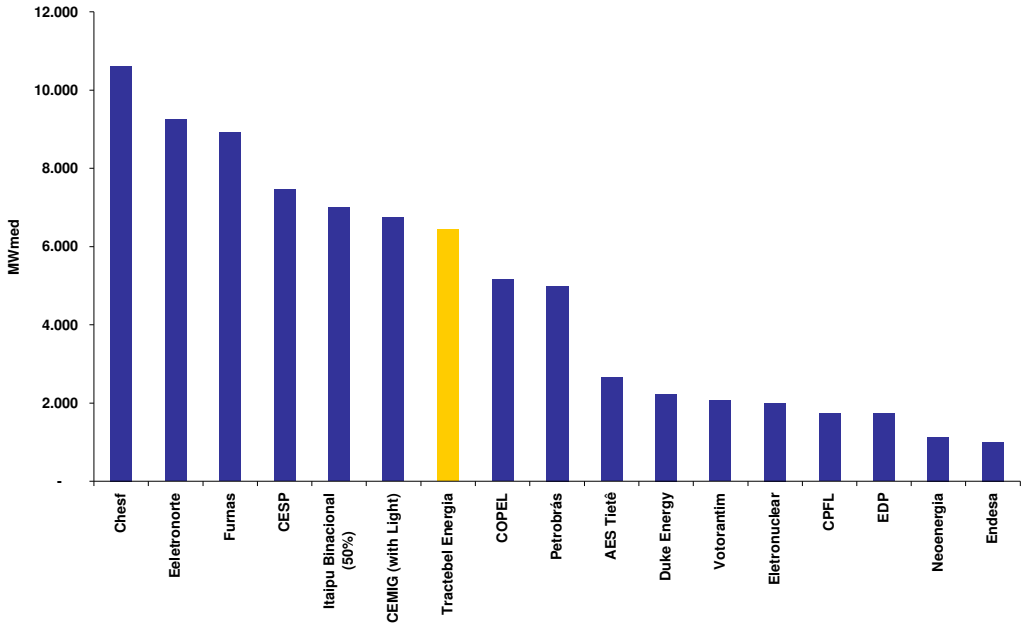
O setor elétrico brasileiro é caracterizado pela atuação das companhias estatais, principalmente no que se refere à geração de energia elétrica, segmento de atuação da Companhia.

Em 31.12.2009, a Companhia possuía Capacidade Instalada de 6.432 MW, o que correspondia a uma participação de 6,6% no mercado brasileiro de energia elétrica. Além da Eletrobras, os principais concorrentes da Companhia eram: Companhia Paranaense de Energia (COPEL), Companhia Energética de São Paulo (CESP), Petrobras, CPFL Energia, Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), AES Tietê, Neoenergia, EDP Energias do Brasil e Duke Paranapanema.



Os principais clientes da Companhia são Distribuidoras, Consumidores Livres e Comercializadoras de energia elétrica, situados nos sistemas elétricos Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil.

O gráfico abaixo, elaborado com base em dados da Aneel, do ONS e das próprias empresas, apresenta a Capacidade Instalada, em MW, das principais Geradoras do setor elétrico brasileiro na Capacidade Instalada do País em 31.12.2009:



7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Posicionamento no mercado competitivo

A Tractebel Energia vem sustentando nos últimos anos a sua posição de principal geradora privada do país. Ao longo de 2010, entraram em operação comercial a Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca e a Usina Termelétrica Ibitiúva Bioenergética, cujo combustível é o bagaço de cana. A atual capacidade instalada da Companhia, incluindo a participação nos consórcios Ita, Machadinho e adicionando a energia da Usina Termelétrica Ibitiúva Bioenergética, é de 6.469 MW, dos quais aproximadamente 79,0% em usinas hidrelétricas, 18,5% em termelétricas e 2,5% em energias alternativas.

Com a entrada em operação da Usina Hidrelétrica Estreito, prevista para o primeiro trimestre de 2011, a Capacidade Instalada da Companhia passará para 6.905 MW.

Esse composto é compatível com o nível de risco desejado pela Companhia e permite a formação de preços altamente competitivos. A localização das usinas (Sul e Centro-Oeste e agora também no Nordeste) atua no sentido de reduzir significativamente os riscos de submercado.

A diversificada carteira de clientes da Tractebel Energia abrange distribuidoras de energia, comercializadoras e clientes livres (majoritariamente grandes consumidores industriais), atendidos por meio de contratos flexíveis no tocante ao volume e à duração. Adicionalmente, no segmento de clientes livres, a Companhia adota a estratégia de diversificação de vendas entre indústrias de diferentes setores da economia.

A Companhia mantém um relacionamento estreito com seus clientes, o que possibilita detectar suas necessidades e desenvolver produtos e serviços individualizados que contribuem para a sua fidelização.

O posicionamento competitivo da Companhia se expressa também através da sua presença em novas áreas de negócio, como a co-geração e os serviços de consultoria diversos, aproveitando as vantagens que desfruta por ser operadora de plantas com diferentes portes, características e combustíveis. A experiência da Tractebel Energia na geração de energia se integra do mesmo modo com o desenvolvimento de projetos industriais que façam uso ou produzam utilidades ao longo de seus processos. A par disso, a filosofia comercial da Companhia consolida-se em torno do atendimento das necessidades dos clientes, buscando sempre a formação de relacionamentos comerciais duradouros e construtivos. A companhia beneficia-se igualmente das sinergias geradas entre as demais empresas do Grupo GDF SUEZ.

Tanto o processo de expansão quanto a inserção em novos mercados estratégicos estão amparados na sólida estrutura organizacional e financeira do Grupo GDF SUEZ, e na larga experiência internacional de seus administradores.

d. Eventual sazonalidade

A energia assegurada da Companhia está em grande parte contratada para os próximos anos, razão pela qual não há perspectiva de eventual sazonalidade em sua estratégia de venda de energia, já que a energia atualmente descontratada deverá ser negociada nos anos subsequentes e, no caso de não contratação, ela poderá ser negociada através de transações no âmbito da CCEE.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

e. Principais insumos e matérias primas:

A Companhia possui como principal matéria prima de sua matriz energética os recursos hídricos utilizados nos aproveitamentos hidrelétricos no qual possui concessão dos órgãos reguladores. Dentro de sua matriz energética há outras fontes de energia que, dentre as quais, destacamos a utilização dos seguintes insumos e matérias-primas: o carvão mineral, o gás natural, o óleo combustível e a biomassa.

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

Carvão mineral

O parque gerador a carvão mineral da Companhia tem capacidade instalada de 929 MW, sendo constituído pelas Usinas do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL), localizado em Capivari de Baixo (SC), com 07 unidades geradoras, e capacidade instalada total de 857 MW, e pela Usina Termelétrica Charqueadas (UTCH), localizada no município de Charqueadas (RS), com 04 unidades geradoras de 18 MW, totalizando 72 MW de capacidade total instalada.

O carvão mineral utilizado no CTJL é majoritariamente oriundo de lavra subterrânea e fornecido pelo Consórcio Catarinense de Carvão Energético (CCCE), do qual fazem parte as empresas mineradoras filiadas ao Sindicato da Indústria de Extração de Carvão do Estado de Santa Catarina (SIECESC). No caso da UTCH é integralmente produzido a partir de lavra a céu aberto e o fornecimento cabe à Copelmi Mineração Ltda. (Copelmi). Em ambos os casos, estes fornecedores tradicionais vêm, há décadas, suprindo as necessidades de consumo da Companhia, decorrentes do atendimento dos requisitos eletroenergéticos do Sistema Interligado Nacional e determinadas pelo ONS.

A aquisição destes insumos está amparada em contratos de longo prazo, usualmente de 5 anos de duração e renováveis por igual período. No ano de 2010 estão sendo iniciadas as tratativas com vistas, precisamente, à prorrogação dos instrumentos firmados em 01.01.2006, de modo a estender seus prazos de vigência até 31.12.2015.

Registra-se que a Companhia mantém e faz uso de estoques reguladores capazes de absorver súbitas demandas de consumo, o que permite conciliar suas necessidades de curto e médio prazos com a capacidade de expansão da oferta por parte dos produtores. Quanto ao CTJL, destaca-se que, por força do instrumento de constituição do consórcio, as mineradoras consorciadas são solidariamente responsáveis pelo fornecimento, assegurando a efetiva entrega das quantidades contratadas mediante o simples ajuste das quotas-parte a que cada uma delas tem direito.

Os contratos em vigor preconizam compras mínimas mensais de 200.000 t para o CTJL e de 28.866 t para UTCH, sendo que os recursos financeiros destinados a estas aquisições (e a compras adicionais, sempre que necessário), são originários da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), criada pela Lei nº 10.438, de 26.04.2002 (modificada pela Lei nº 10.762, de 11.11.2003, nos termos do Decreto nº 4.541, de 23.12.2002, modificado pelo Decreto nº 5.029, de 31.03.2004), competindo à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) o gerenciamento da sua utilização para fins de reembolso. Esta subvenção é privativa dos empreendimentos termelétricos que utilizam apenas carvão mineral nacional, cabendo à Aneel determinar o percentual de reembolso a que cada agente de geração faz jus em razão de seu desempenho no

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

cumprimento da "geração de referência" estabelecida pelo ONS para cada exercício econômico-financeiro da CDE.

Ratificando sua excelente performance operacional, a Companhia tem obtido reembolso integral das aquisições de carvão mineral necessárias à operação de seu parque térmico. Os preços de contrato são reajustados anualmente (vigência coincidente com cada ano civil), a partir da aplicação de fórmulas paramétricas, construídas a partir das respectivas estruturas de custo de produção e de formação de preço, cujos principais indexadores são o Índice Nacional de Preços ao Consumidor (INPC) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) e diversos outros índices medidos e publicados pela Fundação Getúlio Vargas (FGV).

No que diz respeito ao combustível secundário (derivados de petróleo: óleo combustível e óleo diesel) que é consumido no CTJL e na UTCH, as aquisições são realizadas mensalmente, a partir dos resultados de pregões eletrônicos, dos quais participam, ao menos, 3 potenciais fornecedores. Esta prática tem se mostrado mais eficiente e vantajosa do que a celebração de contratos de médio ou de longo prazos por neutralizar reajustamentos automáticos de preços fora de qualquer contexto de mercado. A exemplo do carvão mineral, também neste caso são mantidos estoques reguladores e a totalidade do combustível secundário que se faz necessário à operação tem sido objeto de reembolso integral pela CDE.

Gás natural

A Usina Termelétrica William Arjona (UTWA), localizada em Campo Grande (MS), com potência instalada de 190 MW, é a única das usinas termelétricas da Companhia a consumir gás natural como combustível principal, o qual é fornecido pela Companhia de Gás do Estado de Mato Grosso do Sul (MSGÁS) que, por sua vez, é suprida pela Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras).

O contrato de fornecimento de gás natural celebrado com a MSGÁS previa prazo de vigência por 5 anos a partir de maio de 2001, data de início da operação comercial da UTWA com este combustível (previamente, e então contando com 3 unidades geradoras, a usina vinha operando com óleo diesel já que é bi-combustível). Dado que o contrato admitia prorrogação por mais 5 anos e ante o vencimento do prazo inicialmente contratado em maio de 2006, a Companhia manifestou à MSGÁS, em tempo hábil, seu interesse pela renovação do acordo. Porém, não obstante a concordância prévia da MSGÁS, aquela distribuidora comunicou que a pretendida renovação dependeria de reajuste no preço do produto, conforme determinação da Petrobras, signatária de contrato similar com a mesma.

Por entender que a prática de preços então proposta pela Petrobras não respeitava condições previamente pactuadas e, ainda, violava direitos que lhe haviam sido legal e formalmente assegurados, a Companhia decidiu, ante a ameaça de corte iminente do suprimento de gás natural, ajuizar medida cautelar contra a MSGÁS e a Petrobras, com pedido de antecipação de tutela. O deferimento da medida judicial então interposta obrigou a MSGÁS e a Petrobras a manterem o fornecimento do gás natural à UTWA, nos termos do contrato.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Paralelamente, a Companhia também ajuizou ação ordinária visando a renovação do contrato por mais um período, cujo processo tramitou no Poder Judiciário da Comarca de Campo Grande (MS). Na sequência, em recurso ajuizado perante o Superior Tribunal de Justiça (STJ), a Petrobras obteve efeito suspensivo que lhe autorizou, a partir de novembro de 2007, a suspensão do fornecimento de gás natural para a UTWA. Em conseqüência disso, a Companhia passou a comprar energia no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para suprir o lastro de energia vendida da UTWA, sendo que, quando necessário, as unidades geradoras foram despachadas com óleo diesel, já que possuem essa flexibilidade operacional.

Em razão de decisão judicial de primeira instância, datada de 20.11.2009, a MSGÁS restabeleceu as condições de entrega de gás natural para a UTWA (pressurização do ramal) às 22h do dia 26.11.2009, de modo que, desde então, os volumes de gás natural que se fazem necessários à adequada operação da UTWA tem sido regularmente fornecidos, possibilitando o atendimento do despacho requerido pelo ONS. Ainda, de acordo com a mencionada decisão judicial, o contrato deve permanecer válido até o dia 15.06.2013 pelo acréscimo do prazo de interrupção referente ao trâmite da ação ordinária.

O contrato prevê o fornecimento de até 1.350.000 m^3 diários de gás natural, volume este compatível com o despacho da UTWA a plena carga. O preço do gás natural é referido em USD/MMBTU (dólar por milhão de BTU – *British Thermal Unit*) e reajustado anualmente (no dia 1º de maio) com base na variação do *Producer Price Index (PPI),*indexador norte-americano de *commodities*, publicado pelo *Bureau of Labor Statistics – BLS*). Como os pagamentos são feitos em Real (R$), esta vinculação a moeda e a parâmetros internacionais de referência vincula o preço à política cambial e o sujeita às oscilações decorrentes da realidade econômica do mercado de *commodities* nos EUA.

Óleo combustível

A Usina Termelétrica Alegrete (UTAL), localizada no município de Alegrete (RS), é a única termelétrica da Companhia a consumir derivados de petróleo como combustíveis principal e secundário (óleo combustível e óleo diesel, respectivamente), dispondo de capacidade instalada de 66 MW, alocada em 2 unidades geradoras de 33 MW. Em razão do seu elevado custo de geração, decorrente do custo do combustível propriamente dito e do seu transporte desde a Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP), localizada em Canoas (RS), cerca de 500 km de distância, esta usina é mantida pela Companhia como "reserva fria" à disposição do SIN.

Periodicamente, os equipamentos auxiliares são ligados para testes de conservação e de manutenção, sendo que a UTAL foi despachada comercialmente pela última vez no período compreendido entre os meses de fevereiro e agosto de 2008 para fins de atendimento de requisitos de exportação de energia para o Uruguai e para a Argentina. Estrategicamente, a Companhia mantém estoques mínimos de combustível na UTAL que permitem sua operação a plena carga pelo tempo necessário ao ajuste da logística de suprimento por parte da Petrobras uma vez que isto demanda a contratação e disponibilização de frota de caminhões-tanque em regime de entregas contínuas para fazer frente às necessidades de consumo. Assim, o fornecimento regular do combustível que se faz necessário à operação da UTAL é negociado com a Petrobras a partir da sinalização e das condições de despacho fornecidas pelo ONS.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Biomassa

A Unidade de Cogeração Lages (UCLA), com 28 MW de potência instalada e localizada no município de Lages (SC), consome biomassa originada pela indústria madeireira da região serrana catarinense, tendo sido concebida como alternativa sustentável e ecologicamente correta para a destinação dos resíduos desse processo, o que lhe possibilita, inclusive a comercialização de créditos de carbono. O suprimento básico da planta é assegurado por cerca de 20 contratos de médio prazo, com duração entre 2 e 5 anos, nos quais os preços dos insumos adquiridos (serragem, cavacos, refilos, cascas, desbastes etc...) são valorados de acordo com seu conteúdo energético e passíveis de reajustamentos anuais, negociados à luz da realidade do mercado.

Paralelamente a essas aquisições regulares de biomassa, a UCLA também realiza compras complementares no mercado *spot* da região, as quais têm respondido por cerca de 10 a 15% das necessidades mensais, contribuindo, a par da gestão dos estoques reguladores que são ali mantidos, para minimizar os impactos da sazonalidade de oferta que caracteriza a atividade de extração, beneficiamento e industrialização de insumos florestais.

ii. eventual dependência de poucos fornecedores

Conforme mencionado no item 7.3. e) i acima, eventuais dependência de alguns fornecedores de insumos e matérias primas podem ocorrer devido às limitações de fornecimentos em decorrência, principalmente, das características de funcionamento do setor elétrico brasileiro.

iii. eventual volatilidade em seus preços

A volatilidade dos preços dos insumos e das matérias primas está relacionada com as variações de índices de inflação, câmbio e preços que reajustam os contratos, conforme mencionado no item 7.3. e) i acima.

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

a. Montante total de receitas provenientes do cliente

O montante total de receitas provenientes de clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida da Companhia encontra-se previsto na tabela abaixo:

Clientes	%	Valor (R$ Milhões)
Companhia Paulista de Força e Luz S.A. (CPFL Paulista)	10,04	351
Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. (Celesc)	11,55	404
Rio Grande Energia S.A. (RGE)	16,15	565
CPFL Comercialização Brasil S.A.	12,40	434

b. Segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente

A Companhia apresenta em suas demonstrações financeiras um único segmento que corresponde a geração e comercialização da energia elétrica gerada.

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

Concessões, permissões e autorizações governamentais

As empresas ou consórcios que desejam construir e / ou operar instalações para geração hidrelétrica com potência acima de 50 MW, transmissão ou distribuição de energia no Brasil devem participar de processos licitatórios. Empresas ou consórcios que desejem atuar em comercialização, geração hidrelétrica com potência superior a 1 MW e igual ou inferior a 50 MW ou geração térmica devem solicitar permissão ou autorização ao MME ou à Aneel, conforme o caso. Concessões dão o direito de gerar, transmitir ou distribuir energia elétrica em determinada área de concessão por um período determinado. Esse período é limitado a 35 anos para novas concessões de geração e 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. Concessões de geração anteriores a 11.12.2003 poderão ser prorrogadas por mais vinte anos, a exclusivo critério do Poder Concedente, ainda que a respectiva concessionária tenha cumprido com todas as suas obrigações nos termos dos Contratos de Concessão e solicitado a prorrogação dentro do prazo. Assim, não há garantia de que as concessões atualmente outorgadas às respectivas concessionárias, inclusive a Companhia, serão prorrogadas pelo Poder Concedente. A prorrogação de uma concessão provavelmente terá como contrapartida o pagamento, pela respectiva concessionária, de valores a título de uso de bem público para produção e comercialização de energia elétrica.

A Lei de Concessões estabelece, entre outras disposições, 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. Ademais, a concessionária deverá cumprir o regulamento vigente do setor elétrico. Os principais dispositivos da Lei de Concessões estão resumidos como segue:

- serviço adequado: a concessionária deve prestar serviço adequado a fim de satisfazer parâmetros de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação, modicidade nas tarifas e acesso ao serviço;
- servidões: o Poder Concedente pode declarar os bens necessários à execução do serviço ou obra pública de necessidade ou utilidade pública para fins de instituição de servidão administrativa, em benefício de uma concessionária, sendo que, neste caso, a responsabilidade pelas indenizações cabíveis é da concessionária;
- responsabilidade objetiva: a concessionária é responsável por todos os danos diretos ou indiretos resultantes da prestação de seus serviços, independentemente de sua culpa;
- 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, por meio de processo administrativo, a fim de garantir o desempenho adequado dos serviços e o cumprimento integral das disposições contratuais, regulatórias e legais pertinentes, caso a concessionária deixe de cumprir com suas obrigações;

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- término antecipado da concessão: o término do contrato de concessão poderá ser antecipado por meio de encampação, caducidade, rescisão, anulação e/ou falência ou extinção da empresa concessionária e falecimento ou incapacidade do titular, no caso de empresa individual; sendo que a encampação consiste no término prematuro de uma concessão por razões relacionadas ao interesse público, mediante indenização; a caducidade consiste na retomada da atividade e de bens concedidos pelo Poder Concedente após processo administrativo com todos os direitos e garantias atinentes ao "devido processo legal", no qual reste comprovado que a concessionária, sem justificativa, (i) deixou de prestar serviço de forma adequada ou completa, tendo por base as normas, critérios, indicadores e parâmetros definidores da qualidade do serviço; (ii) deixou de cumprir adequadamente com suas obrigações estipuladas no contrato de concessão ou disposições legais ou regulamentares concernentes à concessão; (iii) paralisou o serviço ou concorreu para tanto, ressalvadas as hipóteses decorrentes de caso fortuito ou de força maior; (iv) não tem mais capacidade técnica financeira ou econômica para fornecer serviços adequados, (v) não cumpriu as penalidades eventualmente impostas pelo Poder Concedente; (vi) não atendeu intimação do Poder Concedente no sentido de regularizar a prestação do serviço; e (vii) foi condenada em sentença transitada em julgado por sonegação de tributos, inclusive contribuições. A concessionária tem direito à indenização, a posteriori, por seus investimentos em ativos reversíveis que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados, após dedução de quaisquer multas e danos devidos pela concessionária. Por fim, a rescisão contratual pode ser feita de comum acordo entre as partes ou em decorrência de decisão judicial irrecorrível, proferida em processo interposto pelo concessionário;
- reversão no advento do termo contratual: a reversão no advento do termo contratual será feito com a indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido;
- produção de energia elétrica por Produtor Independente e por autoprodutor: no final do prazo da concessão ou autorização, os bens e as instalações realizados para a geração independente e para a autoprodução de energia elétrica em aproveitamento hidráulico passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos ainda não amortizados. Para determinação do montante da indenização a ser paga, serão considerados os valores dos investimentos posteriores, aprovados e realizados, não previstos no projeto original, e a depreciação apurada por auditoria do Poder Concedente. No caso de UTE, não será devida indenização dos investimentos realizados, assegurando-se, porém, ao Produtor Independente ou ao autoprodutor remover as instalações.

Considerando a interpretação da legislação anteriormente mencionada de que não haverá indenização pelo Poder Concedente do valor residual dos bens que integram o projeto original ao final do prazo da concessão, a Companhia, a partir de 1º de janeiro de 2007, passou a depreciar estes ativos de acordo com as taxas determinadas pela Aneel, limitado ao prazo de concessão.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Penalidades Aplicáveis às Concessionárias

A regulamentação da Aneel prevê a aplicação de sanções e penalidades aos agentes do setor elétrico e classifica as penalidades com base na natureza e na relevância da violação (incluindo advertências, multas, embargos de obras, interdição de instalações, suspensão temporária do direito de participar em processos de licitação para novas concessões, permissões ou autorizações, impedimento de contratar com a Aneel e de receber autorização para serviços e instalações de energia elétrica, revogação de autorização, intervenção administrativa e caducidade). Para cada violação, as multas podem atingir até 2% da receita oriunda de venda de energia elétrica e da prestação de serviços (deduzidos o ICMS e ISS) das concessionárias verificada no período de 12 meses imediatamente anterior à lavratura do auto de infração. Algumas das infrações que podem resultar em aplicação de multas referem-se à ausência de requerimento, pelo agente, de aprovação da Aneel, relativos a:

- assinatura de contratos entre partes relacionadas nos casos previstos na regulamentação;
- venda ou cessão de bens relacionados aos serviços prestados, bem como a imposição de quaisquer gravames (incluindo qualquer espécie de garantia, caução, fiança, penhor ou hipoteca) sobre a receita dos serviços de energia; e
- alterações no estatuto social, transferência de ações que implique a mudança de seu controle acionário, assim como efetuar reestruturação societária da concessionária.

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.

Concessões e autorizações do Órgão Regulador

A Companhia e suas controladas possuem as seguintes concessões e autorizações para exploração de energia elétrica:

	Empresa	Capacidade instalada MW	Data do ato	Vencimento
I – Concessões				
UHE Salto Santiago	Tractebel Energia	1.420	28.09.1998	27.09.2028
UHE Salto Osório	Tractebel Energia	1.078	28.09.1998	27.09.2028
UHE Passo Fundo	Tractebel Energia	226	28.09.1998	27.09.2028
UHE Itá	Tractebel Energia /Itasa	1.450	28.12.1995	16.10.2030
UHE Machadinho	Tractebel Energia	1.140	15.07.1997	14.07.2032
UHE Cana Brava	Tractebel Energia	450	27.08.1998	26.08.2033
UHE Ponte de Pedra	PPESA	176	01.10.1999	30.09.2034
UHE São Salvador	CESS	243	23.04.2002	22.04.2037
UHE Estreito	Consórcio Estreito (*)	1.087	26.11.2002	26.11.2037
II–Autorizações				
Complexo Jorge Lacerda	Tractebel Energia	857	28.09.1998	27.09.2028
UTE Charqueadas	Tractebel Energia	72	28.09.1998	27.09.2028
UTE Alegrete	Tractebel Energia	66	28.09.1998	27.09.2028
UTE William Arjona	Tractebel Energia	190	02.06.2000	28.04.2029
UTE Ibitiúva Bioenergética	Consórcio Andrade	40	05.04.2000	04.04.2030
Unidade de Cogeração Lages	Lages	28	30.10.2002	29.10.2032
PCH Rondonópolis	Tupan	27	19.12.2002	18.12.2032
PCH Eng. José Gelazio da Rocha	Hidropower	24	19.12.2002	18.12.2032
PCH Areia Branca	Areia Branca	20	03.05.2000	02.05.2030
EOL Pedra do Sal	Pedra do Sal	18	02.10.2002	01.10.2032
EOL Beberibe	Beberibe	26	04.08.2003	03.08.2033

(*) SUEZ Energia Renovável S.A. (40,07%), Vale S.A. (30,%), Estreito Energia S.A. (25,49%) e Camargo Correa Geração de Energia (4,44%).

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

A concessão relativa à UHE Itá está compartilhada com a controlada em conjunto Itasa, tendo a Tractebel Energia o equivalente a 1.090 MW da capacidade instalada, correspondentes as suas participações no Consórcio Itá com 39,5% e no capital social da Itasa com 48,75%. Com referência à concessão da UHE Machadinho a Tractebel Energia detém 404 MW do total instalado, referente a participação direta no Consórcio Machadinho e indireta através de participação no capital na Maesa de 16,94% e 2,82%, respectivamente

As concessões e autorizações pertencentes a Tractebel Energia resultaram do leilão de privatização da Companhia realizado em setembro de 1998, exceto quanto a UHE Cana Brava cuja concessão foi adquirida pela controladora da Companhia GSELA através de leilão realizado no mesmo ano e posteriormente vendida à Companhia.

As demais concessões pertencentes a controladas da Companhia obedeceram as regras dos setor elétrico, via leilão ou autorizações para executar tais empreendimentos.

Principais Entidades Regulatórias

Ministério de Minas e Energia (MME)

O MME é o principal órgão regulador do setor energético do Governo Federal, o qual atua como Poder Concedente em nome do Governo Federal, e tem como principal atribuição o estabelecimento das políticas, diretrizes e da regulamentação do setor. Subsequentemente à aprovação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico (Lei nº 10848, de 15.03.2004), o Governo Federal, atuando principalmente por intermédio do MME, assumiu certas atribuições anteriormente de responsabilidade da Aneel, incluindo a elaboração de diretrizes que regem a outorga de concessões e a expedição de normas que regem o processo licitatório para concessões de serviços públicos e instalações de energia elétrica.

Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)

O setor elétrico brasileiro é regulado pela Aneel, autarquia federal autônoma. Depois da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as principais responsabilidades da Aneel passaram a ser (i) regular e fiscalizar o setor elétrico segundo a política determinada pelo MME; e (ii) responder a questões a ela delegadas pelo Governo Federal e pelo MME. As atuais responsabilidades da Aneel incluem, entre outras, (i) fiscalização de concessões para atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, inclusive aprovação de tarifas de energia elétrica; (ii) promulgação de regulamentos para o setor elétrico; (iii) implementação e regulamentação da exploração das fontes de energia, incluindo a utilização de energia hidrelétrica; (iv) promoção do processo licitatório para novas concessões, mediante delegação do MME; (v) solução de litígios administrativos entre os agentes do setor elétrico; e (vi) definição dos critérios e metodologia para determinação das tarifas de transmissão.

Conselho Nacional de Política de Energia (CNPE)

Em agosto de 1997, foi criado o CNPE para o desenvolvimento e criação da política nacional de energia. O CNPE é presidido pelo MME, sendo a maioria de seus membros ministros do Governo Federal. Sua finalidade consiste em otimizar a utilização de recursos energéticos do Brasil, de maneira a assegurar o atendimento da demanda do País.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

O ONS foi criado em 1998 e se caracteriza como uma entidade de direito privado, sem fins lucrativos, constituída por geradores, transmissores, distribuidores e Consumidores Livres, além de outros agentes privados, tais como importadores e exportadores de energia elétrica. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico conferiu ao Governo Federal poderes para indicar três membros da Diretoria Executiva do ONS. O principal papel do ONS é coordenar e controlar as operações de geração e transmissão do Sistema Interligado, sujeito à regulamentação e supervisão da Aneel. Os objetivos e as principais responsabilidades do ONS incluem: (i) planejamento da operação da geração e transmissão de energia elétrica; (ii) a organização e controle da utilização do SIN e interconexões internacionais; (iii) a garantia de acesso à rede de transmissão de maneira não discriminatória a todos os agentes do setor; (iv) o fornecimento de subsídios para o planejamento da expansão do sistema elétrico; (v) a apresentação ao MME de propostas de ampliações da Rede Básica (propostas estas que serão levadas em consideração no planejamento da expansão do sistema de transmissão); (vi) proposição de normas relativas à operação do sistema de transmissão para aprovação pela Aneel; e (vii) a elaboração de um programa de despacho otimizado com base na disponibilidade declarada pelos agentes geradores.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Em 12.08.2004, o Governo Federal editou decreto estabelecendo a regulamentação aplicável à CCEE que, em 10 de novembro de 2004, sucedeu o Mercado Atacadista de Energia (MAE), absorvendo todas as suas atividades e ativos.

Um dos principais papéis da CCEE é viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN, conduzindo os leilões públicos de energia elétrica no Ambiente Regulado. Além disso, a CCEE é responsável, entre outras coisas, por (i) registrar todos os contratos de comercialização de energia no Ambiente de Contratação Regulada, os contratos resultantes de contratações de ajustes e os contratos celebrados no Ambiente de Contratação Livre, e (ii) contabilizar e liquidar as transações de curto prazo.

A CCEE é composta por detentores de concessões, permissões e autorizações do setor elétrico, bem como por Consumidores Livres e Consumidores Especiais, e o seu Conselho de Administração é formado por quatro membros, nomeados por tais agentes, e por um membro nomeado pelo MME, que ocupa o cargo de Presidente do Conselho de Administração.
De acordo com o Decreto n.º 5.163/04, o cálculo do preço da energia elétrica comprada ou vendida no mercado *spot* (PLD) é de responsabilidade da CCEE que leva em conta, dentre outros fatores, (i) a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atendimento das cargas do sistema; (ii) as necessidades de energia elétrica dos agentes; e (iii) o custo do déficit de energia elétrica.

Em 26.10.2004, por meio da Resolução Normativa n.º 109, a Aneel instituiu a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, que estabelece a estrutura e a forma de funcionamento da CCEE, dispondo, entre outros assuntos, sobre as obrigações e direitos dos agentes da CCEE, a forma de solução dos conflitos, as condições de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado e no ambiente livre e o processo de contabilização e liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Em 16.08.2004, o Governo Federal criou a EPE e aprovou seu estatuto social por meio do Decreto n.º 5.184. A EPE, cuja criação foi autorizada pela Lei n.º 10.847, de 15.03.2004, é uma empresa pública federal responsável pela condução de estudos e destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, incluindo as indústrias de energia elétrica, petróleo, gás, carvão e fontes energéticas renováveis, bem como na área de eficiência energética. Os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiam a formulação, o planejamento e a implementação de ações do MME no âmbito da política energética nacional.

Comitê de Monitoramento do Setor de Energia (CMSE)

Em 09.08.2004, o Governo Federal promulgou o decreto que criou o CMSE, entidade presidida e coordenada pelo MME e composta por representantes da Aneel, Agência Nacional de Petróleo (ANP), da CCEE, da EPE e do ONS. As principais atribuição do CMSE são (i) acompanhar as atividades do setor energético; (ii) avaliar as condições de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica; e (iii) elaborar as propostas de ações preventivas ou saneadoras visando à manutenção ou a restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético, encaminhando-as ao CNPE.

Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico (Lei 10.874 de 15/03/2004)

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

- a criação de dois ambientes paralelos para a comercialização de energia, sendo (i) um mercado de venda de energia elétrica para distribuidores, de forma a garantir o fornecimento de energia elétrica para Consumidores Cativos, o denominado Ambiente de Contratação Regulada; e (ii) um mercado especificamente voltado aos demais agentes do setor elétrico (por exemplo, produtores independentes, Consumidores Livres e agentes comercializadores), no qual se verifica certo grau de competição entre os agentes, denominado Ambiente de Contratação Livre;
- obrigatoriedade, por parte das empresas de distribuição, de adquirir energia suficiente para satisfazer 100% da sua demanda;
- restrições a determinadas atividades das Distribuidoras, de modo a assegurar que tais empresas se concentrem exclusivamente na prestação de serviços públicos de distribuição, para garantir serviços mais eficientes e confiáveis aos Consumidores Cativos, evitando-se eventuais impactos nas tarifas dos custos decorrentes de atividades estranhas ao objeto da concessão;
- existência de Garantia Física de Lastro de geração para toda energia comercializada em contratos;
- obrigatoriedade de aquisição de energia elétrica pelas Distribuidoras exclusivamente por meio de leilões promovidos pela Aneel, eliminando o direito à denominada auto-contratação (*self-dealing*), de forma a garantir a compra de energia elétrica pelos menores preços disponíveis, ao invés de comprar energia elétrica de partes a elas relacionadas; e
- respeito aos contratos firmados anteriormente à vigência da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, de forma a garantir segurança jurídica às operações realizadas antes da sua promulgação.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico também excluiu a Eletrobras e suas controladas Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas), Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF), Eletrosul, Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte) e Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (CGTEE) do Programa Nacional de Desestatização, criado pelo Governo Federal, em 1990, visando promover a transferência à iniciativa privada do direito à exploração de atividades desenvolvidas diretamente pela União ou por empresas estatais.

Comercialização de Energia

A comercialização de energia como atividade autônoma está prevista na Lei do Setor Elétrico e no Decreto n.º 2.655, de 02.07.1998, estando sujeita a um regime competitivo, do qual diversos agentes podem participar, dentre os quais as Geradoras, atuando no regime de serviço público ou no de produção independente, as Comercializadoras e os importadores de energia.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada, os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) deverão ser celebrados entre cada Geradora e todas as Distribuidoras do SIN, que são obrigadas a oferecer garantias às Geradoras. As contratações entre as Distribuidoras e Geradoras prevêem a entrega da energia sempre a partir do ano seguinte ao da respectiva licitação e terão prazos de duração de, no mínimo, três e, no máximo, 15 anos. As contratações entre as Distribuidoras e novos empreendimentos Geradoras prevêem a entrega da energia a partir do 3° ou do 5° ano contado do ano da respectiva licitação e terão prazo de duração de, no mínimo, 15 e, no máximo, 35 anos.

Ambientes para a Comercialização de Energia Elétrica

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as negociações envolvendo compra e venda de energia elétrica serão conduzidas, paralelamente, em dois diferentes segmentos de mercado, que funcionam no âmbito da CCEE: (i) o Ambiente de Contratação Regulada, que contempla a compra por Distribuidoras em leilões públicos para atender aos seus Consumidores Cativos; e (ii) o Ambiente de Contratação Livre, que compreende a compra de energia elétrica por outros agentes do setor, como Consumidores Livres e Comercializadoras.

A energia elétrica proveniente (i) de projetos de baixa capacidade de geração, localizados próximos a centrais de consumo - Geração Distribuída; (ii) usinas qualificadas nos termos do Proinfa, conforme definido abaixo; e (iii) UHE Itaipu, não estarão sujeitas a processos de leilão centralizado para o fornecimento de energia no Ambiente de Contratação Regulada. A energia elétrica gerada pela UHE Itaipu é comercializada pela Eletrobrás e os volumes que devem ser comprados por cada Distribuidora são determinados compulsoriamente pela Aneel. Os preços pelos quais a energia gerada pela UHE Itaipu é comercializada são indexados ao Dólar, e estabelecidos em conformidade com um tratado firmado entre o Brasil e o Paraguai. Conseqüentemente, os preços para UHE Itaipu estão sujeitos à variação da taxa de câmbio Dólar / Real.
A aquisição pelas Distribuidoras de energia proveniente de processos de Geração Distribuída, fontes eólicas e PCH devem observar um processo competitivo de chamada pública, que garanta publicidade, transparência e igualdade de acesso.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

O Ambiente de Contratação Regulada

No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), as empresas de distribuição compram a energia que esperam comercializar com seus Consumidores Cativos por meio de leilões regulados pela Aneel e organizados pela CCEE. As compras de energia elétrica são feitas com as Geradoras, Comercializadoras e importadores de energia elétrica e podem ser realizadas por meio de dois tipos de Contratos Bilaterais: (i) Contratos de Quantidade de Energia; e (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia.

Nos termos de um Contrato de Quantidade de Energia, os Agentes Vendedores se comprometem a fornecer uma determinada quantidade de energia elétrica e assumem o risco de que o fornecimento poderá ser afetado por condições hidrológicas e baixos níveis de reservatórios, entre outros fatores que poderão afetar ou diminuir o fornecimento de energia elétrica, e neste caso terão que comprar a energia no mercado, de forma a cumprir seus compromissos de fornecimento.

De outra forma, nos termos dos Contratos de Disponibilidade de Energia, a Unidade Geradora compromete-se a disponibilizar certa capacidade ao Ambiente de Contratação Regulada. Neste caso, a receita da Unidade Geradora está garantida e as Distribuidoras suportam o risco hidrológico.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que a previsão de mercado de cada Distribuidora é o principal fator na determinação do volume de energia a ser contratado pelo sistema. As Distribuidoras são obrigadas a contratar 100% de suas necessidades projetadas de energia elétrica, e não mais os 95% estabelecidos no modelo anterior. A insuficiência de energia elétrica para suprir todo o mercado é verificada no processo de contabilização da CCEE e pode resultar em penalidades às Distribuidoras.

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

Redução da Energia Contratada

O Decreto n.º 5.163/04, que regula a negociação de energia elétrica no âmbito da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, permite às Distribuidoras reduzirem o montante de energia contratada por meio dos CCEAR nos seguintes casos: (i) compensação pela saída de Consumidores Potencialmente Livres do ambiente de contratação regulado para o ambiente de contratação livre; (ii) desvios das estimativas de demanda elaboradas pelas Distribuidoras, após dois anos da declaração de demanda inicial, sendo que neste caso a redução poderá atingir até 4% por ano do montante inicialmente contratado; e (iii) aumento dos montantes de energia adquiridos por meio de contratos firmados antes de 17.03.2004.

Redução Compulsória no Consumo

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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

O Ambiente de Contratação Livre

No Ambiente de Contratação Livre é realizada a venda de energia entre Geradoras, Produtores Independentes, Autoprodutores, Comercializadoras de energia elétrica, importadores de energia e Consumidores Livres. O Ambiente de Contratação Livre também inclui Contratos Bilaterais existentes entre Geradoras e Distribuidoras até a sua respectiva expiração, quando deverão ser celebrados nos termos das diretrizes da Lei do novo Modelo do Setor Elétrico.

Consumidores Livres são aqueles cuja carga instalada (demanda contratada) supere 3 MW e, para aqueles cujo início do fornecimento é anterior a 07.07.1995, sejam atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV (em qualquer tensão, para os demais), e que, em virtude desse critério de elegibilidade, podem optar por serem atendidos por outros fornecedores, diferentes da Distribuidora local.

Consumidores Especiais são aqueles cuja carga instalada (demanda contratada) é igual ou maior que 500 kW, que também podem optar pela contratação do suprimento de energia elétrica de fornecedores diferentes da Distribuidora local, desde que a energia advenha de empreendimentos de geração a partir de fontes alternativas, tais como usinas de Biomassa, energia eólica, PCH ou sistemas de co-geração qualificada.

O consumidor que esteja elegível a se tornar um Consumidor Livre, cujo contrato com a Distribuidora tenha prazo indeterminado com uma Distribuidora, somente poderá migrar para o Ambiente de Contratação Livre mediante a comunicação à Distribuidora local, com antecedência mínima de 15 dias da data limite para a declaração feita pela Distribuidora ao MME de suas necessidades de energia para o leilão de compra referente ao ano subseqüente.

Caso o consumidor opte pelo Ambiente de Contratação Livre, somente poderá retornar ao mercado regulado mediante o envio de notificação à Distribuidora local com antecedência de cinco anos, podendo a Distribuidora aceitar prazo inferior a seu exclusivo critério.

A fim de minimizar os efeitos de perdas resultantes de consumidores que escolhem se tornar Consumidores Livres, as Distribuidoras podem reduzir o montante de energia contratado junto a Geradoras de acordo com o volume de energia que não será distribuído aos Consumidores Livres. As Geradoras estatais, tais como as Geradoras privadas, poderão vender energia elétrica aos Consumidores Livres, contudo estas unidades deverão fazê-lo por meio de processos públicos que garantam a transparência e igualdade de acesso aos interessados.

Compras de Energia Elétrica conforme a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

Em 30.07.2004, o Governo Federal instituiu a regulamentação que rege a compra e a venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada e no Ambiente de Contratação Livre, e disciplina as autorizações e concessões para projetos de geração de energia, incluindo regras relacionadas aos procedimentos de leilões e ofertas, a forma dos contratos de compra de energia e o método de repasse aos consumidores finais, entre outros.

A regulamentação determina que todos os agentes compradores de energia elétrica devem contratar a totalidade da sua demanda conforme as diretrizes do novo modelo. Por outro lado, os Agentes Vendedores devem demonstrar que a energia elétrica disponibilizada para venda tem como respaldo (lastro) suas próprias instalações de geração existentes ou contratos de compra de energia até seu limite de lastro de geração. Os Agentes Vendedores que não cumprirem estas exigências estarão sujeitos às penalidades por insuficiência de Lastro.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Os Leilões de Energia

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 (conforme mencionado anteriormente existem algumas situações excepcionais onde o suprimento de energia elétrica à Distribuidora não requer a realização dos leilões regulados, quer por ser a compra da energia compulsória – caso de Itaipu – caso por ser autorizada a contratação por meio de chamada pública – Geração Distribuída, fontes eólicas, PCH, Biomassa), seja para a aquisição junto a projetos de geração já existentes ou novos.

Os leilões de energia para os novos projetos de geração serão realizados (i) cinco anos antes da data de entrega inicial (chamados de leilões "A-5"), e (ii) três anos antes da data de entrega inicial (chamados de leilões "A-3"). Haverá também leilões de energia das instalações de geração existentes (i) realizados um ano antes da data da entrega inicial (chamados de leilões "A-1"), e (ii) realizados em até quatro meses antes da data de entrega (chamados de "leilões de ajuste").

Cada Agente Vendedor que contrate a venda de energia por meio do leilão firmará um CCEAR com cada Distribuidora, proporcionalmente à demanda declarada na intenção de compra da Distribuidora. A única exceção a esta regra acontecerá no leilão de ajuste, no qual os contratos celebrados entre agentes Vendedores e Distribuidoras serão específicos, observadas as diretrizes gerais fixadas pela Aneel. Os CCEAR dos leilões "A-5" e "A-3" têm prazos que variam de 15 a 35 anos, e os CCEAR dos leilões "A-1" têm prazo variado entre três e 15 anos. Contratos decorrentes dos leilões de ajuste de mercado estarão limitados ao prazo de dois anos.

Após a conclusão de cada leilão, as Geradoras e as Distribuidoras celebram CCEAR estabelecendo os termos, condições, preços e montantes de energia contratada. As Distribuidoras apresentam garantias em benefício das Geradoras, podendo optar entre fiança bancária, dação de recebíveis em um montante equivalente a 100% da média do valor das últimas três faturas relativas ao CCEAR e cessão de Certificados de Depósito Bancários.

O Leilão de 2004 e os Outros Leilões

O Leilão de 2004

Em 07.12.2004, a CCEE conduziu o primeiro leilão com base nos procedimentos previstos pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Referido leilão tinha como objetivo a comercialização de energia proveniente de empreendimentos já existentes (leilão de energia existente). As Distribuidoras e Geradoras entregaram, até o dia 02.12.2004, suas estimativas de projeção de demanda de energia elétrica para os cinco anos subseqüentes e os montantes a serem adquiridos para atendimento de suas demandas em relação a contratos com início de suprimento nos anos de 2005, 2006 e 2007. Baseado nessas informações, o MME estabeleceu o montante total de energia a ser negociado no leilão de 2004 e a lista de empresas Geradoras participantes do leilão. O leilão ocorreu em duas fases, por meio de um sistema eletrônico.

Após a conclusão do leilão de 2004, as Geradoras e as Distribuidoras celebraram CCEAR estabelecendo os termos, condições, preços e montantes de energia contratada. As Distribuidoras apresentaram garantias de forma a assegurar o pagamento do montante devido às Geradoras, podendo optar entre fiança bancária, dação de recebíveis em montante equivalente a 100% da média do valor das últimas três faturas relativas ao CCEAR e cessão de Certificado de Depósito Bancário (CDB).

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Em complemento ao leilão inicial de energia realizado em dezembro de 2004, visando à contratação de energia para os anos de 2008 e 2009 e à cobertura da demanda não contratada no 1° leilão, foram realizados três leilões em 2005.

Assim, ao longo do ano de 2005, buscou-se uma consolidação do Novo Modelo do Setor Elétrico em relação à garantia de suprimento e modicidade tarifária, por meio da realização de leilões de energia existente e de energia nova no Ambiente de Contratação Regulada, e na regulação específica de artigos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e do Decreto n° 5.163/04.

Leilão de Energia Existente

Após o 1º leilão de energia existente acima referido, ocorreu, em abril de 2005, o segundo leilão de energia existente, de acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Foi vendido no leilão um total de 1.325 MW médios, correspondente a apenas 23% da energia inicialmente prevista pelo MME para 2008. Tal energia foi vendida a um preço médio de R$ 83,13 por MWh.

Em outubro de 2005, foram realizados o terceiro e quarto leilões de energia existente, com preços médios de R$ 62,95/MWh para entrega de energia entre 2006 e 2008 e R$ 94,91/MWh para entrega de energia entre 2009 e 2016. Os volumes de energia vendidos foram de 102 MW médios (lotes) para entrega entre 2006 e 2008 e de 1.166 MW médios para entrega entre 2009 e 2016.

Mesmo com as inovações na sistemática, foi mantido o controle absoluto de único leiloeiro pelo governo federal. Em dezembro de 2006, foi realizado o 5º leilão de energia existente, contratando 204 MW médios (lotes) ao preço médio de R$ 104,74 por MWh.

O 6º leilão de energia existente foi realizado em dezembro de 2007, porém não houve negociação, pois a única vendedora habilitada não declarou oferta. O 7º leilão, previsto para 2008 , não se efetivou, devido ao não aporte de garantias.

Em outubro de 2009, foi realizado o 8º leilão, resultando na contratação de 84 MWmédios, a um preço médio de R$ 98,91/MWh (início de entrega em 2010).

Leilão de Energia Nova

Em dezembro de 2005, foi realizado o 1º leilão de energia nova, o qual foi dividido em três fases. A segmentação do mercado em hidrelétrico e termelétrico possibilitou a expansão e contratação de montantes de energia térmica a preços superiores ao da energia hidráulica, deslocada por falta de espaço no mercado. A 1ª fase do leilão, em função de tais fatos, acabou por definir o preço marginal de expansão único em R$ 116,00 por MWh, objetivando estabelecer o vínculo entre o proponente que ofertasse o maior desconto em relação ao preço marginal e o empreendimento, recebendo uma concessão condicionada ao desempenho das outras duas fases do leilão.

A partir da 2ª fase do leilão de energia nova, além dos novos empreendimentos hidrelétricos, foram também incorporados os demais empreendimentos, incluindo UTE, PCH e usinas "botox", conforme as definições contidas nos artigos 17 e 22 da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e no Decreto n.º 5.163/04. Durante a 2ª e a 3ª fases do leilão foram estabelecidas rodadas visando ao estabelecimento disputa entre os ofertantes de energia. Tais rodadas tiveram como objetivo atender a demanda de energia nova das Distribuidoras a partir dos anos de 2008, 2009 e 2010, por 15 e 30 anos, segundo a fonte térmica e hidráulica, respectivamente. Foram negociados 3.286 MW médios, sendo 69% térmicos e 31% hídricos, a um preço médio de R$ 123,30 por MWh, e foi observado um preço marginal do leilão de R$ 139 por MWh. O preço médio hidrelétrico foi R$ 114,30 por MWh, ao passo que o preço médio termelétrico foi de R$ 127,30 por MWh. Aproximadamente 28% da energia elétrica disponível neste leilão não foi contratada.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Tal leilão de energia nova não despertou grande interesse no setor privado, sendo 69% das vendas realizadas por empresas estatais.

Em 29.06.2006, foi realizado o 2º leilão de energia nova, no qual foi transacionado um total de 1.682 MW médios (lotes), por meio de contratos com maturidade de 30 anos para os empreendimentos hidrelétricos e de 15 anos para os termelétricos. O preço médio ficou em R$ 128,13 por MWh, com entrega a partir de 1º de janeiro de 2009.

No 3º leilão de energia nova, realizado em 10.10.2006, foi transacionado um total de 1.104 MW médios (lotes) por meio de contratos com maturidade de 30 anos para os empreendimentos hidrelétricos, e de 15 anos para os termelétricos. O preço médio ficou em R$ 126,16 por MWh. A energia contratada será entregue a partir de 1º de janeiro de 2011.

O 4º leilão de energia nova foi realizado em 26.07.2007, e ocasionou a transação de 1.304 MW médios (lotes) por meio de contratos com maturidade de 15 anos para os empreendimentos termelétricos. O preço médio ficou em R$ 134,67 por MWh e a energia contratada terá início de fornecimento em 1º de janeiro de 2010.

Para o 5º leilão de energia nova, realizado em 16.10.2007, foi transacionado um total de 715 MW médios (lotes) através de contratos por quantidade com maturidade de 30 (trinta) anos para os empreendimentos hidrelétricos ao preço médio de R$ 129,14 MWh e transacionado um total de 1.597 MW médios (lotes) por meio de contratos por disponibilidade com maturidade de 15 anos para os empreendimentos termelétricos ao preço médio de R$ 128,73 por MWh. A energia contratada terá início de fornecimento em 1º de janeiro de 2012.

Em 10.12.2007, foi realizado o leilão para negociação da 1ª das usinas do Rio Madeira, a UHE Santo Antônio. A UHE Santo Antônio, com capacidade instalada de 3.150 MW e 2.218 MW (lotes) médios de Energia Assegurada, vendeu 1.553 MW (lotes) médios no Ambiente de Contratação Regulada ao preço de R$ 78,87 por MWh. O restante de sua Energia Assegurada foi reservada para vendas no Ambiente de Contratação Livre. O contrato tem um prazo de 30 anos, com início da entrega da energia no final de 2012, e apresenta um perfil de contratação que acompanha a motorização da usina, atingindo sua energia plena somente em maio de 2015.

A UHE Jirau, a 2ª usina do Rio Madeira, foi licitada em 19.05.2008, com capacidade instalada de 3.300 MW e 1.975,3 MW (lotes) médios de Energia Assegurada. O consórcio vencedor vendeu 70% da energia da usina no Ambiente de Contratação Regulada ao preço de R$ 71,37 por MWh, sendo o restante da Energia Assegurada destinada ao Ambiente de Contratação Livre. O período de suprimento no CCEAR é de janeiro de 2013 a dezembro de 2042.

Em 17.09.2008, foi realizado o 6º leilão de energia nova, por meio do qual foram transacionados 1076 MW médios (lotes) por meio de contratos por prazo determinado de 15 anos para os empreendimentos derivados de fontes alternativas de energia, ao preço médio de R$ 128,42 por MWh (lote). A energia contratada terá início de fornecimento em 1º de janeiro de 2011. Com relação aos empreendimentos hidrelétricos, neste leilão não houve negociação por falta de oferta e consequentemente nenhum montante foi contratado.

No 7º leilão de energia nova, realizado pela CCEE em 30.09.2008, foram transacionados 121 MW médios (lotes) por meio de contratos por prazo determinado de 30 anos para os empreendimentos hidrelétricos, ao preço médio de R$ 98,98 por MWh, e 3004 MW médios (lotes) por meio de contratos por prazo determinado de 15 anos para os empreendimentos derivados de fontes alternativas de energia, ao preço médio de R$ 145,23 por MWh. A energia contratada terá início de fornecimento em 1º de janeiro de 2013.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

No dia 27.08.2009 foi realizado o 8º Leilão de Energia Nova para entrega de energia a partir de 2012 (Leilão A-3). Foi contratado apenas 1,6% do montante habilitado (11 MWmédios).O 9º Leilão, previsto para ser realizado em dezembro de 2009, foi cancelado pelo governo federal.

Leilão de Ajuste

Os leilões de ajuste estão previstos no artigo 26 do Decreto n.º 5.163/04, e na Resolução Normativa Aneel n.º 162, de 1º de agosto de 2005, tendo por objetivo complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor das Distribuidoras, até o limite de 1% dessa carga. Não houve o 1º leilão de ajuste, que seria realizado em 31 de agosto de 2005, em razão da ausência de compradores.

A CCEE realizou, no dia 1º de maio de 2006, o 2º leilão de ajuste, envolvendo os produtos (i) CEL0330NE, com três meses de suprimento e início em 1º de julho de 2006; (ii) CPA0630N, com seis meses de suprimento e início em 1º de julho de 2006; e (iii) SAE0630NE com seis meses de suprimento e início em 1º de julho de 2006. Nesse leilão foram negociados 17,5 MW médios.

No 3º leilão de ajuste, realizado em 29.09.2006, foram negociados 14,5 MW médios.

O leilão ocorrido em 29.03.2007, o 4º da modalidade ajuste, teve início de suprimento em abril de 2007 e término em dezembro de 2007. O volume total adquirido foi de 204.000 MWh.

Realizado em 28.06.2007, o 5º leilão de ajuste envolveu os seguintes produtos: (i) Produto 1, com seis meses de suprimento e início em 1º de julho de 2007; e (ii) Produto 2, com três meses de suprimento e início em 1 de outubro de 2007. Nesse leilão foram negociados 113 MW médios.

O 6º leilão de ajuste foi realizado em 27.09.2007, resultando numa quantidade negociada no produto de 12 meses de 163,5 MW médios, com início de suprimento em janeiro de 2008, e a quantidade negociada no produto de três meses foi de 6 MW médios, com início de suprimento em outubro de 2007.

O 7º leilão de ajuste, realizado em 19.06.2008, envolveu os seguintes produtos: (i) Produto 1, com três meses de suprimento e início em 1º de julho de 2008; (ii) Produto 2, com três meses de suprimento e início em 1º de outubro de 2008; e (iii) Produto 3, com seis meses de suprimento e início em 31 de dezembro de 2008. Nesse leilão a quantidade de energia negociada foi de 61 MW médios para os Produtos 1 e 2 e de 48 MW médios para o Produto 3.

O 8º leilão de ajuste, realizado em 23.09.2008, envolveu os seguintes produtos: (i) Produto 1, com três meses de suprimento e início em 1º de outubro de 2008; e (ii) Produto 2, com 12 meses de suprimento e início em 31.12.2009. Nesse leilão a quantidade de energia negociada foi de 232 MW médios para o Produto 1 e de 1MW médio para o Produto 2.

O 9º e último leilão de ajuste, realizado pela CCEE em 20.02.2009, envolveu os seguintes produtos: (i) Produto 1, com quatro meses e início de suprimento em 1º de março de 2009; (ii) Produto 2, com sete meses e início de suprimento em 1º de junho de 2009; e (iii) Produto 3, com 10 meses e início de suprimento em 1º de março de 2009. Nesse leilão a quantidade de energia negociada foi de 533,5 MW médios para o Produto 1, de 115,5 MW médios para o Produto 2 e de 887 MW médios para o Produto 3.

Leilão de Energia de Reserva

Recentemente, foi previsto o leilão de energia de reserva, por meio do Decreto n.º 6.353, de 16 de janeiro de 2008, tendo por objetivo a venda de energia de reserva, a que se referem o parágrafo 3º, do artigo 3º e o artigo 3º-A, da Lei n.º 10.848, destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim, seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

O 1º leilão de reserva foi realizado em 14.08.2008 e envolveu a contratação de 548 MW médios de 31 empreendimentos movidos à Biomassa, por meio dos seguintes produtos: (i) 2009-ER15, com prazo de duração de 15 anos e início de suprimento em 2009; e (ii) 2010-ER15, com prazo de duração de 15 anos e início de suprimento em 2010. Nesse leilão foram negociados 4.415.040 MWh do produto 2009-ER15 e 64.473.600 MWh do produto 2010-ER15.

No dia 14.12.2009 ocorreu o 2º Leilão de Reserva, visando a contratação de energia proveniente de empreendimentos de energia eólica. Foram contratados 753 MWmédios, de 71 usinas, correspondendo a uma potência instalada total de 1.805,7 MW. O preço médio resultante foi de R$ 148 / MWh.

Leilões de Fontes Alternativas

Por fim, os "Leilões de Fontes Alternativas", regulamentados por meio do Decreto n.º 6048, de 27.02.2007, o qual altera a redação do Decreto n.º 5.163/04, foram criados com o objetivo ser um dos mecanismos para atender o mercado consumidor das Distribuidoras. Nesse leilão, realizado em 18.06.2007 foi transacionado um total de 46 MW médios, por meio de contratos com maturidade de 30 anos para os empreendimentos hidrelétricos ao preço médio de R$ 134,99 por MWh e um total de 140 MW médios por meio de contratos com maturidade de 15 anos para os empreendimentos termoelétricos ao preço médio de R$ 138,85 por MWh. A energia contratada será entregue a partir de 1º de janeiro de 2010.

Limitação de Repasse de Custos de Aquisição

No que se refere ao repasse dos custos de aquisição de energia elétrica dos leilões às tarifas dos consumidores finais, o Decreto estabeleceu um mecanismo denominado Valor Anual de Referência (VR), que é uma média ponderada dos custos de aquisição de energia elétrica decorrentes dos leilões "A-5" e "A-3", calculado para o conjunto de todas as Distribuidoras.

Valor Anual de Referência é um incentivo para que as Distribuidoras façam a aquisição das suas necessidades de energia elétrica nos leilões "A-5", cujo custo de aquisição tende a ser inferior ao da energia contratada em leilões "A-3", por se acreditar que no leilão de "A-5" existirá uma maior oferta de fontes hidrelétricas. O VR é aplicado como limite de repasse às tarifas dos consumidores nos três primeiros anos de vigência dos contratos de energia proveniente de novos empreendimentos. A partir do 4º ano, os custos individuais de aquisição serão repassados integralmente. O Decreto estabelece as seguintes limitações ao repasse dos custos de aquisição de energia pelas Distribuidoras:

- impossibilidade de repasse dos custos referentes à contratação de energia elétrica correspondente a mais de 103% de sua carga anual;
- quando a contratação ocorrer em um leilão "A-3" e a contratação exceder em 2% a demanda contratada em "A-5", o direito de repasse deste excedente estará limitado ao menor dentre os custos de contratação relativos aos leilões "A-5" e "A-3" (artigo 38 do Decreto n.º 5.163/04);
- caso a aquisição de energia proveniente de empreendimento existente seja menor que o limite inferior de contratação (correspondente a 96% do volume vigente dos contratos que se extinguirem no ano dos leilões), o repasse do custo de aquisição de energia proveniente de novos empreendimentos correspondente a esse valor não contratado será limitado por um redutor (artigo 34 do Decreto n.º 5163/04);
- o MME definirá o preço máximo de aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes; e

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- caso as Distribuidoras não atendam a obrigação de contratar a totalidade da sua demanda, a energia elétrica adquirida no mercado de curto prazo será repassada aos consumidores ao menor valor entre o PLD e o VR, sem prejuízo da aplicação de penalidades por insuficiência de contratação (artigo 42 do Decreto n.º 5.163/04).

Contratos Firmados anteriormente à Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico determina que os contratos de aquisição de energia celebrados pelas Distribuidoras, firmados e aprovados pela Aneel anteriormente à promulgação da referida lei, não poderão ser alterados para a prorrogação dos prazos ou aumento nos preços ou volumes de energia já contratados.

Durante o período de transição (1998 - 2005) para o mercado de energia livre e competitivo, a compra e venda de energia entre Geradoras e Distribuidoras deveriam ocorrer por meio de Contratos Iniciais. O objetivo do período de transição era permitir a introdução gradual da competição no setor e proteger os participantes do mercado contra a exposição a preços de mercado de curto prazo, potencialmente volátil e com viés de preços baixos. Durante este período, o montante de energia contratada por meio dos Contratos Iniciais foram sendo reduzidos em 25% a cada ano, a partir de 2003, encerrando-se em 31.12.2005.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as Geradoras podem comercializar sua energia não contratada no Ambiente de Contratação Regulado ou Livre. Quando os Contratos Iniciais venceram no fim de 2005, toda a energia descontratada passou a ser negociada no Ambiente de Contratação Regulado ou Livre. Entretanto, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico permitiu que Geradoras públicas e privadas, inclusive produtoras independentes de energia, aditassem seus Contratos Iniciais em vigor em março de 2004, recontratando suprimento até 31.12.2004. Geradoras, públicas e privadas, inclusive produtoras independentes de energia que aditaram seus Contratos Iniciais, não foram obrigadas a reduzir 25% do montante de energia comprometido de acordo com tais contratos.

A Desverticalização no âmbito do Novo Marco Regulatório

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

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

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico determina que as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que atuem no SIN, não poderão desenvolver atividades: (i) de geração de energia (exceto Geração Distribuída); (ii) de transmissão de energia; (iii) de venda de energia a Consumidores Livres situados fora de sua área de concessão; e (iv) de participação em outras sociedades, direta ou indiretamente, ressalvado quando para captação, aplicação e gerência de recursos financeiros necessários a prestação do serviço e quando disposto nos contratos de concessão, ou atividades estranhas ao objeto social, exceto nos casos previsto em lei e nos respectivos contratos de concessão.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Tais restrições não se aplicam

(i) ao fornecimento de energia a sistemas elétricos isolados;

(ii) (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.

Da mesma forma, as Geradoras ou as Transmissoras que atuem no SIN não poderão ser coligadas ou controladoras de sociedades que desenvolvam atividades de distribuição de energia elétrica no SIN.

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

Garantias Financeiras

A Lei n.º 10.604, de 17.12.2002, estabeleceu que as concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica somente poderão oferecer os direitos emergentes da concessão, permissão ou autorização e qualquer outro ativo vinculado à prestação de serviço público, em garantia de empréstimo, financiamento ou qualquer outra operação vinculada ao objeto da respectiva concessão e, excepcionalmente, poderão oferecer garantias a financiamentos de empreendimentos de geração de energia elétrica de que participem direta ou indiretamente, outorgados antes da vigência da lei em questão.

A Resolução Aneel n.º 521, de 17.12.2002 determinou que as concessionárias de serviço público de energia elétrica interessadas em constituir garantias em favor de empreendimentos de geração de energia elétrica, com outorga já concedida, encaminhem solicitação de autorização à Aneel, indicando o valor, o prazo e demais condições da operação. Referidas garantias somente poderão ser constituídas para lastrear financiamento dos bens e serviços destinados à implantação dos empreendimentos de geração de energia elétrica de que se trata e desde que esses pertençam ao mesmo grupo controlador da concessionária de serviço público de energia elétrica garantidora.

Essa modalidade de garantia será autorizada para o período correspondente à construção da obra, extinguindo-se 180 dias após sua entrada em operação comercial, caracterizada pela operação da última Unidade Geradora, respeitada a data prevista no cronograma de implantação da usina aprovado pela Aneel. Referida Resolução também estabelece a metodologia para cálculo dos limites a serem respeitados pelas concessionárias: (i) em função do endividamento em relação ao passivo total; ou (ii) em função da geração interna de recursos apurados anualmente, no período abrangido pela garantia pretendida.

Deverá constar da contratação pleiteada a expressa renúncia dos agentes financiadores a qualquer ação ou direito contra a Aneel e o Poder Concedente, em decorrência de desatendimento pelas concessionárias dos compromissos assumidos, ressalvando-se ainda, no instrumento de contratação que, o uso do produto da eventual indenização dos bens reversíveis para pagamento aos financiadores estará limitado ao valor dos débitos não liquidados.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Em 28.02.2005, a Aneel editou a Resolução Normativa n.º 150, que alterou a forma de cálculo das garantias financeiras previstas na comercialização de energia elétrica e foi posteriormente modificada pela Resolução Normativa n.º 336, de 28.10.2008, e pela Resolução Normativa nº 385, de 08.12.2009. De acordo com os critérios instituídos pela Resolução em vigor, para fins de apuração do valor da garantia financeira a ser aportada por cada agente de mercado deverão ser considerados os contratos de compra e venda de energia e a geração e/ou consumo referente ao último mês contabilizado e aos cinco meses subseqüentes, considerando-se a expectativa de exposição de cada agente no mercado de curto prazo nos períodos mencionados.

Remuneração das Geradoras

Ao contrário das Distribuidoras, em geral, as Geradoras não têm, em seus respectivos Contratos de Concessão, a fixação de tarifas, tampouco mecanismos de reajuste e revisão.

Anteriormente ao Novo Modelo do Setor Elétrico, as Geradoras comercializavam a sua energia por meio de Contratos Iniciais ou de Contratos Bilaterais. No âmbito dos Contratos Iniciais, as Geradoras são remuneradas pelas tarifas fixadas com as respectivas Distribuidoras, as quais são homologadas pela Aneel. Já no âmbito dos Contratos Bilaterais, são fixados preços entre as partes.

Desde a promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as Geradoras somente podem vender sua energia para as Distribuidoras por meio de leilões públicos conduzidos pela Aneel e operacionalizados pela CCEE. No Ambiente de Contratação Livre, as Geradoras podem vender sua energia a preços livremente negociados a Comercializadoras, Distribuidoras com mercado inferior a 500 GWh / ano e Consumidores Livres.

No âmbito dos Contratos Bilaterais firmados anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, os preços negociados entre as Geradoras e Distribuidoras eram, geralmente, influenciados pela limitação ao repasse dos custos de aquisição de energia às tarifas cobradas pelas Distribuidoras de seus consumidores finais. O repasse de energia adquirida por meio de contratos de fornecimento firmados antes da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico é limitado por um valor estabelecido pela Aneel, o chamado valor normativo.

Para os contratos celebrados sob a vigência da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a limitação ao repasse de custos pelas Distribuidoras é baseada no Valor de Referência Anual, que corresponde à média apurada dos preços de energia elétrica nos leilões "A-5" e "A-3", calculados para todas as Distribuidoras. O Valor Anual de Referência cria um incentivo para que as Distribuidoras contratem suas demandas esperadas de energia nos leilões "A-5", nos quais se espera preços mais baixos do que nos leilões "A-3", e será aplicado nos três primeiros anos dos contratos de compra da energia produzida por novos projetos de geração. Após o 4º ano, os custos de aquisição da energia produzida por tais projetos poderão ser integralmente repassados aos consumidores.

Essas limitações ao repasse pelas Distribuidoras dos custos de aquisição de energia acabam restringindo os preços de energia praticados pelos Agentes Vendedores, uma vez que estes devem ser similares ao valor normativo ou ao Valor Anual de Referência para serem competitivos. Com a promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as Distribuidoras somente podem adquirir energia por meio de leilões públicos regulados pela Aneel e, via de regra, operacionalizados pela CCEE. Tal restrição não se aplica à venda de energia no Ambiente de Contratação Livre, onde a comercialização é realizada pela livre negociação de preços e demais condições.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Algumas Geradoras contam, ainda, com o MRE para ter assegurada a disponibilidade de lastro para venda de energia elétrica e potência associada à sua energia assegurada. De acordo com a regulamentação brasileira, a receita proveniente da venda de energia elétrica pelas Geradoras não depende diretamente da energia efetivamente gerada, e sim da quantidade de energia elétrica e potência efetivamente comercializada por ela, limitada à Energia Assegurada de cada usina, cuja quantidade é fixa e determinada pelo Poder Concedente, constando no respectivo Contrato de Concessão. As diferenças entre a energia gerada e a energia assegurada são cobertas pelo MRE, cujo principal propósito é mitigar os riscos hidrológicos, assegurando que todas as usinas participantes recebam pela quantidade comercializada do montante de energia assegurada, independentemente da quantidade de energia elétrica efetivamente gerada. Em outras palavras, o MRE realoca a energia elétrica, transferindo o excedente daqueles que geraram quantidades superiores às suas Energias Asseguradas e para aqueles que geraram quantidade de energia elétrica insuficiente para atender à energia assegurada. A geração efetiva é determinada pelo ONS, tendo em vista a demanda de energia elétrica, as restrições do sistema e as condições hidrológicas. A quantidade de energia elétrica efetivamente gerada pelas usinas, seja ela superior ou inferior à energia assegurada, tem seu preço fixado por uma tarifa denominada "Tarifa de Energia de Otimização (TEO)", que cobre somente os custos de operação e manutenção da usina. Esta receita ou despesa adicional é contabilizada mensalmente para cada Geradora.

Remuneração das Geradoras Termelétricas

De acordo com a regulamentação brasileira, a receita proveniente da venda de energia elétrica por termelétricas (não contratadas em CCEARs por disponibilidade) não depende somente de sua potência instalada, mas, também, de sua Garantia Física. Além disso, as UTE contratam a energia equivalente a sua Garantia Física por meio de contratos de compra e venda de energia, que são livremente negociados entre as partes. Na prática, as UTE podem entregar sua energia contratada por meio de geração própria ou de aquisição de energia no mercado à vista (CCEE) e repasse da mesma, dependendo das condições verificadas entre seu custo de geração e o preço da energia praticado no mercado à vista e, consequentemente, tal decisão depende das condições de mercado e hidrológicas. Dessa forma, as receitas das UTE encontram-se vinculadas à diferença entre o preço contratado e seu custo de geração ou o preço da energia no mercado à vista.

Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

O MRE é um mecanismo destinado a distribuir o risco hidrológico entre as Geradoras. Todas as Geradoras hidrelétricas com despacho centralizado são membros do MRE. De acordo com este mecanismo, cada planta possui uma quantidade de energia a ser comercializada proporcional à sua participação no valor total da energia assegurada. Dessa forma, a produção total de um membro do MRE é alocada a cada membro de acordo com sua participação no total, independentemente de sua produção individual. Em suma, o MRE transfere o excedente de produção daquelas plantas que produziram acima de seu nível de Energia Assegurada para outros membros que registraram produção abaixo de tal nível. A Aneel define a energia assegurada de cada empreendimento de geração hidrelétrica com base em modelos computacionais que fazem uso do tratamento estatístico do histórico de afluências na região em questão, fluxos de água dos rios e níveis de água no reservatório de cada usina, considerando um período de tempo de múltiplos anos. A partir dessas informações e considerando um risco de 5% de não suprimento à demanda, a energia assegurada é calculada e seu valor poderá será revisto a cada cinco anos pela Aneel ou na ocorrência de fatos relevantes, até o limite de 5% do valor estabelecido na última revisão, limitadas as reduções a 10% do valor constante dos respectivos contratos celebrados com o Poder Concedente.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Alocação do MRE

O MRE é alocado por meio de um processo de quatro etapas que examina, primeiramente, a capacidade das usinas, dentro da mesma região, de satisfazer os níveis de Energia Assegurada e, a seguir, considera o compartilhamento da geração excedente entre as diferentes regiões. Tais etapas são detalhadas abaixo:

(1) aferição se a produção total líquida dentro do MRE alcança os níveis totais de energia assegurada dos membros do MRE como um todo;

(2) aferição se alguma Geradora gerou volumes acima ou abaixo de seus volumes de energia assegurada, conforme determinados pelo ONS;

(3) caso determinadas Geradoras, membros do MRE, tenham produzido acima de seus respectivos níveis de energia assegurada, o adicional da energia gerada será alocado a outras Geradoras do MRE que não tenham atingido seus níveis de energia assegurada. Esta alocação do adicional da energia gerada, designada de energia otimizada, é feita, primeiramente, entre as Geradoras dentro de uma mesma região (sub-mercado) e, depois, entre as diferentes regiões, de forma a assegurar que todos os membros do MRE atinjam seus respectivos níveis de energia assegurada; e

(4) (i) se, após a etapa (3) acima ter sido cumprida, todos os membros do MRE atingirem seus níveis de energia assegurada e houver saldo de energia produzida, o adicional da geração regional líquida, designada de Energia Secundária, deve ser alocado entre as Geradoras das diferentes regiões. A energia será negociada pelo PLD prevalecente na região em que tiver sido gerada; ou (ii) se, após a etapa (2) ou (3) acima ter sido cumprida, todos os membros do MRE não tiverem atingido seus níveis de energia assegurada, a energia faltante será paga pelos membros do MRE com base no PLD.

As Geradoras membros do MRE que produziram energia excedente além de seus níveis de energia assegurada são compensadas por custos variáveis de operação e manutenção (O&M) e custos com o pagamento de "royalties" pelo uso da água. Na impossibilidade de gerar os níveis de Energia Assegurada estabelecidos, as Geradoras devem pagar custos de O&M e custos com os "*royalties*" pelo uso da água às Geradoras que produziram acima de seus respectivos níveis de energia assegurada durante o mesmo período.

Em situações nas quais as Geradoras do MRE, em conjunto, não tenham produção líquida suficiente para atingir os níveis de energia assegurada do MRE, a energia assegurada é escalonada de forma a refletir os números efetivos de geração do MRE. Isto é, as Geradoras recebem um nível de energia assegurada escalonada que é baseado na porcentagem do seu nível de Energia Assegurada em relação ao nível de energia assegurada do sistema como um todo, multiplicado pela geração efetiva. Ainda que algumas Geradoras do MRE gerem acima de seus níveis de energia assegurada, se o MRE como um todo não for capaz de atingir os níveis totais de energia assegurada, aquelas Geradoras receberão, ainda assim, níveis de energia assegurada escalonada, que estarão abaixo de seus níveis de energia assegurada.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Caso as Geradoras do MRE, em conjunto, não tenham produção líquida suficiente para atingir os níveis de energia assegurada, mas as Geradoras termelétricas que não são membros do MRE gerem energia suficiente para evitar a necessidade de um racionamento, as Geradoras do MRE deverão comprar de tais Geradoras termelétricas a quantidade suficiente de energia para atingir seus respectivos níveis de energia assegurada no mercado local. O mecanismo do MRE tenta assegurar que todos os membros atinjam seus respectivos níveis de energia assegurada, independentemente do montante contratado. Assim sendo, se um membro do MRE não tiver a totalidade de sua energia assegurada contratada, o MRE assegurará que tal membro satisfaça seus compromissos contratuais e não seus níveis de energia assegurada. A necessidade de racionamento é determinada pelo ONS em bases regionais. Na hipótese de racionamento, o preço refletirá o custo da energia não entregue ou o preço máximo que os consumidores pagariam pela energia, conforme determinado pelo ONS. O racionamento é alocado segundo critérios técnicos, ao invés de uma base comercial que daria prioridade a contratos de comercialização de energia.

Energia Secundária

O montante total de energia do MRE restante, após a alocação para cobertura da insuficiência das Geradoras que deixaram de produzir suas respectivas energias asseguradas, é denominado "energia secundária". A energia secundária é alocada de acordo com a participação relativa de energia assegurada de cada Geradora em relação à energia assegurada global de todos os membros do MRE.

Programa Prioritário de Termeletricidade

Em 2000, o Decreto Federal n.º 3.371 criou o Programa Prioritário de Termeletricidade, com o objetivo de diversificar a matriz energética brasileira e reduzir sua forte dependência de UHE. Os benefícios concedidos a UTE nos termos deste programa incluem: (i) fornecimento garantido de gás por 20 anos; (ii) garantia de que os custos relativos à aquisição da energia produzida por UTE serão transferidos às tarifas até o limite do valor normativo determinado pela Aneel; e (iii) acesso garantido a um programa especial de financiamento do BNDES para o setor elétrico.

Referido programa enfrentou diversos obstáculos durante sua implementação, particularmente no que diz respeito ao preço de gás, o qual está geralmente atrelado ao Dólar e, apesar de diversas alterações regulatórias, o programa nunca foi integralmente implementado.

Incentivos a Fontes Alternativas de Energia

Desde a promulgação da Lei n.º 10.438/02, vêm sendo criados alguns incentivos às fontes alternativas de geração de energia elétrica, tais como: (i) o Proinfa, administrado pelo MME, que garante aos empreendimentos habilitados a compra, pela Eletrobras, da energia elétrica gerada pelo prazo de 20 anos e apoio financeiro do BNDES; (ii) Redução nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e/ou transmissão de energia elétrica (na produção e no consumo), com desconto não inferior a 50%; e (iii) Condição especial para migração para o ambiente de contratação livre de consumidores com carga entre 500 kW e 3 MW (Consumidores Especiais), desde que tais consumidores adquiram energia elétrica de geradores a partir de fontes alternativas de energia elétrica, aumentando assim o mercado consumidor desses produtores.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Encargos Setoriais

Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição e de Transmissão(TUSD e TUST)

A Aneel fiscaliza e regulamenta o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão. As tarifas são (i) a TUSD, tarifa cobrada pelo uso da rede de distribuição exclusiva de cada Distribuidora; e (ii) a TUST, tarifa pelo uso do sistema de transmissão, que consiste na Rede Básica e suas instalações auxiliares. Adicionalmente, as Distribuidoras do sistema interligado Sul e Sudeste pagam encargos específicos pela transmissão da energia elétrica gerada na UHE Itaipu. A seguir encontra-se um resumo de cada tarifa ou encargo.

TUSD

A TUSD é paga pelas Geradoras e pelos Consumidores Livres pelo uso do sistema de distribuição da Distribuidora à qual a Geradora ou o Consumidor Livre estejam conectados e é reajustada anualmente, levando-se em conta a variação de seus componentes. A TUSD compreende os custos de operação e manutenção da rede, encargos setoriais, remuneração dos investimentos e suas depreciações. Atualmente, a TUSD é composta de duas partes, uma denominada TUSD-Encargos, calculada de acordo com o uso de energia elétrica, e a outra, denominada TUSD Fio, cobrada pela demanda contratada. O encargo mensal a ser pago pelo respectivo agente conectado ao sistema de distribuição, por ponto de conexão, é calculado pela multiplicação do montante de uso, em kW, pela tarifa estabelecida pela Aneel, em R$/kW.

A diminuição da arrecadação decorrente da saída do Consumidor Livre não impõe necessariamente à Distribuidora redução integral correspondente nas suas margens de lucro, uma vez que a remuneração dos investimentos se dá por meio da TUSD, tarifa que continua sendo auferida pela Distribuidora. Porém, os clientes que se tornam Consumidores Livres deixam de pagar a RTE criada para compensar Distribuidoras e Geradoras pelas perdas sofridas durante o racionamento. Assim, a saída do Consumidor Livre pode afetar a capacidade de uma Distribuidora de recuperar o valor integral da recomposição tarifária referida.

Os empreendimentos de geração a partir de fontes alternativas, respeitadas as condições legais, podem receber descontos na TUSD, variando entre 50% e 100%. Tais descontos são aplicáveis tanto à TUSD paga pelo empreendimento quanto à TUSD paga pelos consumidores que adquirem energia desses empreendimentos.

Os descontos oferecidos aos geradores de energia alternativa e seus respectivos consumidores são contabilizados em separado pelas Distribuidoras e considerados na revisão ou reajuste tarifário subsequente à concessão do desconto, de forma a não impactar o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias.

Quanto ao acesso dos Consumidores Livres às redes de transmissão e distribuição, o Decreto n.º 5.597, de 26 de novembro de 2005, autorizou os Consumidores Livres a se conectarem à Rede Básica por meio de rede própria, sem a necessidade de utilizar o sistema de distribuição da concessionária.

Referida conexão à Rede Básica depende de autorização da Aneel, ficando o consumidor solicitante responsável pelo ressarcimento dos eventuais custos não amortizados incorridos pela Distribuidora para a construção das redes às quais o consumidor estiver conectado. Nesse caso, o pagamento da TUSD não será mais devido pelo consumidor, que passará a pagar a TUST diretamente para a Transmissora.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

TUST

A TUST é paga por Distribuidoras, Geradoras e Consumidores Livres pela utilização da Rede Básica e é reajustada anualmente pela Aneel de acordo com (i) a inflação; e (ii) as receitas anuais permitidas para as Transmissoras, incluindo o custo de expansão, determinadas pela Aneel. Em conformidade com critérios estabelecidos pela Aneel, os proprietários das diferentes partes da rede de transmissão transferiram a coordenação da operação de suas instalações ao ONS em troca do recebimento de pagamentos regulados dos usuários do sistema de transmissão. Os usuários da rede, incluindo as Geradoras, assinam contratos com o ONS que lhes conferem o direito de usar a rede de transmissão em troca do pagamento das tarifas divulgadas. Outras partes da rede de propriedade das Transmissoras, porém, que não são consideradas como parte do SIN, são disponibilizadas diretamente aos usuários interessados que pagam uma remuneração específica aos titulares do direito pertinente.

Tarifa de Transporte de Itaipu

A UHE Itaipu possui uma grade de transmissão operada em corrente alternada e contínua, que não é considerada parte da Rede Básica ou do sistema de transmissão intermediário. O uso deste sistema é remunerado por uma tarifa específica denominada "Transporte de Itaipu", pago pelas empresas detentoras de quotas da energia produzida pela UHE Itaipu, na proporção de suas quotas.

Cobrança pela Utilização de Recursos Hídricos

Nos termos da Lei do Setor Elétrico, os titulares de concessão ou autorização para exploração de potencial hidráulico devem pagar, a título de compensação pela utilização de recursos hídricos, 6% sobre o valor da energia elétrica produzida. Referida compensação foi criada pela Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989. O pagamento é devido aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios em cujos territórios se localize o aproveitamento ou que tenham áreas alagadas por águas do respectivo reservatório e a órgãos da Administração Direta da União. Em 2000, nos termos da Lei n.º 9.984, de 17.07.2000 (que criou a ANA), esse percentual foi alterado para 6,75%, sendo que as grandes centrais Geradoras iniciaram o pagamento do adicional de 0,75% em julho daquele ano. Esses valores ainda não são cobrados integralmente pela ANA.

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia (TFSEE)

A TFSEE foi instituída pela Lei n.º 9.427/96, e regulamentada pelo Decreto n.º 2.410, de 28 .11.1997. Trata-se de taxa anual, diferenciada em função da modalidade de serviço e proporcional ao porte da concessão, permissão ou autorização (aqui incluídas a produção independente e a auto-produção de energia).

A TFSEE alcança 0,5% do benefício econômico anual auferido pelo concessionário, permissionário ou autorizado e deve ser recolhida diretamente à Aneel, em 12 quotas mensais.

Tarifas de Distribuição

O valor da tarifas de distribuição é determinado pela Aneel, que tem autoridade para reajustar e rever tarifas em resposta a alterações nos custos de compra de energia e nas condições de mercado. Ao reajustar tarifas de distribuição, a Aneel divide o custo das Distribuidoras entre (i) custos que estão fora do controle das Distribuidoras (custos da Parcela A); e (ii) custos que estão sob o controle das Distribuidoras (custos da Parcela B). O reajuste de tarifas é baseado em uma fórmula que leva em consideração a divisão de custos entre duas categorias:

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Os custos da Parcela A incluem, entre outros, os seguintes:

custos com a compra de energia para revenda conforme previsto nos Contratos Iniciais;

- custos com a compra de energia da UHE Itaipu;
- determinados encargos tarifários (taxas regulatórias);
- custos com a compra de energia nos termos de Contratos Bilaterais que foram livremente negociados entre as partes; e
- outros encargos referentes à conexão e ao uso dos sistemas de transmissão e de distribuição.

O repasse dos custos com a compra de energia prevista em contratos de fornecimento negociados anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico está sujeito a um teto baseado em um valor normativo estabelecido pela Aneel para cada fonte de energia (tais como hidrelétrica, termelétrica e fontes alternativas de energia). O valor normativo aplicado aos contratos de fornecimento é ajustado anualmente de forma a refletir os aumentos nos custos incorridos pelas Geradoras. Tais reajustes levam em consideração (i) a inflação; (ii) os custos incorridos em moeda conversível; e (iii) custos relativos a combustíveis (tais como fornecimento de gás natural). Os custos incorridos deverão corresponder a pelo menos 25% de todos os custos incorridos pelas Geradoras.

A Parcela B compreende os itens de custo que estão sob o controle das concessionárias (principalmente custos operacionais). Os custos da Parcela B são determinados subtraindo-se os custos da Parcela A da receita da Distribuidora.

O Contrato de Concessão de cada Distribuidora prevê um reajuste anual de tarifas. Em geral, os custos da Parcela A são integralmente repassados aos consumidores. Os custos da Parcela B, todavia, são corrigidos pela inflação em conformidade com o IGPM.

As Distribuidoras têm também direito à revisão periódica a cada quatro ou cinco anos, dependendo do seu respectivo Contrato de Concessão. Estas revisões têm o objetivo de (i) assegurar receitas suficientes para cobrir os custos operacionais da Parcela B e uma compensação adequada pelos investimentos essenciais em serviços dentro do escopo da concessão de cada empresa; e (ii) determinar o fator X, que é baseado em três componentes: (a) ganhos esperados de produtividade a partir do aumento de escala e/ou implementação de medidas que reduzam os custos operacionais; (b) avaliações pelos consumidores (verificadas pela Aneel); e (c) custos trabalhistas.

O componente referido na alínea "b" acima foi excluído da metodologia de revisão tarifária em 2006 pela Aneel. O fator X é usado para ajustar a proporção da alteração no IGPM que é utilizada nos reajustes anuais. Assim sendo, após a conclusão de cada revisão periódica, a aplicação do fator X determina que as Distribuidoras compartilhem seus ganhos de produtividade com os consumidores finais.

Além disso, as Distribuidoras, em determinadas situações, têm direito à revisão extraordinária de tarifas caso a caso, de forma a assegurar seu equilíbrio financeiro e compensar eventual elevação imprevisível de despesas, incluindo tributos, que tragam alterações significativas em sua estrutura de custos.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Desde 2002, clientes 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 15.08.2002, foi determinado que as Distribuidoras 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. Desde então, a diferença entre o valor efetivamente faturado pelas Distribuidoras com a aplicação da tarifa especial aos clientes de baixa renda e o valor que teria sido fatura com a aplicação das tarifas normais é pago diretamente às Distribuidoras mensalmente pela Eletrobrás com recursos oriundos da CDE.

Reserva Global de Reversão (RGR)

Em determinadas circunstâncias, as empresas do setor elétrico são indenizadas em caso de revogação ou encampação da concessão. Em 1971, o Governo Federal criou a RGR, concebida para prover fundos para tal indenização. Em fevereiro de 1999, a Aneel instituiu a cobrança de uma taxa exigindo que todas as Distribuidoras e determinadas Geradoras que operassem sob o regime de serviços públicos fizessem contribuições mensais à RGR, a uma taxa anual equivalente a 2,5% dos ativos fixos da empresa em operação, porém não podendo exceder 3% do total de sua receita operacional em qualquer exercício. Nos últimos anos, a RGR tem sido usada principalmente para financiar projetos de geração e distribuição. A RGR está programada para se esgotar em 2010 e a Aneel deverá rever a tarifa de forma que o consumidor venha ser de alguma maneira beneficiado pelo fim da RGR.

O Governo Federal passou a cobrar uma remuneração dos Produtores Independentes pelo uso recursos hidrológicos, exceto as PCH, semelhante à remuneração cobrada de empresas do setor público em relação à RGR. Os Produtores Independentes devem fazer contribuições para o Fundo UBP, conforme as regras do respectivo processo de licitação pública para outorga das concessões.

Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Em 2002, o Governo Federal instituiu a CDE para arrecadar recursos e aplicá-los, prioritariamente, no desenvolvimento da universalização do serviço público de energia elétrica. Os fundo da CDE são providos por meio de pagamentos anuais feitos por concessionárias, permissionárias ou autorizadas pelo uso de bens públicos, penalidades e multas impostas pela Aneel e, desde 2003, pelos valores anuais pagos pelos agentes que comercializam energia com consumidores finais, por meio da inclusão do encargo às tarifas de uso dos sistemas de transmissão e / ou de distribuição. Estes encargos são reajustados anualmente.

A CDE foi criada para apoiar (i) o desenvolvimento da produção de energia em todo o País; (ii) a produção de energia por meio de fontes alternativas de energia (eólica, carvão mineral, gás e biomassa); e (iii) objetivos sociais tais como a universalização dos serviços de energia em todo o País, a redução do custo da eletricidade para cidadãos de baixa renda e a preservação da indústria de carvão mineral na região Sul do Brasil.

A CDE foi criada pela Lei n.º 10.438/02 e regulamentada pelo Decreto n.º 4.541, de 23.12.2002, devendo permanecer em vigor por 25 anos. Neste sentido, vale notar que para que haja o cancelamento do subsídio representado pela CDE é necessário que uma nova lei, que deverá cumprir todos os passos do processo legislativo no Brasil, seja editada para tanto, ou uma medida provisória seja editada com este objetivo, devendo-se considerar que mesmo no caso da edição de tal medida provisória, tal ato deverá passar por aprovação legislativa para que a mesma seja transformada em lei.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Para UTE que utilizam carvão mineral produzido no Brasil, a Lei n.º 10.438/02 requer que a CDE seja utilizada para subvencionar até 100% do custo do combustível. De acordo com a legislação aplicável, uma quantidade mínima de compra de carvão deve ser observada pelas usinas a fim de garantir determinados níveis de produção de carvão mineral nacional. A legislação que suporta a produção de carvão mineral resulta da força política e lobby da indústria carbonífera e tem um importante papel para a economia dos três estados do Sul do Brasil, gerando milhares de empregos. É importante notar que a legislação da CDE determina que novas UTE somente poderão ser acrescidas à CDE se disporem de suficiente capacidade financeira para cobrir as respectivas despesas adicionais.

Adicionalmente, as UTE movidas a carvão mineral nacional contribuem para a diversificação das fontes de energia no Brasil e evitam a necessidade de se importar carvão, contribuindo, assim, para a balança de pagamentos. É importante ressaltar que a CDE não é uma subvenção mantida pelo erário público, mas sim é um encargo pago por todos os consumidores finais de energia elétrica. Em termos relativos, o valor despendido com este encargo para atender especificamente o consumo de carvão das usinas do SIN é de aproximadamente R$ 500 milhões, representando um impacto pouco significativo na tarifa final, da ordem de 0,6%.

Desde a criação da CDE, os recursos disponíveis têm sido suficientes para cobertura de 100% dos dispêndios com combustíveis incorridos pelas usinas a carvão com direito à mesma, inclusive no ano de 2008, quando houve maximização da geração termelétrica. Em razão do acima exposto, a Companhia não acredita em uma eventual falta de recursos ou no cancelamento do subsídio representado pela CDE.

Contribuição para P&D

As Distribuidoras, Geradoras e Transmissoras devem investir a cada ano um mínimo de 1% de sua receita operacional líquida em P&D. PCH, projetos de energia solar, eólica e Biomassa estão isentos de tal exigência.

Conta Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC)

A CCC foi criada em 1973 como uma subvenção econômica para cobertura do custo do combustível utilizado pelas UTE, sendo inicialmente gerida pela Eletrobras.

Em fevereiro de 1998, o Governo Federal determinou a extinção da CCC, de forma que os subsídios da CCC para as UTE construídas anteriormente a fevereiro de 1998 e pertencentes ao SIN, deixaram de existir a partir de dezembro de 2005.

Em abril de 2002, o Governo Federal determinou que os subsídios da CCC continuariam a ser pagos às UTE localizadas em sistemas isolados por um período de 20 anos, de forma a promover a geração de energia nestas regiões.

Até dezembro de 2003, todos os agentes do setor elétrico, sejam Distribuidoras, Geradoras ou Comercializadoras, que negociavam energia com consumidores finais realizavam contribuições mensais à CCC. Essas contribuições eram calculadas com base nas estimativas do custo do combustível a ser utilizado pelas UTE no ano subsequente. Ao longo de 2004, o recolhimento da parcela destinada à cobertura dos custos da CCC passou a ser realizado diretamente pelas Distribuidoras e Transmissoras junto aos consumidores finais, por meio de parcela da TUSD e da TUST.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Inadimplemento de Encargos Setoriais

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que a falta de pagamento da contribuição à RGR, ao Proinfa, à CDE, à CCC ou dos pagamentos devidos em virtude de compra de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada ou da UHE Itaipu, impedirá a parte inadimplente de receber reajustes de tarifas (exceto a revisão extraordinária) ou de receber recursos advindos da RGR, da CDE ou da CCC.

Racionamento

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

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

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

Acordo Geral do Setor Elétrico

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

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

Política ambiental

A Política de Meio Ambiente da Tractebel Energia assegura o equilíbrio entre a conservação ambiental e o desenvolvimento das atividades da Companhia. O documento, disponível no *website* da Tractebel Energia, compromete a gestão ambiental e estabelece diretrizes e práticas a serem observadas nas operações da Companhia, a fim de reduzir o impacto ao meio ambiente e promover o uso sustentável dos recursos naturais.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Compromissos da Política de Meio Ambiente

Comprometimento	• O respeito ao meio ambiente é componente fundamental da identidade e dos valores da Companhia.
Compreensão	• São elaborados estudos dos impactos das atividades da Tractebel no meio ambiente com a finalidade de garantir a preservação dos recursos naturais e o controle dos riscos ambientais, atuando, primordialmente, de forma preventiva.
Capacitação técnica	• São realizados programas de pesquisa e desenvolvimento para a melhoria contínua dos métodos e processos da Companhia, cumprindo as exigências de seus clientes, da sociedade e da evolução da legislação ambiental.
Compartilhamento	• Todos os objetivos e resultados ambientais são divulgados a empregados, clientes, acionistas, associados e órgãos de meio ambiente, mantendo um diálogo aberto com a opinião pública.

Além de seu Código de Meio Ambiente, a Companhia é signatária do Código de Ética Socioambiental do Instituto Acende Brasil, documento que a Companhia ajudou a elaborar. O Código apresenta um conjunto de princípios para construção e operação de usinas, respeitando as dimensões social, ambiental e econômica, com o objetivo de promover a transparência e sustentabilidade do setor elétrico.

Princípios do Código de Ética Socioambiental
I – Redução e **controle dos impactos** sobre o meio ambiente.
II – **Conservação** da biodiversidade e dos recursos naturais.
III – **Respeito** às comunidades.
IV – **Educação e saúde** como elementos de transformação social.
V – **Transparência e diálogo**.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Sistema de gestão ambiental

Todas as usinas da Companhia possuem as autorizações e licenças ambientais exigidas pelos órgãos competentes, desde a fase de estudo de viabilidade até a implantação e operação dos empreendimentos. A gestão ambiental da Companhia preza pela qualidade do meio físico e da biodiversidade de 11 reservatórios e seus entornos, por sete termelétricas e por duas usinas eólicas.

Para a adequada gestão ambiental, a Companhia utiliza um sistema integrado que contempla a qualidade e o meio ambiente. Em 2009, teve início a expansão desse sistema, que passará a compreender também a gestão da responsabilidade social e da saúde e segurança do trabalho.

O sistema abrange procedimentos, ferramentas e programas ambientais para controle de riscos e identificação de oportunidades de melhorias operacionais de processos e serviços. Além disso, garante que a produção de energia elétrica seja conduzida com os devidos cuidados ambientais e em conformidade com os requisitos legais comuns a todas as usinas e as especificidades de cada empreendimento, que podem variar conforme a localização geográfica, os termos da concessão e o insumo utilizado.

As comunicações referentes à qualidade e ao meio ambiente procedentes de partes interessadas também são inseridas e gerenciadas no sistema para que possam ser devidamente recebidas, registradas e respondidas.

Esse sistema, denominado pela sigla SIG, é certificado conforme os requisitos da NBR ISO 9001-2000 e da NBR ISO 14001-2004 em todas as usinas da Companhia em fase de operação, com exceção das cinco adquiridas ou implantadas a partir de 2008: Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra, PCH Rondonópolis, PCH José Gelazio da Rocha, Usina Eólica Beberibe e Usina Eólica Pedra do Sal.

Diretrizes do Sistema Integrado de Gestão da Qualidade e Meio Ambiente

Operacional	• Maximizar a geração de energia, observando o planejamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), preservando as condições ambientais e garantindo a segurança dos aproveitamentos.
Ambiental	• Gerar energia, em observância às normas de segurança, ao uso racional e preservação dos recursos naturais, prevenir a poluição e controlar os riscos ambientais, atuando, primordialmente, de forma preventiva.
Patrimonial	• Utilizar estritamente as áreas necessárias aos empreendimentos, realocar áreas remanescentes para uso social e ambiental, detectando e impedindo seu uso irregular.
Relacionamento com a sociedade	• Participar da vida das comunidades localizadas nas áreas de influência dos empreendimentos, procurando identificar e satisfazer suas expectativas, disponibilizando mecanismos de comunicação abertos e permanentes.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Legislação e requisitos ambientais

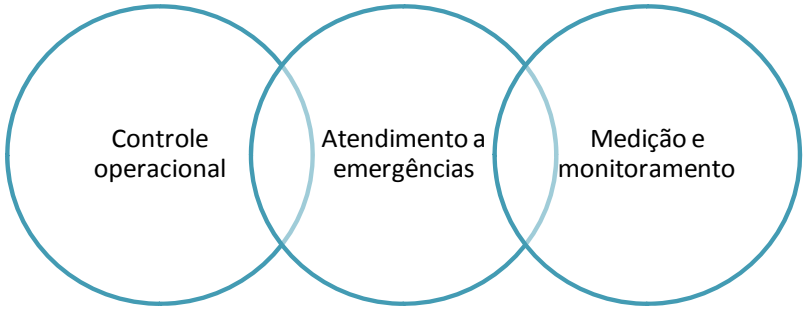
Um dos focos da gestão ambiental da Companhia é garantir o atendimento de todos os requisitos ambientais legais aplicáveis às suas atividades. Para isso, os identifica, atualiza e avalia periodicamente com o objetivo de determinar ações para manter ou alcançar os padrões legais e compromissos voluntários assumidos pela Companhia.

Com isso, a Tractebel Energia busca cumprir as condicionantes estabelecidas pelas licenças ambientais aplicáveis nas três fases do empreendimento: Licença Ambiental Prévia (avaliação de viabilidade do projeto), Licença Ambiental de Instalação e Licença Ambiental de Operação.

Aspectos e impactos ambientais

O SIG estabelece procedimentos para identificação dos aspectos ambientais de suas atividades, produtos e serviços, a fim de determinar aqueles que possam ter um impacto significativo sobre o meio ambiente.

Gestão dos aspectos e impactos ambientais



Para as atividades que têm impactos identificados, são estabelecidos controles operacionais de prevenção ou mitigação, por meio da definição de critérios e procedimentos para sua execução, conforme a Política de Meio Ambiente e os objetivos e metas da Companhia na área.

Os controles operacionais também podem ser estabelecidos por meio de estruturas físicas, que impeçam danos ao meio ambiente, tais como bacias de contenção nos reservatórios de combustíveis para evitar vazamentos. As estruturas físicas passam por manutenções preventivas periódicas, garantindo seu funcionamento efetivo em possíveis emergências. O controle é complementado com inspeções e testes durante os turnos de trabalho, a fim de evitar a ocorrência de impactos ambientais significativos.

As potenciais situações de emergência em relação a aspectos ambientais são identificadas pelos Planos de Atendimento a Emergências Ambientais, que definem a intervenção necessária para impedir impactos no meio ambiente. Sempre que preciso, os planos são revisados, analisados e testados, para garantir sua eficácia durante as situações reais de emergência, caso venham a ocorrer.

Os Planos de Monitoramento Ambiental da Tractebel preveem o acompanhamento das atividades com características passíveis de alteração no decorrer de sua execução e que estejam relacionadas diretamente com aspectos e impactos ambientais significativos, registrando os itens monitorados e a forma, frequência e registro do monitoramento.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Objetivos, metas e programas de gestão ambiental

A fim de minimizar os impactos de suas atividades ao meio ambiente, a Tractebel Energia define periodicamente seus objetivos ambientais, de acordo com a Política de Meio Ambiente da Companhia, para os quais são estabelecidos Programas de Gestão Ambiental que detalham ações, responsáveis e prazos para cumprimento.

Implantação de novos empreendimentos

Previamente à implantação de uma usina, são desenvolvidos extensivos estudos socioambientais, submetidos à consulta pública e à análise dos órgãos competentes. Na dimensão ambiental, no caso das hidrelétricas, além da flora e fauna terrestre e aquática, os estudos contemplam a análise da qualidade da água, de impactos no lençol freático e de efeito erosivo, entre outros.

Em 2009, a Tractebel Energia manteve em fase de implantação três novos empreendimentos: Usina Hidrelétrica São Salvador, PCH Areia Branca e Usina Ibitiúva Bioenergética.

Projetos socioambientais desenvolvidos nas usinas

- **Semana de Meio Ambiente**

  Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, Usina Hidrelétrica Cana Brava, Usina Hidrelétrica Itá, Usina Hidrelétrica Machadinho e Usina Hidrelétrica Passo Fundo

  A Tractebel Energia realiza, anualmente, a Semana do Meio Ambiente, com o objetivo de alcançar uma maior integração com a comunidade, além de promover a educação ambiental e divulgar os programas e resultados ambientais da companhia. Em 2009, destacam-se os seguintes eventos:

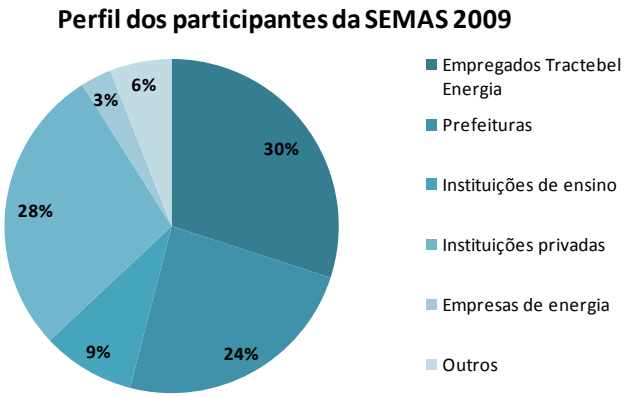
SEMA - Semana de Meio Ambiente do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda: a Semana foi realizada entre os dias 9 e 13.11.2009, no município de Capivari de Baixo (SC) e contou com concurso, palestras e apresentações:

- Palestra do Comitê de Sustentabilidade da Tractebel Energia.
- Apresentação da peça de teatro "O Sonho de Natanael".
- Projeto de Educação Ambiental Horta Modelo, com exposição de orquídeas, bromélias, plantas ornamentais e distribuição de mudas.
- Concurso de Projetos Ambientais, voltado às escolas de Capivari de Baixo e de Tubarão (SC), com premiação dos melhores projetos apresentados.

Semana Interna de Segurança e Meio Ambiente da Usina Hidrelétrica Cana Brava: no evento, realizado entre os dias 24 e 28.08.2009, a Usina Hidrelétrica Cana Brava integrou dois temas relevantes à sua operação e promoveu uma programação que envolveu atividades culturais, de preservação ambiental, de promoção da saúde e de conscientização sobre segurança e meio ambiente.

SEMAS 2009 – Semana de Meio Ambiente e Sustentabilidade – A Sustentabilidade e o Desenvolvimento Local: o evento, que acontece anualmente, foi desenvolvido com foco nos públicos de interesse das hidrelétricas Itá, Machadinho e Passo Fundo e contou com a participação de 192 pessoas. Em sua terceira edição, realizada em 2009, foram apresentadas palestras e apresentações culturais regionais que abordaram a sustentabilidade de maneira consistente e prática, com o objetivo de conscientizar os públicos de interesse da Companhia, buscando um caminho conjunto para a construção e aplicação de conceitos focados na sustentabilidade regional.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades



- **Programa de Formação de Educadores Ambientais (PFEA)**

  Usina Hidrelétrica Machadinho

O Programa, desenvolvido pela Tractebel Energia, é voltado a educadores que buscam aprimorar seus conhecimentos de educação ambiental e adquirir experiência por meio de atividades práticas, além da teoria.

Desenvolvido em quatro módulos, apresenta os subsídios necessários ao conhecimento de temas ambientais, fundamentos de educação ambiental, noções de cidadania e aplicação à vida cotidiana e o desenvolvimento de uma proposta pedagógica como trabalho de conclusão de curso. Em 2009, 28 educadores concluíram o curso.

- **Parque Ambiental Jorge Lacerda**

  Complexo Termelétrico Jorge Lacerda

A Companhia iniciou em novembro de 2009 as obras para construção do Parque Ambiental Jorge Lacerda, a partir de um projeto elaborado pela Universidade do Sul de Santa Catarina (Unisul).

O Parque, com inauguração prevista para 2011, é uma iniciativa voluntária da Tractebel Energia com o intuito de oferecer à comunidade um espaço de educação, cultura e lazer, que contará com pistas para caminhadas, ciclovias, lago, anfiteatro, horto florestal, concha acústica, entre outras opções, em uma área total de 500.000 m² (50 hectares) recuperada ambientalmente pela Tractebel Energia**,** localizada junto ao Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, na cidade de Capivari de Baixo, no sul de Santa Catarina.

Um Centro de Cultura e Sustentabilidade, com auditório de 340 lugares, também funcionará no Parque e abrigará manifestações artísticas e culturais, oficinas de música, teatro, dança e inclusão digital, galpão de exposições e registro da memória do município e do Complexo.

O funcionamento do Parque contará com mecanismos sustentáveis, como a captação da água da chuva, aquecimento com garrafas plásticas recicladas e tratamento de esgoto por um sistema no qual uma vegetação específica utiliza o material orgânico como nutriente e torna a água reutilizável. As edificações, pistas de caminhada e ciclovias serão construídas utilizando-se das cinzas descartadas pelo Complexo misturadas com cimento, substituindo parte do cimento convencional ou a areia fina para blocos de concreto. Sua gestão ficará a cargo de uma associação autônoma, composta por representações regionais.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- **Centro de Divulgação Ambiental (CDA)**
  Usina Hidrelétrica Itá

No CDA, são desenvolvidos projetos educativos voltados à comunidade, que incluem exposições temáticas, biblioteca, videoteca e arquivos fotográficos que apresentam informações socioambientais sobre a região e os programas desenvolvidos pela usina. Desde o início das atividades do CDA, já foram atendidas 204.896 pessoas.

- **Programa de Reflorestamento**

  Usina Hidrelétrica Salto Osório e Usina Hidrelétrica Salto Santiago

O Programa de reflorestamento prevê o plantio de 577 mil mudas na área dessas usinas até maio de 2010. Ao final de 2009, 400.970 mudas já haviam sido plantadas.

- **Projeto Coletor Solar**

  Usina Hidrelétrica Salto Osório,Usina Hidrelétrica Salto Santiago e Usina Hidrelétrica Itá

O Projeto Coletor Solar conta com a participação de nove entidades dos municípios do entorno das Usinas Hidrelétricas Salto Osório e Salto Santiago e consiste na realização de oficinas na Usina Hidrelétrica Itá, nas quais são apresentadas instruções de como montar um aquecedor, abastecido pela energia solar, com o uso de materiais reciclados, como embalagens longa-vida e garrafas PET. Em 2009, o projeto teve continuidade com a distribuição do material necessário para a fabricação e instalação do aquecedor nas entidades.

Uso múltiplo do reservatório

Por meio da concessão para operação das usinas hidrelétricas, a Tractebel Energia tem responsabilidade jurídica sobre seus reservatórios.

A Companhia incentiva o uso múltiplo dessa área pelas comunidades. Para isso, são estabelecidas parcerias com municípios para criação de praias artificiais, áreas reservadas à pesca, motonáutica e outras formas de lazer, bem como o recurso de irrigação para agropecuária.

A comunicação entre a Companhia e as comunidades fomenta um relacionamento harmônico e as tornam parceiras no uso das águas e na vigilância necessária à obtenção e manutenção da melhor qualidade ambiental possível.

Parques ambientais

A Tractebel Energia financia e apoia a implantação e manutenção de parques de preservação ambiental em áreas do entorno de seus reservatórios, como parte da compensação ambiental pela implantação dos empreendimentos. Um exemplo é o Parque Estadual Fritz Plaumann, implantado em parceria com empresas privadas, a Fatma e a sociedade civil, que viabiliza a proteção e o uso público da mais importante área remanescente da Floresta Estacional Decidual (Floresta do Rio Uruguai). Para sua gestão, foi constituída uma Organização da Sociedade Civil de Interesse Público (OSCIP), responsável pela equipe e manutenção das áreas do Parque. A Tractebel Energia também participa da OSCIP.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

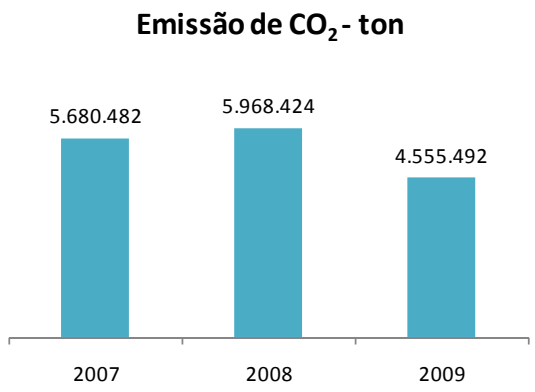
Indicadores ambientais consolidados

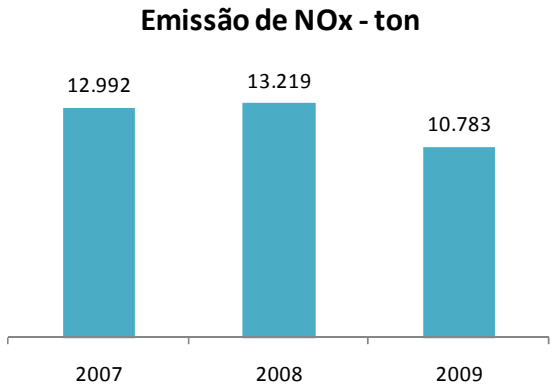
Emissões

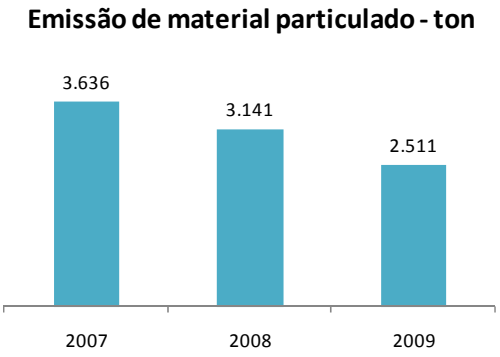
As principais emissões atmosféricas originadas pelas usinas da Companhia são o dióxido de carbono (CO_2), dióxido de enxofre (SO_2), óxido de nitrogênio (NOx) e material particulado (MP), resultantes do processo de geração nas termelétricas. A Companhia conta com práticas e processos que permitem controlar e reduzir essas emissões, como:

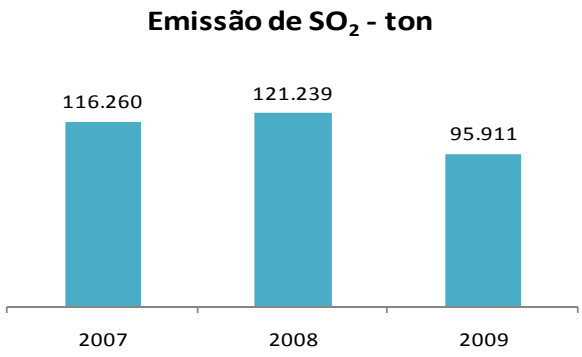
- Precipitadores eletrostáticos: retêm mais de 98,5% das emissões do material particulado nas unidades do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda.
- Instalação de filtros de mangas e dessulfurizador na Usina Termelétrica Charqueadas, que reduzem as emissões de material particulado e de dióxido de enxofre (SO_2) – entram em operação em 2010.
- Controle de enxofre no carvão e óleos combustíveis: permite reduzir a formação de dióxido de enxofre e sua emissão para a atmosfera
- Reaproveitamento de resíduos: utilização de 100% das cinzas leves produzidas como matéria-prima na produção de cimento.

Os gráficos a seguir mostram o total de emissões das usinas termelétricas Charqueadas, Alegrete, William Arjona, do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e da Unidade de Cogeração Lages.







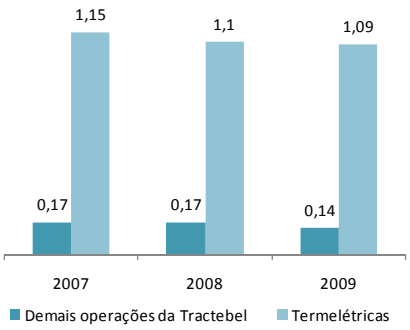


7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

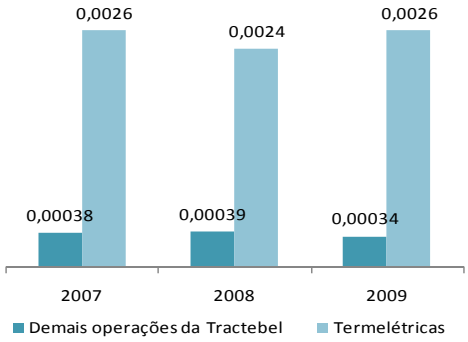
As emissões atmosféricas da Companhia em 2009 totalizaram 4.664.697 toneladas, uma redução de 23,6% em relação ao ano anterior. Esse resultado é reflexo da diminuição de 22,8% da produção de energia por parte das termelétricas e das iniciativas de melhorias operacionais de tecnologia em suas operações para minimizar as emissões.

As emissões da Companhia por MWh produzido apresentaram redução nos índice de CO_2 e se mantiveram praticamente estáveis nos ínices de NOx e SO_2, conforme gráficos a seguir:

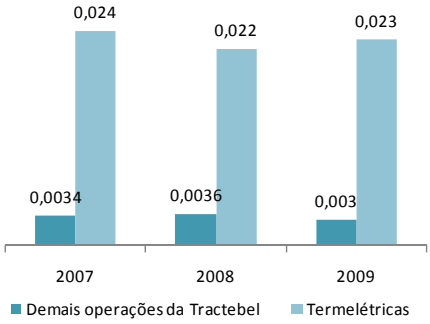
Emissões de CO_2 por MWh gerado (TCO_2/MWh)



Emissões de NO_x por MWh gerado (TCO_2/MWh)



Emissões de SO_2 por MWh gerado (TCO_2/MWh)



Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)

A Unidade de Cogeração Lages (SC) utiliza resíduos de madeira oriundos de diversas indústrias madeireiras para a produção de eletricidade e de vapor. Ao utilizar esses resíduos, que seriam descartados na natureza, a usina contribui para evitar as emissões de metano – um gás com Potencial de Aquecimento Global (PAG) 21 vezes maior que o do dióxido de carbono – provenientes da sua decomposição.

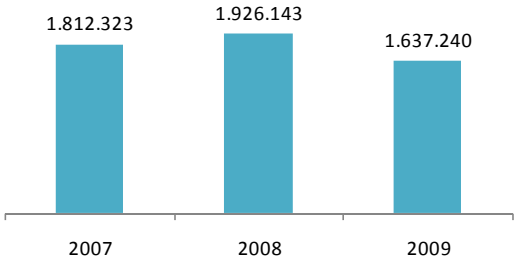
A Unidade de Cogeração Lages é oficialmente registrada junto ao Comitê Executivo da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas, como atividade que atende aos requisitos do **Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)** e está habilitada a gerar **créditos de carbono,** conforme estabelecido pelo Protocolo de Kyoto, para comercialização pela Lages Bioenergética.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

O projeto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) da Unidade de Cogeração Lages prevê a geração de 150 mil a 220 mil RCEs (Reduções Certificadas de Emissões) por ano, no período de uma década, entre novembro de 2004 e outubro de 2014.

Até 31.12.2009, 1,4 milhão de RCEs já haviam sido vendidas. Em 2006, foram vendidas 190 mil RCEs no mercado de créditos de carbono junto a empresas e entidades de países do Anexo 1 do Protocolo de Kyoto (conjunto de nações que assumiu metas de redução), processo que se repetiu em 2008 e 2009 com a venda de 264 mil e 155 mil RCEs, respectivamente. No ano de 2007, 750 mil RCEs foram vendidas ao Prototype Carbon Fund (PCF) antecipadamente. Essa venda deve ser entregue em parcelas anuais de 88 mil toneladas até 2013, com a última parcela, de 134 mil toneladas, a ser repassada em 2014. O PCF é o fundo para compra de créditos de carbono administrado pelo Banco Mundial e o volume da compra representa 60% do total de RCEs a serem emitidas futuramente.

Consumo de energia elétrica - GJ



Consumo de energia direta

O processo produtivo da Companhia consome a energia elétrica gerada por suas próprias usinas. Para gerar 31.763 GWh (equivalente a 114 milhões de GJ) de energia elétrica, a Companhia consumiu 454,8 GWh (equivalente a 1,6 milhão de GJ) na operação das plantas em 2009.

A redução do consumo está diretamente relacionada à diminuição na geração total de energia pelas usinas da Companhia de um ano para o outro.

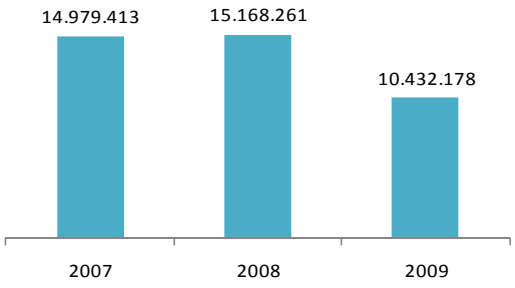
Em relação ao consumo de energia indireto, a Companhia estuda e adota medidas de redução do consumo de combustível fóssil, que envolvem a maior utilização de carros bicombustíveis, que priorizem o álcool em sua frota de veículos, e a realização de teleconferências, que evitem o deslocamento de seus empregados, reduzindo o consumo de combustível e, consequentemente, a emissão de Gases do Efeito Estufa (GEE).

Água

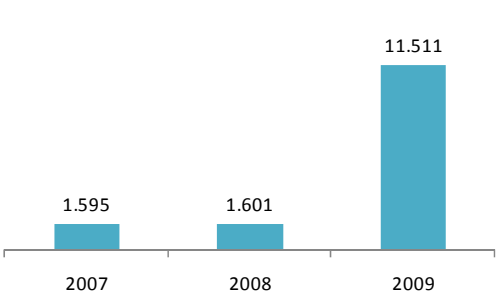
Os reservatórios das hidrelétricas e os rios do entorno das termelétricas têm a qualidade da água constantemente monitorada. Com isso, a Tractebel Energia toma conhecimento da constituição físico-química dos seus efluentes e, dessa forma, pode avaliar e atender prontamente a necessidade de ações corretivas ou preventivas.

Em suas operações, são adotadas uma série de ações de controle a fim de evitar a contaminação dos efluentes.

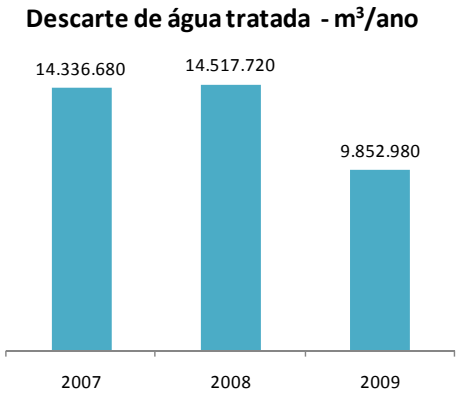
Consumo de água de superfície - m³



Consumo de água subterrânea - m³



7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades



O aumento no consumo de água subterrânea deve-se à incorporação dos dados de consumo referentes à operação da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra e das PCHs Eng. José Gelazio da Rocha e Rondonópolis, a partir de 2009. Somente a usina Ponte de Pedra consumiu 10.950 m³ de água subterrânea em 2009.

Mais de 99% do consumo de água e dos efluentes líquidos gerados pela Companhia é procedente das usinas termelétricas, que, na maioria das unidades, contam com sistemas de efluentes líquidos operantes em regime fechado. Os sistemas evitam o lançamento de poluentes nos rios da região e possibilitam a reutilização da água em diversos processos, gerando uma redução média estimada de 50% do consumo.

Em 2009, foi concluída a interligação do sistema de extração de cinzas no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, o que reduzirá o consumo de água industrial da Tractebel Energia em cerca de 95% a partir de 2010.

Nas unidades onde o sistema ainda não é fechado, os efluentes passam por tratamento físico-químico (sedimentação e neutralização) antes de serem lançados ao corpo receptor. Adicionalmente, bacias de contenção nos reservatórios de combustíveis evitam a poluição das águas decorrente de vazamentos.

Nas hidrelétricas, está em fase de substituição o sistema de lubrificação a óleo das bombas e tanques de drenagem mineral por lubrificação a água, evitando os riscos de derramamentos ou vazamentos de óleo. O processo já foi concluído na UHE Machadinho.

As Usinas Hidrelétricas Passo Fundo, Machadinho, Cana Brava e Itá, contam com um controle dos efluentes dos poços de drenagem, sistemas que drenam e separam água e óleo dos efluentes gerados na Casa de Máquinas e evita sua retenção nos Sistemas de Contenção. Com isso, a Companhia busca atingir a meta de redução da concentração de óleos e graxas nos efluentes em 50% do padrão permitido pela legislação, que é de 20 mg/l. Em 2009, com exceção da Usina Hidrelétrica Cana Brava, a concentração de óleos e graxas nos efluentes das demais usinas ficou abaixo do estabelecido na meta.

Gestão de resíduos

A gestão de resíduos da Companhia contempla o acondicionamento, o armazenamento interno temporário, o transporte e a destinação final.

Os resíduos sólidos gerados nas usinas são segregados e encaminhados à reciclagem ou outra destinação final adequada. Os resíduos combustíveis (borras de tanque e tintas, entre outros), classificados como perigosos, são destinados ao co-processamento pela indústria de cimento. O óleo lubrificante usado vai para o refino e é transformado em óleo básico, principal matéria-prima da fabricação do lubrificante acabado.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Resíduos perigosos

A gestão de resíduos perigosos obedece às regulamentações do licenciamento ambiental e às normas da Organização das Nações Unidas (ONU). São adotadas medidas preventivas contra vazamentos, como a utilização de fichas de segurança de produtos químicos, a implantação de barreiras de contenção e a sinalização adequada dos veículos. As empresas contratadas para esse tipo de transporte são devidamente habilitadas e licenciadas dentro do território nacional. Não são importados ou exportados resíduos perigosos.

Destinação dos resíduos perigosos em 2009

Método de disposição	Tipo de resíduo	Quantidade(t)
Aterro industrial classe I	Resíduos ou materiais contaminados com óleo, graxa ou produtos químicos, graxa residual, lodo de Estação de Tratamento de Água (ETA), materiais com amianto ou lã-de-vidro, pilhas e baterias, produtos químicos, materiais com mercúrio	101,65
Co-processamento	Resíduos ou materiais contaminados com óleo, graxa, produtos químicos, amianto ou lã-de-rocha ou ascarel	85,23
Incineração (ou utilização como combustível)	Resíduos de saúde e materiais contaminados com ascarel	0,019
Reciclagem	Óleos lubrificantes usados	55,88
Reutilização	Embalagens de produtos químicos e bombonas vazias	11,88
Subtotal (resíduos perigosos transportados)[1]		**254,66**
Resíduos com armazenamento local	Lodo de ETA, materiais contendo amianto ou lã-de-vidro, pilhas e baterias, Equipamentos de Proteção Individual (EPIs), detectores de fumaça	68,71
Total de resíduos perigosos		**323,37**

[1] *Todos os resíduos perigosos são transportados até o local da destinação final exclusivamente em território nacional*

Em 2006, a Companhia criou um Programa de Gestão Ambiental para a Usina Termelétrica Charqueadas com o objetivo de eliminar os equipamentos remanescentes que continham a substância química tóxica bifenil policlorinado (PCB), em especial, o ascarel. Em 2007, foram eliminados seis capacitores e, no ano seguinte, a Tractebel Energia concluiu o Programa, destinando à incineração, feita por uma empresa especializada, o último capacitor contendo esse tipo de produto.

Programa similar foi desenvolvido em 2005 para avaliar e recuperar uma área específica da Usina Hidrelétrica Salto Osório contaminada com óleo ascarel. A Companhia concluiu a recuperação em 2007, encaminhando resíduos contaminados com ascarel para incineração em empresa especializada e monitorando o local para garantir a extinção dos riscos ambientais e à saúde das pessoas.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Resíduos não perigosos

Os principais resíduos não perigosos gerados pela Tractebel Energia são as cinzas, originadas no processo de combustão das usinas a carvão, além de papéis, plásticos, vidro e sucata metálica ferrosa e não ferrosa.

As cinzas dividem-se em dois tipos: o tipo leve, arrastadas com os gases de combustão e retidas nos precipitadores eletrostáticos, e o tipo pesado, que permanece no fundo da caldeira. O primeiro, que corresponde a cerca de 80% do volume total de resíduos, é vendido à indústria cimenteira como insumo do cimento pozolânico, substituindo o calcário em sua composição. As cinzas pesadas têm o pH alto e são usadas como neutralizadoras da acidez do solo, na recuperação de depósitos de rejeitos de carvão .

As cinzas pesadas provenientes de Charqueadas e Jorge Lacerda são destinadas para a recuperação de áreas degradadas por carvão mineral. Em Charqueadas, parte volta à cava da mina e é aplicada na recuperação ambiental da área onde o carvão mineral utilizado na termelétrica foi minerado. Além disso, as cinzas pesadas são aproveitadas como base para a pavimentação asfáltica de rodovias.

Em 2009, 95,8% do volume de resíduos não perigosos foram reciclados, reutilizados, ou ainda reaproveitados em processos de pavimentação de estradas e recuperação de áreas degradadas (cava da mineração). Além disso, 91,8% do papel utilizado em toda a Companhia foi proveniente de reciclagem, totalizando 12,1 toneladas. Essa parcela representa um avanço de 13,3 p.p. em relação ao total de papel proveniente de reciclagem utilizado em 2008.

Destinação dos resíduos não perigosos em 2009

Método de disposição	Tipo de resíduo	Quantidade (t)
Aterro industrial classe II	Cinzas pesadas e lã-de-rocha, entulhos de construção, escória de jateamento, lã-de-rocha, resíduos de solda, sucata de borracha e eletrônica	42.289,74
Aterro sanitário	Resíduos comuns, orgânicos, papel, plástico, vidro e isopor	370,31
Bota-fora	Podas de jardim e madeiras	41,53
Compostagem	Resíduos orgânicos e podas de jardim	6,76
Co-processamento	Sucata de borracha	110,41
Pavimentação de estradas	Cinzas pesadas	0,02
Reciclagem	Cinzas leves, entulhos de construção, isopor, madeira, papéis e papelões, plásticos, vidros e metais	891.806,17
Recuperação de área degradada - cava da mineração	Cinzas pesadas	76.655,00
Reutilização	Sílica gel não contaminada	0,05
Tratamento / descontaminação	Lodo de esgoto	127,66
Armazenamento local	Resíduos de solda	39,03
Total		**1.011.446,68**

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Combustíveis

Os combustíveis consumidos pela Tractebel Energia são derivados do petróleo (óleo diesel e combustível) e carvão mineral, utilizados nas usinas termelétricas para geração de energia. A Unidade de Cogeração Lages utiliza como combustível resíduos de madeira (biomassa) fornecidos por madeireiras e outras indústrias da região.

Consumo de combustíveis

Materiais	2007	2008	2009
Carvão mineral (t)	3.341.888	3.532.719	2.751.989
Óleo combustível (m³)	2.748	29.776	2.943
Óleo diesel (m³)	2.944	37.267	2.480
Gás natural (m³)	23.563.014	0	0
Total	26.910.594	3.594.762	2.757.412

A redução de 23,4% no consumo de combustíveis em relação a 2008 é decorrente da redução da energia gerada pelas termelétricas em 2009.

Biodiversidade

A Companhia desenvolve programas de manejo e monitoramento de flora, fauna e ictiofauna para garantir a biodiversidade e as condições ambientais dos habitats, necessárias à preservação e ao desenvolvimento das espécies antes, durante e após a construção dos reservatórios.

Em 2009, as usinas Salto Santiago e Salto Osório colaboraram com o **Programa de Áreas Estratégicas para a Conservação da Biodiversidade** no Estado do Paraná. O investimento da Tractebel visa apoiar o programa na atualização do **mapeamento da cobertura florestal** paranaense e na criação de uma **Unidade de Conservação** na Serra da Esperança.

Fauna

- **Corredores ecológicos**: são desenvolvidos estudos e projetos nas usinas para criação e preservação de corredores ecológicos formados por espécies da flora local, com o objetivo de ligar formações vegetais nativas que ficaram isoladas devido à ocupação humana, criando um caminho para que os animais possam circular e se reproduzir numa biodiversidade semelhante à do seu habitat original.
- **Faixa de preservação:** nas bordas dos reservatórios são mantidas faixas de preservação para o desenvolvimento da fauna e da flora da região.
- **Salvamento e conservação da fauna:** estudo e salvamento dos animais da região durante o desmatamento e formação do reservatório.
- **Controle da proliferação de possíveis focos de problemas de saúde da população:** são realizados estudos periódicos sobre insetos e caramujos transmissores de doenças e levantamento de animais peçonhentos, acompanhados do desenvolvimento de programas de prevenção de acidentes.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Flora

Em 2009, nos **levantamento** florísticos e fitossociológicos realizados durante a implantação da **Usina Hidrelétrica São Salvador**, foram **confirmadas duas novas espécies de plantas**, até então desconhecidas na região.

- **Monitoramento e conservação da flora:** coleta de sementes e flores para estudo e catálogo para posterior produção de mudas e garantia da continuidade da espécie na região.
- **Produção de mudas de espécies nativas:** reflorestamento e recuperação da vegetação e da faixa ciliar das áreas do entorno das usinas e comunidades locais. Em 2009, 273,9 mil mudas foram plantadas e outras 154,7 mil doadas a órgãos públicos, comunidades e organizações não governamentais. Desde 2006, ano de início da produção, cerca de 1,4 milhões de mudas já foram plantadas ou doadas pela Companhia.

Ictiofauna

- **Equilíbrio da ictiofauna:** são desenvolvidos projetos de pesquisa voltados à ictiofauna, a fim de compreender o equilíbrio dinâmico que se estabelece ao longo da formação e maturidade dos lagos e adotar em cada usina o melhor manejo para minimizar os impactos sobre as espécies.
- **Monitoramento de peixes migratórios**: no programa de ictiofauna, a Companhia desenvolve ações específicas para as espécies de peixes migratórios, que incluem o monitoramento, por meio de chips, em algumas espécies dos reservatórios para o acompanhamento de seus hábitos e condições de vida, a fim de conhecer e preservar espécies nativas.
- **Pesquisa e monitoramento do mexilhão dourado:** as águas das bacias onde a Companhia atua são constantemente analisadas para detectar a presença da espécie invasora do mexilhão dourado (*Limnoperna fortunei*). Não há registros da espécie em nenhum reservatório da Companhia.
- **Repovoamento dos rios**: reprodução de alevinos de espécies nativas para o repovoamento dos reservatórios das hidrelétricas. A Companhia mantém um convênio com o Ibama para repovoamento da bacia do Rio Uruguai e, em pesquisa conjunta com o Laboratório de Peixes de Água Doce (Lapad), da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), reproduz em laboratório alevinos de espécies ameaçadas de extinção na região, como piracanjuba, dourado, curimbatá e piava, entre outros.

Custos e investimentos em gestão ambiental

Em 2009, a Companhia investiu R$ 76,5 milhões em melhorias para proteção ambiental, instalação de tecnologias mais limpas, controle das emissões atmosféricas, educação e treinamento ambiental, certificação externa, serviços externos de gestão ambiental, pessoal alocado em atividades gerais de gestão ambiental e projetos de pesquisa e desenvolvimento referentes a questões ligadas ao meio ambiente.

Adicionalmente, outros R$ 360 mil foram gastos com seguro de responsabilidade civil sobre qualquer evento relacionado ao meio ambiente em decorrência de poluição súbita, como derramamentos.

Esses valores consideram também as ações de treinamento e conscientização ambiental de seus empregados e da comunidade, de modo a replicar as práticas de proteção e recuperação do meio ambiente.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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

A companhia possui dependência somente das concessões e autorizações do Poder Concedente para desenvolvimento das suas atividades profissionais. Vide informações mais detalhadas sobre o funcionamento das autorizações e concessões no item 7.5.a anteriormente mencionado.

7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior

7.6 Receitas relevantes provenientes de países estrangeiros[1]

A Companhia auferiu receitas decorrentes da exportação de energia elétrica para a Argentina e o Uruguai nos montantes de R$ 170 milhões em 2007, R$ 34 milhões em 2008 e R$ 61 milhões em 2009, correspondentes a 5,08%, 0,91% e 1,56%, respectivamente, da sua receita bruta consolidada.

[1] Quando da apresentação anual do formulário de referência, as informações devem se referir às últimas demonstrações financeiras de encerramento do exercício social. Quando da apresentação do formulário de referência por conta do pedido de registro de distribuição pública de valores mobiliários, as informações devem se referir às últimas demonstrações financeiras de encerramento do exercício social e às últimas informações contábeis divulgadas pela Companhia.

7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades

7.7 Regulação dos países em que a Companhia obtém receitas relevantes

A Companhia normalmente atua indiretamente no mercado externo, por meio de venda de energia elétrica no mercado interno para exportação. Essa atuação ocorre por meio de agentes exportadores, tais como a Cien, que negocia com a Argentina, e a Tradener Ltda., que negocia com o Uruguai. Desta forma a Companhia não está sujeita à regulação desses países.

7.8 - Relações de longo prazo relevantes

7.8 Descrição das relações de longo prazo relevantes da Companhia que não figurem em outra parte deste formulário

Não há relações de longo prazo relevantes que não tenham figurado em outra parte deste formulário.

7.9 - Outras informações relevantes

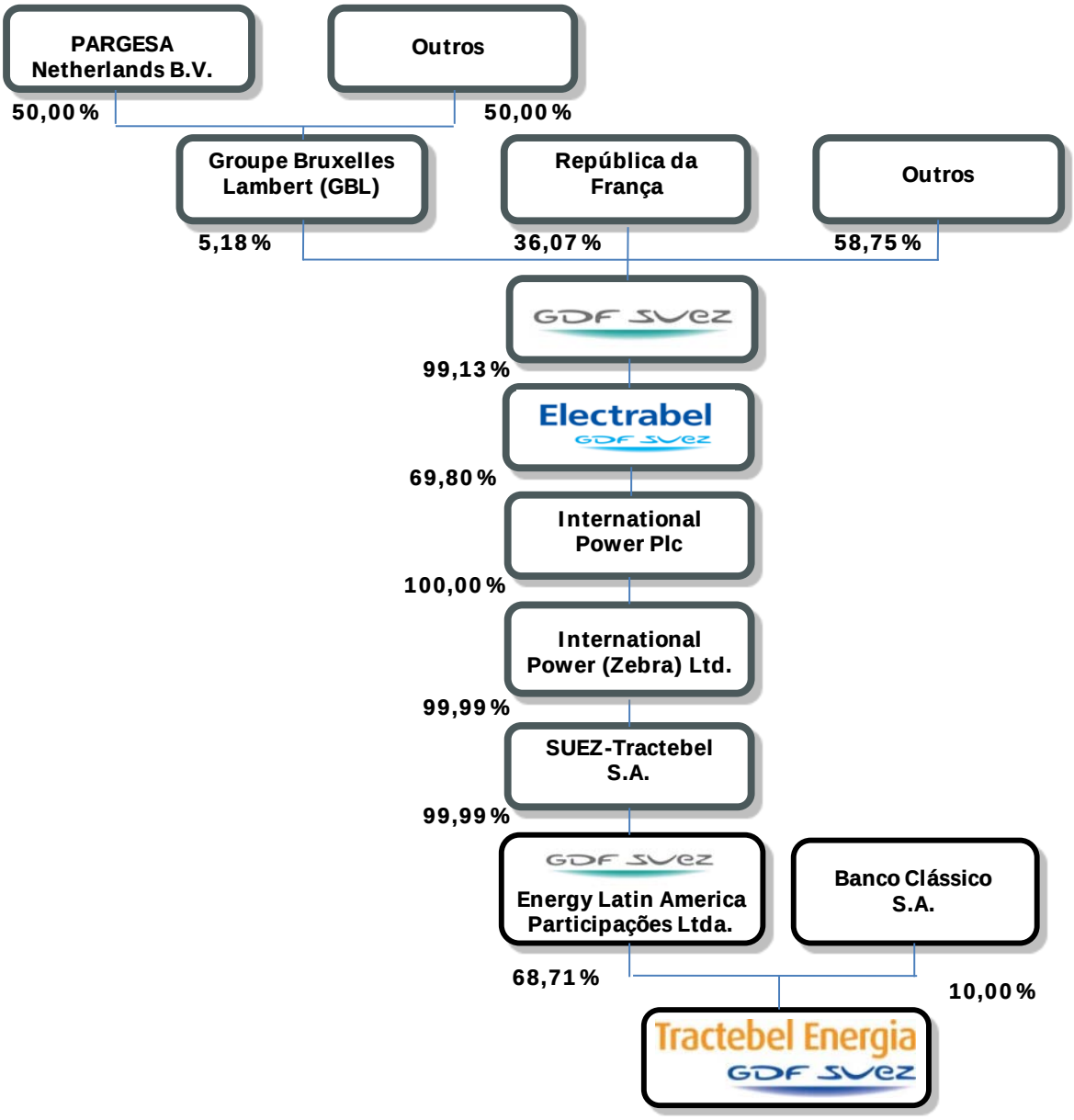
7.9 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Não existem outras informações relevantes sobre este item "7".

8.1 Descrição do grupo econômico em que se insere a Companhia

a. controladores diretos e indiretos

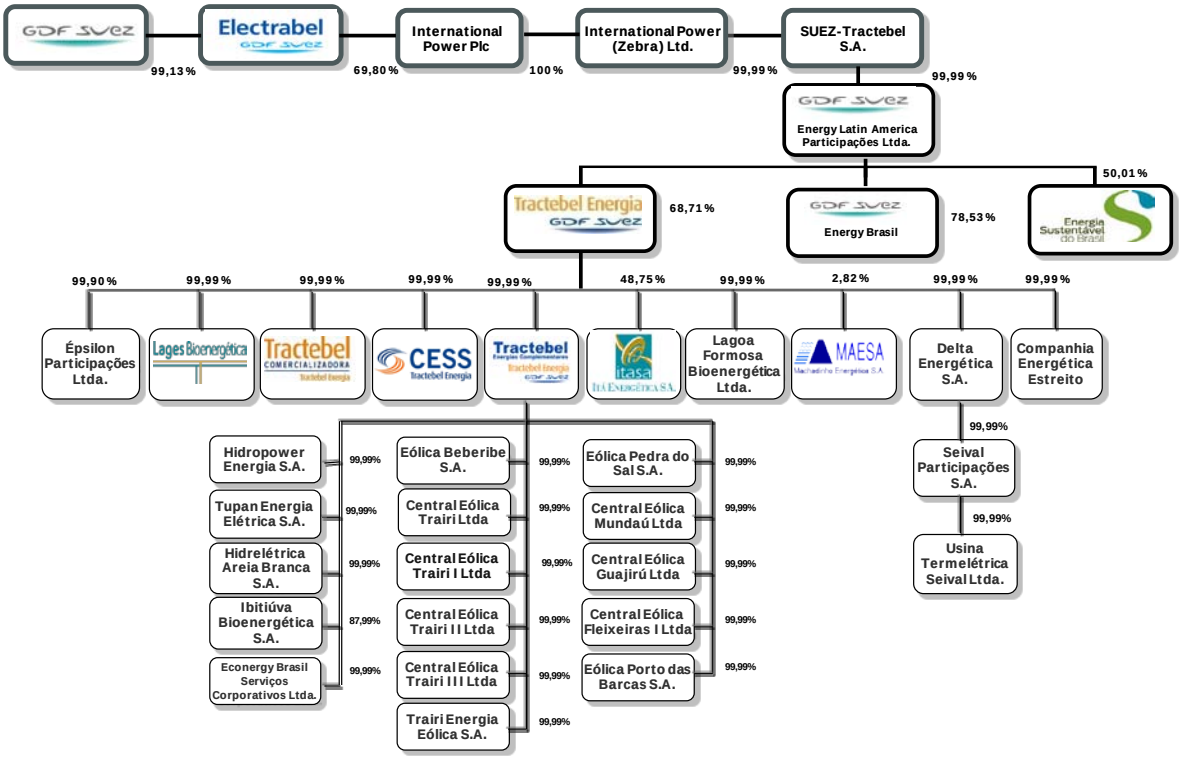
A Companhia tem ações negociadas no Novo Mercado da BM&FBOVESPA S.A. e é controlada pela GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda. (GSELA), subsidiária do grupo franco-belga GDF SUEZ, um dos maiores do mundo nas áreas de energia, água e gestão de resíduos, que possuí 68,71% das ações do capital social da Companhia.



8.1 - Descrição do Grupo Econômico

b. controladas e coligadas

As controladas e coligadas da Companhia estão apresentadas no organograma a seguir:



c. participações da Companhia em sociedades do grupo

A Companhia não possui participações em sociedades do grupo além das mencionadas no item b acima.

d. participações de sociedades do grupo na Companhia

Não há participação de sociedades do grupo na Companhia, além de seu acionista controlador a GSELA.

e. sociedades sob controle comum

A Itá Energética S.A. (Itasa) é uma empresa controlada em conjunto que tem como objetivo a exploração da Usina Hidrelétrica Itá em parceria através de consórcio, mediante concessão outorgada pela União Federal por intermédio da Aneel, com prazo de vigência de 35 anos, a partir de 28.12.1995. O empreendimento está situado no Rio Uruguai, na divisa dos Estados de Santa Catarina e do Rio Grande do Sul, e possui capacidade instalada de 1.450 MW e 720 MW médios de energia assegurada. Nos termos do Contrato de Consórcio, a controlada Itasa tem direito à quantidade de energia equivalente a 60,5% de 668 MW médios.

As ações representativas do Capital Social da Itasa são detidas pela Tractebel Energia, Companhia Siderúrgica Nacional (CSN) e Companhia de Cimento Itambé, na proporção de 48,75%, 48,75% e 2,50%, respectivamente.

8.2 Organograma do grupo econômico em que se insere a Companhia

O organograma do grupo econômico em que a Companhia se insere está mencionado nos itens 8.1.'a' e 'b' anteriormente mencionados.

8.3 - Operações de reestruturação

Data da operação	**21/12/2009**
Evento societário	Aquisição e alienação de ativos importantes
Descrição da operação	Aquisição da totalidade das ações ordinárias de emissão da SUEZ Energia Renovável S.A (SER), empresa controlada pela GSELA. A SER é detentora de participação de 40,07% no Consórcio Estreito Energia (Ceste). Maiores detalhes sobre este evento estão descritos neste formulário no item 6.5 Principais eventos societários.
Data da operação	**23/11/2009**
Evento societário	Aquisição e alienação de ativos importantes
Descrição da operação	Aquisição, através de sua controlada integral TBLP, de empresas que possuíam projetos de geração de energia eólica no Estado do Ceará, denominado Projeto Trairí. Maiores detalhes sobre este evento estão descritos neste formulário no item 6.5 Principais eventos societários.
Data da operação	**22/12/2008**
Evento societário	Aquisição e alienação de ativos importantes
Descrição da operação	Aquisição, através da TBLP, da totalidade do capital social da Eólica Beberibe S.A. (Beberibe), da Eólica Pedra do Sal S.A. (Pedra do Sal), da Hidrelétrica Areia Branca S.A. (Areia Branca) e da Econergy Brasil Serviços Corporativos Ltda. (EBSC). Maiores detalhes sobre este evento estão descritos neste formulário no item 6.5 Principais eventos societários.
Data da operação	**05/12/2008**
Evento societário	Aquisição e alienação de ativos importantes
Descrição da operação	Aquisição, através de sua controlada integral, TBLP, da totalidade do capital social da Tupan Energia Elétrica S.A. (Tupan) e da Hidropower Energia S.A. (Hidropwer). Maiores detalhes sobre este evento estão descritos neste formulário no item 6.5 Principais eventos societários.
Data da operação	**28/04/2008**
Evento societário	Outro
Descrição do evento societário "Outro"	Constituição de nova empresa
Descrição da operação	Constituição da Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva) com o propósito de compor o Consórcio Andrade juntamente com a Andrade Açúcar e Álcool S.A., controlada da Açúcar Guarani S.A.. Maiores detalhes sobre este evento estão descritos neste formulário no item 6.5 Principais eventos societários.
Data da operação	**28/03/2008**
Evento societário	Incorporação
Descrição da operação	Incorporação da subsidiária integral Companhia Energética Meridional (CEM), mediante a versão do patrimônio líquido da CEM a valor contábil e sem modificação do patrimônio líquido da Companhia. Maiores detalhes sobre este evento estão descritos neste formulário no item 6.5 Principais eventos societários.
Data da operação	**06/03/2008**
Evento societário	Outro
Descrição do evento societário "Outro"	Constituição de nova empresa

8.3 - Operações de reestruturação

Descrição da operação	Constituição da controlada integral Tractebel Energias Renováveis, a qual não desenvolveu qualquer atividade operacional até 31.12.2008. Posteriormente a controlada teve sua denominação alterada para Eólica Porto das Barcas S.A. (Porto das Barcas). Maiores detalhes sobre este evento estão descritos neste formulário no item 6.5 Principais eventos societários.
Data da operação	**13/12/2007**
Evento societário	Aquisição e alienação de ativos importantes
Descrição da operação	Aquisição, através da controlada Energia América do Sul Ltda. (EAS), do controle acionário da Ponte de Pedra Energética S.A. (PPESA). Maiores detalhes sobre este evento estão descritos neste formulário no item 6.5 Principais eventos societários.
Data da operação	**21/11/2007**
Evento societário	Outro
Descrição do evento societário "Outro"	Constituição de nova empresa
Descrição da operação	Constituição da Épsilon Participações Ltda. (Épsilon) cujo objeto social é a participação no capital de outras sociedades, quer como acionista ou sócia, bem como em consórcios. Maiores detalhes sobre este evento estão descritos neste formulário no item 6.5 Principais eventos societários.
Data da operação	**21/11/2007**
Evento societário	Outro
Descrição do evento societário "Outro"	Constituição de nova empresa
Descrição da operação	Constituição da Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP),nova denominação da Gama Participações Ltda. (Gama), cujo objeto social é a participação no capital de outras sociedades, quer como acionista ou sócia, bem como em consórcios. Maiores detalhes sobre este evento estão descritos neste formulário no item 6.5 Principais eventos societários.
Data da operação	**02/10/2007**
Evento societário	Aquisição e alienação de ativos importantes
Descrição da operação	Aquisição, através da controlada integral Delta Energética S.A. (Delta), do controle acionário da Seival Participações S.A. (Seival). Maiores detalhes sobre este evento estão descritos neste formulário no item 6.5 Principais eventos societários.
Data da operação	**02/07/2007**
Evento societário	Outro
Descrição do evento societário "Outro"	Constituição de nova empresa
Descrição da operação	Constituição da Lagoa Formosa Bioenergética Ltda. (Lagoa Formosa) cujo objeto social é construir, operar e manter unidades de cogeração para produção de energia elétrica e vapor, gerar créditos de carbono e celebrar atos de comércio decorrentes dessas atividades. Maiores detalhes sobre este evento estão descritos neste formulário no item 6.5 Principais eventos societários.
Data da operação	**15/05/2007**
Evento societário	Aquisição e alienação de ativos importantes
Descrição da operação	Aquisição da totalidade de ações da Companhia Energética São Salvador (CESS), adquirido da sua controladora GSELA. Maiores detalhes sobre este evento estão descritos neste formulário no item 6.5 Principais eventos societários.
Data da operação	**15/03/2007**

8.3 - Operações de reestruturação

Evento societário	Aquisição e alienação de ativos importantes
Descrição da operação	Aquisição de participação na Machadinho Energética S.A. (Maesa) - Maiores detalhes sobre este evento estão descritos neste formulário no item 6.5 Principais eventos societários.

8.4 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Em 10.08.2010, a Companhia comunicou aos seus acionistas e ao mercado em geral que, através do anúncio publicado nesta data (Anúncio) por sua controladora indireta GDF SUEZ, tomou conhecimento da celebração de um Memorando de Entendimentos entre os Conselhos de Administração da GDF SUEZ e da International Power plc (International Power), detalhando os princípios que regerão uma possível combinação dos ativos da unidade de negócios de energia internacional (fora da Europa) da GDF SUEZ e de determinados ativos localizados no Reino Unido e na Turquia (denominados, em conjunto, como os "Ativos da GDF SUEZ Energy International"), com os ativos da International Power, para a criação de uma International Power mais robusta (a "Nova International Power"), listada e negociada na Bolsa de Valores de Londres (a Operação). A Tractebel Energia faz parte do conjunto de Ativos da GDF SUEZ Energy International.

Em 04.02.2011 a Companhia comunicou a seus acionistas e ao mercado em geral, através de Fato Relevante, que os Conselhos de Administração da GDF SUEZ S.A. da qual a Tractebel Energia é subsidiária indireta, e da International Power PLC (IP) anunciaram que a combinação entre certos ativos da GDF SUEZ, relacionados às atividades internacionais de energia da GDF SUEZ (fora da Europa) e certos ativos no Reino Unido e na Turquia, incluindo a participação indireta da GDF SUEZ na Tractebel Energia (coletivamente "Ativos Internacionais de Energia da GDF SUEZ"), de um lado, e a IP, de outro lado ("Combinação"), foi consumada.

No contexto da Combinação, a GDF SUEZ, por meio de sua subsidiária Electrabel e certas outras de suas subsidiárias, subscreveu novas ações de emissão da IP, representativas de 70% do capital votante e total da IP (a qual assim se tornou uma subsidiária indireta da GDF SUEZ), para subsequentemente integralizá-las por meio da contribuição dos Ativos Internacionais de Energia da GDF SUEZ à IP.

A Combinação tem como objetivo, entre outros, melhorar substancialmente a posição estratégica tanto da IP quanto da GDF SUEZ, por meio da criação da líder mundial em geração independente de energia.

Não obstante, a Combinação não deverá modificar ou afetar, de nenhuma forma, a estrutura do mercado de eletricidade brasileiro – considerando que a IP não desempenhava nenhuma atividade de geração, transmissão ou distribuição de eletricidade ou qualquer outra atividade no Brasil ou em qualquer outra jurisdição na América Latina. A Combinação não constituiu alienação de controle em relação à Tractebel Energia, a qual continua sendo uma subsidiária indireta da GDF SUEZ.

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

9.1 Outros bens relevantes do ativo não circulante

Não existem outros bens relevantes relativos a este item "9".

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

Descrição do bem do ativo imobilizado	País de localização	UF de localização	Município de localização	Tipo de propriedade
Usina Hidrelétrica Passo Fundo	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Usina Hidrelétrica Salto Osório	Brasil	PR	Quedas do Iguaçu	Própria
Usina Hidrelétrica Salto Santiago	Brasil	PR	Saudade do Iguaçu	Própria
Usina Hidrelétrica Itá (participação em consórcio)	Brasil	RS	Aratiba	Própria
Usina Hidrelétrica Machadinho (participação em consórcio)	Brasil	SC	Piratuba	Própria
Usina Hidrelétrica Cana Brava	Brasil	GO	Cavalcante	Própria
Usina Hidrelétrica São Salvador	Brasil	TO	Paranã	Própria
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra	Brasil	MT	Itiquira	Própria
Usina Termelétrica Charqueadas	Brasil	RS	Charqueadas	Própria
Usina Termelétrica Alegrete	Brasil	RS	Alegrete	Própria
Complexo Termelétrico Jorge Lacerda	Brasil	SC	Capivari de Baixo	Própria
Usina Termelétrica William Arjona	Brasil	MS	Campo Grande	Própria
Usina de Cogeração Lages	Brasil	SC	Lages	Própria
Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca	Brasil	MG	Caratinga	Própria
Pequena Central Hidrelétrica Rondonópolis	Brasil	MT	Rondonópolis	Própria
Pequena Central Hidrelétrica Eng. José Gelazio da Rocha	Brasil	MT	Rondonópolis	Própria
Parque Eólico Beberibe (área alugada de terceiros)	Brasil	CE	Beberibe	Própria
Usina Eólica Pedra do Sal (área alugada de terceiros)	Brasil	PI	Parnaíba	Própria
Usina Termelétrica Ibitiúva Bioenergética	Brasil	SP	Pitangueiras	Própria
Edifício Sede	Brasil	SC	Florianópolis	Alugada
Salas comerciais	Brasil	SC	Florianópolis	Própria
Usina Hidrelétrica Estreito (40,07% pertencente a SUEZ Energia Renovável S.A.)	Brasil	MA	Estreito	Própria

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	UHE Salto Santiago - Tractebel Energia	Rodovia BR 158, Km 42 - Saudade do Iguaçu (PR)	de 28.09.1998 a 27.09.2028	Os eventos que podem causar a perda dos direitos relativos a tais ativos estão descritos no item 9.2 deste formulário	As consequências da perda de tais direito para a Companhia estão descritas no item 9.2 deste formulário
Concessões	UHE Salto Osório - Tractebel Energia	Rodovia PR 475, Km 33 - Quedas do Iguaçu (PR)	de 28.09.1998 a 27.09.2028	Os eventos que podem causar a perda dos direitos relativos a tais ativos estão descritos no item 9.2 deste formulário	As consequências da perda de tais direito para a Companhia estão descritas no item 9.2 deste formulário
Concessões	UHE Passo Fundo - Tractebel Energia	Usina Hidr. Passo Fundo - Entre Rios do Sul (RS)	de 28.09.1998 a 27.09.2028	Os eventos que podem causar a perda dos direitos relativos a tais ativos estão descritos no item 9.2 deste formulário	As consequências da perda de tais direito para a Companhia estão descritas no item 9.2 deste formulário
Concessões	UHE Itá - Tractebel Energia /Itasa	Volta da Uva, s/nº - Aratiba (RS)	de 28.12.1995 a 16.10.2030	Os eventos que podem causar a perda dos direitos relativos a tais ativos estão descritos no item 9.2 deste formulário	As consequências da perda de tais direito para a Companhia estão descritas no item 9.2 deste formulário
Concessões	UHE Machadinho - Tractebel Energia	Rua Paraná. 148 - Bairro Balneário - Piratuba (SC)	de 15.07.1997 a 14.07.2032	Os eventos que podem causar a perda dos direitos relativos a tais ativos estão descritos no item 9.2 deste formulário	As consequências da perda de tais direito para a Companhia estão descritas no item 9.2 deste formulário
Concessões	UHE Cana Brava - Tractebel Energia	Usina Hidrelétrica Cana Brava - Cavalcante (GO)	de 27.08.1998 a 26.08.2033	Os eventos que podem causar a perda dos direitos relativos a tais ativos estão descritos no item 9.2 deste formulário	As consequências da perda de tais direito para a Companhia estão descritas no item 9.2 deste formulário
Concessões	UHE Ponte de Pedra - PPESA	Est. UHE Ponte de Pedra, s/nº - Itiquira (MT)	de 01.10.1999 a 30.09.2034	Os eventos que podem causar a perda dos direitos relativos a tais ativos estão descritos no item 9.2 deste formulário	As consequências da perda de tais direito para a Companhia estão descritas no item 9.2 deste formulário
Concessões	UHE São Salvador - CESS	Rodovia TO 387, Km 40 – Paranã (TO)	de 23.04.2002 a 22.04.2037	Os eventos que podem causar a perda dos direitos relativos a tais ativos estão descritos no item 9.2 deste formulário	As consequências da perda de tais direito para a Companhia estão descritas no item 9.2 deste formulário
Concessões	Complexo Jorge Lacerda (Autorizações) - Tractebel Energia	Av. Paulo S. Mello, s/nº - Capivari de Baixo (SC)	de 28.09.1998 a 27.09.2028	Os eventos que podem causar a perda dos direitos relativos a tais ativos estão descritos no item 9.2 deste formulário	As consequências da perda de tais direito para a Companhia estão descritas no item 9.2 deste formulário
Concessões	UTE Charqueadas (Autorizações) - Tractebel Energia	Rua Geólogo White, s/nº Centro - Charqueadas (RS)	de 28.09.1998 a 27.09.2028	Os eventos que podem causar a perda dos direitos relativos a tais ativos estão descritos no item 9.2 deste formulário	As consequências da perda de tais direito para a Companhia estão descritas no item 9.2 deste formulário

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	UTE Alegrete (Autorizações) - Tractebel Energia	Rua João Galant, s/nº - Ibirapuitã - Alegrete (RS)	de 28.09.1998 a 27.09.2028	Os eventos que podem causar a perda dos direitos relativos a tais ativos estão descritos no item 9.2 deste formulário	As consequências da perda de tais direito para a Companhia estão descritas no item 9.2 deste formulário
Concessões	UTE William Arjona (Autorizações) - Tractebel Energia	Rodovia BR060, Estrada Vicinal - Campo Grande (MS)	de 02.06.2000 a 28.04.2029	Os eventos que podem causar a perda dos direitos relativos a tais ativos estão descritos no item 9.2 deste formulário	As consequências da perda de tais direito para a Companhia estão descritas no item 9.2 deste formulário
Concessões	UTE Ibitiúva Bioenergética (Autorizações) - Consórcio Andrade	Faz. Piratininga s/nº Z. Rural - Pitangueiras (SP)	de 05.04.2000 a 04.04.2030	Os eventos que podem causar a perda dos direitos relativos a tais ativos estão descritos no item 9.2 deste formulário	As consequências da perda de tais direito para a Companhia estão descritas no item 9.2 deste formulário
Concessões	Unidade de Cogeração Lages (Autorizações) - Lages	R. Vivanderio S. Vale, s/nº -Carobá - Lages (SC)	de 30.10.2002 a 29.10.2032	Os eventos que podem causar a perda dos direitos relativos a tais ativos estão descritos no item 9.2 deste formulário	As consequências da perda de tais direito para a Companhia estão descritas no item 9.2 deste formulário
Concessões	PCH Rondonópolis (Autorizações) - Tupan	Rodovia BR 163, Km 102 - Rondonópolis (MT)	de 19.12.2002 a 18.12.2032	Os eventos que podem causar a perda dos direitos relativos a tais ativos estão descritos no item 9.2 deste formulário	As consequências da perda de tais direito para a Companhia estão descritas no item 9.2 deste formulário
Concessões	PCH Eng. José Gelazio da Rocha (Autorizações) - Hidropower	Rodovia BR 163, Km 102 - Rondonópolis (MT)	de 19.12.2002 a 18.12.2032	Os eventos que podem causar a perda dos direitos relativos a tais ativos estão descritos no item 9.2 deste formulário	As consequências da perda de tais direito para a Companhia estão descritas no item 9.2 deste formulário
Concessões	PCH Areia Branca (Autorizações) - Areia Branca	Fazenda Cachoeira Bonita, s/nº - Caratinga (MG)	de 03.05.2000 a 02.05.2030	Os eventos que podem causar a perda dos direitos relativos a tais ativos estão descritos no item 9.2 deste formulário	As consequências da perda de tais direito para a Companhia estão descritas no item 9.2 deste formulário
Concessões	EOL Pedra do Sal (Autorizações) - Pedra do Sal	Parque Eólico Pedra do Sal - Parnaíba (PI)	de 02.10.2002 a 01.10.2032	Os eventos que podem causar a perda dos direitos relativos a tais ativos estão descritos no item 9.2 deste formulário	As consequências da perda de tais direito para a Companhia estão descritas no item 9.2 deste formulário

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	EOL Beberibe (Autorizações) - Beberibe	Faz. Ubereba, s/nº Praia das Fontes-Beberibe (CE)	de 04.08.2003 a 03.08.2033	Os eventos que podem causar a perda dos direitos relativos a tais ativos estão descritos no item 9.2 deste formulário	As consequências da perda de tais direito para a Companhia estão descritas no item 9.2 deste formulário
Concessões	UHE Estreito (40,07% pertencente a SUEZ Energia Renovável S.A.)	Rodovia BR 230 - Km 08 - s/nº - Estreito - MA	de 26.11.2002 a 26.11.2037	Os eventos que podem causar a perda dos direitos relativos a tais ativos estão descritos no item 9.2 deste formulário.	As consequências da perda dos direitos relativos a tais ativos estão descritos no item 9.2 deste formulário.

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

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Companhia Energética Meridional (CEM)	02.201.268/0001-17	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração e comercialização de energia elétrica	99,990000

Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)
				Valor mercado		
31/12/2009	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2009	0,00
31/12/2008	0,000000	0,000000	0,00			
31/12/2007	0,000000	0,000000	136.249.943,51			

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Rentabilidade dos investimentos (em 28.03.2008 a Tractebel Energia incorporou a sua controlada integral CEM).

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Companhia Energética São Salvador (CESS)	04.848.623/0001-70	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração e comercialização de energia elétrica	99,990000

Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)
				Valor mercado		
31/12/2009	21,290000	0,000000	1.628.252,39	Valor contábil	31/12/2009	324.799.969,45
31/12/2008	0,570000	0,000000	0,00			
31/12/2007	0,000000	0,000000	0,00			

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Rentabilidade dos investimentos

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Delta Energética S.A. (Delta)	04.739.720/0001-24	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Participação em projetos de geração. Sem atividade até o momento	99,990000

Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)
				Valor mercado		
31/12/2009	15,160000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2009	23.039.803,54
31/12/2008	-4,260000	0,000000	0,00			
31/12/2007	522350,000000	0,000000	0,00			

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Possibilidade de desenvolvimento de um novo negócio.

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Energia América do Sul Ltda. (EAS)	02.695.010/0001-14	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração e comercialização de energia elétrica	99,990000

Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)
				Valor mercado		
31/12/2009	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2009	653.479.934,86
31/12/2008	0,000000	0,000000	0,00			

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

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	**Valor contábil - variação %**	**Valor mercado - variação %**	**Montante de dividendos recebidos (Reais)**		**Data**	**Valor (Reais)**		
31/12/2007	0,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Rentabilidade dos investimentos.								
Épsilon Participações Ltda. (Épsilon)	09.212.980/0001-60	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Participação em projetos de geração. Sem atividade até o momento	99,900000
				Valor mercado				
31/12/2009	0,000000	0,000000	0,00	**Valor contábil**	31/12/2009	999,00		
31/12/2008	0,000000	0,000000	0,00					
31/12/2007	0,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Possibilidade de desenvolvimento de um novo negócio.								
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21	1891-0	Controlada	Brasil	SP	São Paulo	Geração e comercialização de energia elétrica	48,750000
				Valor mercado				
31/12/2009	8,360000	0,000000	5.790.372,13	**Valor contábil**	31/12/2009	310.144.203,70		
31/12/2008	5,150000	0,000000	7.500.003,14					
31/12/2007	5,220000	0,000000	6.714.910,24					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Rentabilidade dos investimentos.								
Lages Bioenergética S.A. (Lages)	05.210.535/0001-00	-	Controlada	Brasil	SC	Lages	Geração e comercialização de energia elétrica	99,990000
				Valor mercado				
31/12/2009	35,640000	0,000000	0,00	**Valor contábil**	31/12/2009	64.055.926,77		
31/12/2008	17,050000	0,000000	0,00					
31/12/2007	24,460000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Rentabilidade dos investimentos.								
Lagoa Formosa Bioenergética Ltda. (Lagoa Formosa)	08.925.868/0001-04	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Participação em projetos de geração. Sem atividade até o momento	99,990000

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

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	**Valor contábil - variação %**	**Valor mercado - variação %**	**Montante de dividendos recebidos (Reais)**		**Data**	**Valor (Reais)**		
				Valor mercado				
31/12/2009	0,000000	0,000000	0,00	**Valor contábil**	31/12/2009	269.018,65		
31/12/2008	0,000000	0,000000	0,00					
31/12/2007	0,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Possibilidade de desenvolvimento de um novo negócio.								
Machadinho Energética S.A.(Maesa)	03.076.274/0001-52	1892-9	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Geração e comercialização de energia elétrica	2,820000
				Valor mercado				
31/12/2009	0,000000	0,000000	0,00	**Valor contábil**	31/12/2009	28.793.128,87		
31/12/2008	0,000000	0,000000	0,00					
31/12/2007	0,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Rentabilidade dos investimentos.								
SUEZ Energia Renovável S.A.	08.976.022/0001-01	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	A SER é detentora de participação de 40,07% no Consórcio Estreito Energia (Ceste), criado em 05.11.2002 para a implantação e exploração do Aproveitamento Hidrelétrico Estreito (AHE Estreito).	99,990000
				Valor mercado				
31/12/2009	0,000000	0,000000	0,00	**Valor contábil**				
31/12/2008	0,000000	0,000000	0,00					
31/12/2007	0,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Rentabilidade dos investimentos.								
Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC)	04.100.556/0001-00	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Comercialização de energia elétrica no mercado livre de negociação	99,990000
				Valor mercado				
31/12/2009	126,660000	0,000000	0,00	**Valor contábil**	31/12/2009	72.077.334,86		

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

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	**Valor contábil - variação %**	**Valor mercado - variação %**	**Montante de dividendos recebidos (Reais)**		**Data**	**Valor (Reais)**		
31/12/2008	657,120000	0,000000	0,00					
31/12/2007	522350,000000	0,000000	76.978.927,70					

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Rentabilidade dos investimentos.

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)	09.212.990/0001-04	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Participação no capital de outras sociedades que possuam projetos referente a geração de energias complementares	99,990000
				Valor mercado				
31/12/2009	0,000000	0,000000	0,00	**Valor contábil**	31/12/2009	497.634.050,92		
31/12/2008	0,000000	0,000000	0,00					
31/12/2007	0,000000	0,000000	0,00					

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Rentabilidade dos investimentos.

9.2 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Informações complementares ao quadro 9.1.a

A concessão relativa à UHE Itá está compartilhada com a controlada em conjunto Itasa, tendo a Tractebel Energia o equivalente a 1.090 MW da capacidade instalada, correspondentes as suas participações no Consórcio Itá com 39,5% e no capital social da Itasa com 48,75%. Com referência à concessão da UHE Machadinho a Tractebel Energia detém 404 MW do total instalado, referente a participação direta no Consórcio Machadinho e indireta através da participação no capital na Maesa de 16,94 % e 2,82%, respectivamente.

Informações complementares ao quadro 9.1.b

A Companhia não tem nenhuma patente, licença, franquia ou contrato de tecnologia.

i. duração

A duração das concessões e autorizações da Companhia estão descritas na tabela do item b anteriormente apresentada.

ii. território atingido

As localizações das Usinas da Companhia estão mencionadas na tabela do item 9.1.a. anteriormente apresentada.

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

Os eventos que podem causar a perda dos direitos relativos a tais ativos estão descritos no item 7.5.a deste formulário, e seguem resumidos a seguir.

Conforme mencionado anteriormente no item 7.5.a, a Lei de Concessões estabelece, entre outras disposições, 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. Ademais, a concessionária deverá cumprir o regulamento vigente do setor elétrico. Os principais dispositivos da Lei de Concessões estão resumidos como segue:

- serviço adequado: a concessionária deve prestar serviço adequado a fim de satisfazer parâmetros de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação, modicidade nas tarifas e acesso ao serviço;
- servidões: o Poder Concedente pode declarar os bens necessários à execução do serviço ou obra pública de necessidade ou utilidade pública para fins de instituição de servidão administrativa, em benefício de uma concessionária, sendo que, neste caso, a responsabilidade pelas indenizações cabíveis é da concessionária;
- responsabilidade objetiva: a concessionária é responsável por todos os danos diretos ou indiretos resultantes da prestação de seus serviços, independentemente de sua culpa;
- 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, por meio de processo administrativo, a fim de garantir o desempenho adequado dos serviços e o cumprimento integral das disposições contratuais, regulatórias e legais pertinentes, caso a concessionária deixe de cumprir com suas obrigações;

9.2 - Outras informações relevantes

- término antecipado da concessão: o término do contrato de concessão poderá ser antecipado por meio de encampação, caducidade, rescisão, anulação e/ou falência ou extinção da empresa concessionária e falecimento ou incapacidade do titular, no caso de empresa individual; sendo que a encampação consiste no término prematuro de uma concessão por razões relacionadas ao interesse público, mediante indenização; a caducidade consiste na retomada da atividade e de bens concedidos pelo Poder Concedente após processo administrativo com todos os direitos e garantias atinentes ao "devido processo legal", no qual reste comprovado que a concessionária, sem justificativa, (i) deixou de prestar serviço de forma adequada ou completa, tendo por base as normas, critérios, indicadores e parâmetros definidores da qualidade do serviço; (ii) deixou de cumprir adequadamente com suas obrigações estipuladas no contrato de concessão ou disposições legais ou regulamentares concernentes à concessão; (iii) paralisou o serviço ou concorreu para tanto, ressalvadas as hipóteses decorrentes de caso fortuito ou de força maior; (iv) não tem mais capacidade técnica financeira ou econômica para fornecer serviços adequados, (v) não cumpriu as penalidades eventualmente impostas pelo Poder Concedente; (vi) não atendeu intimação do Poder Concedente no sentido de regularizar a prestação do serviço; e (vii) foi condenada em sentença transitada em julgado por sonegação de tributos, inclusive contribuições. A concessionária tem direito à indenização, a posteriori, por seus investimentos em ativos reversíveis que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados, após dedução de quaisquer multas e danos devidos pela concessionária. Por fim, a rescisão contratual pode ser feita de comum acordo entre as partes ou em decorrência de decisão judicial irrecorrível, proferida em processo interposto pelo concessionário;
- reversão no advento do termo contratual: a reversão no advento do termo contratual será feito com a indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido;
- produção de energia elétrica por Produtor Independente e por autoprodutor: no final do prazo da concessão ou autorização, os bens e as instalações realizados para a geração independente e para a autoprodução de energia elétrica em aproveitamento hidráulico passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos ainda não amortizados. Para determinação do montante da indenização a ser paga, serão considerados os valores dos investimentos posteriores, aprovados e realizados, não previstos no projeto original, e a depreciação apurada por auditoria do Poder Concedente. No caso de UTE, não será devida indenização dos investimentos realizados, assegurando-se, porém, ao Produtor Independente ou ao autoprodutor remover as instalações.

iv. possíveis consequências da perda de tais direitos para a Companhia

Os Contratos de Concessão dispõem que cada concessão poderá ser extinta antes do seu vencimento (i) em caso de encampação pelo Poder Concedente por motivo de interesse público, (ii) em caso de caducidade da concessão (nos termos dos Contratos de Concessão) ou (iii) no caso de descumprimento pela Companhia de suas obrigações previstas nos Contratos de Concessão e na legislação e regulamentação aplicáveis, caso em que será declarada a extinção da concessão. A Companhia também pode requerer a extinção das concessões em caso de descumprimento pelo Poder Concedente de suas obrigações, mas para tanto é necessária uma ação judicial específica.

9.2 - Outras informações relevantes

A indenização a que a Companhia tem direito no caso de extinção da concessão pode não ser suficiente para recuperar o valor integral de certos ativos. Além disso, caso qualquer dos contratos de concessão seja rescindido em virtude de descumprimento das obrigações da Companhia, o valor efetivo de compensação a ser pago pelo Poder Concedente pode ser reduzido de maneira significativa por meio da imposição de multas ou outras penalidades. Assim, o término antecipado dos Contratos de Concessão, em conjunto ou individualmente, por qualquer motivo, teria efeito substancial e adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais e na condição financeira da Companhia, bem como no preço de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

Da mesma forma, de acordo com a legislação em vigor, no caso de descumprimento pela Companhia dos termos das autorizações que permitem o funcionamento de suas UTE (Usinas Termelétricas), bem como da legislação em vigor, a respectiva autorização pode ser cassada, fato que em conjunto ou individualmente, por qualquer motivo teria efeito substancial adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais, e na condição financeira da Companhia, bem como no valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

Informações complementares ao quadro 9.1.c

A Companhia considera como não aplicável o preenchimento do campo "Valor de mercado" no quadro 9.1.c em razão das sociedades relacionadas não possuírem ações negociadas em mercados organizados de valores mobiliários.

Em razão da limitação do número de caracteres no campo de variação do valor contábil da participação em sociedades deste formulário, abaixo está informado o valor referente às empresas Energia América do Sul Ltda. (EAS) e Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP):

- **EAS** – Para 31.12.2009 a variação é 2,29%; para 31.12.2008 a variação é 63.882.500,00%; e, para 31.12.2007 não há variação no valor contábil.
- **TBLP** - Para 31.12.2009 a variação é 111,61%; para 31.12.2008 a variação é 23.516.900,00%; e, para 31.12.2007 a variação não é aplicável pois a constituição da sociedade ocorreu em 21.11.2007.

10.1 Comentários dos diretores sobre

a. Condições financeiras e patrimoniais gerais

A Companhia se encontra em situação patrimonial e financeira favoráveis, apresentando:

- Geração de lucro crescente e consistente. O lucro líquido do exercício de 2009 foi de R$ 1.134 milhões, o que representa um valor recorde pelo sexto ano consecutivo.
- Forte geração de caixa operacional. O EBITDA no ano de 2009 foi de R$ 2.178 milhões.
- Baixo nível de endividamento que reflete o potencial da Companhia de aproveitar as oportunidades de crescimento. A relação entre o endividamento total e o EBITDA, em 31.12.2009, foi de 1,6 vezes e entre o endividamento líquido e o EBITDA foi de 0,99 vezes.
- Reduzido nível de inadimplência em função da diversificação do portfólio de clientes e do rigoroso processo de análise de crédito.
- Manutenção da liderança do setor privado de energia elétrica. O crescimento sustentado pela sua estratégia de avaliação de riscos e oportunidades no mercado permitiu a elevação da capacidade instalada da Companhia para 6.431 MW, equivalente a um crescimento de 73% ao longo de 11 anos de operação no Brasil.
- Remuneração aos acionistas sem a descapitalização financeira da Companhia. Os dividendos mínimos de 2005 a 2007, de 2008 e de 2009 foram de, respectivamente, 95%, 68% e 55% do lucro líquido do exercício.

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

A Diretoria entende que a Companhia possui estrutura de capital adequada a suas operações e nível confortável de alavancagem financeira.

O negócio da Companhia apresenta uma elevada geração operacional de caixa, principalmente em função de sua elevada margem, resultado da característica intensiva em capital da atividade de geração de energia, e dos rígidos controles de custos / despesas efetuados pela Administração da Companhia.

A Tractebel Energia encerrou o ano de 2009 com divida líquida de R$ 2.160 milhões, resultado do endividamento total de R$ 3.415 milhões e de seu saldo de caixa e equivalentes de R$ 1.255 milhões. A dívida de longo prazo corresponde a 90% do total do endividamento e o grau de alavancagem de 37% (dívida líquida / dívida líquida + patrimônio líquido) garantem uma situação de liquidez confortável para a Companhia.

O patrimônio líquido da Companhia em 31.12.2009 era de R$ 3.681 milhões com variação positiva de 16% em relação ao final de 2008, em decorrência (i) do lucro líquido do exercício de R$ 1.134 milhões; e (ii) da destinação de parte deste lucro para distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio, no valor de R$ 624 milhões.

Adicionalmente, não é intenção da Administração da Companhia o resgate de ações, em função da necessidade do uso dos recursos gerados pela Companhia para fazer face aos investimentos necessários para, no mínimo, manter sua participação no mercado no cenário de robusto crescimento de consumo de energia elétrica esperado no Brasil para os próximos anos.

(i) hipóteses de resgate

Não há hipóteses de resgate de ações de emissão da Companhia além das legalmente previstas.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

(ii) fórmula de cálculo do valor de resgate

Não há hipóteses de resgate de ações de emissão da Companhia além das legalmente previstas.

c. Capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

Os administradores da Companhia, mediante análise dos indicadores de desempenho e da geração de fluxo de caixa, entendem que a Companhia possui boas condições, em situações normais de mercado, para honrar as obrigações de curto e médio prazo hoje existentes, bem como para continuar expandindo suas operações. Os Administradores da Companhia entendem que, em situações normais de mercado, sua geração de caixa confere à Companhia margem de conforto para honrar todas as obrigações de longo prazo existentes.

A relação dívida total / EBITDA da Companhia, ao final de 2009, era de 1,6x, e a relação EBITDA / despesas financeiras era de 6,7x.

A classificação de risco da Companhia (brAA+ pela *Standard & Poor's* e AA + (bra) pela *Fitch Ratings*) está entre as melhores no seu setor de atuação.

Em julho de 2010, a agência Standard & Poor's elevou os *ratings* da Tractebel Energia para 'brAA+'. No resumo do documento, a agência afirma:

- "Acreditamos que, em função da crescente importância estratégica da Tractebel Energia S.A. no portfólio de ativos da GDF SUEZ, o suporte de sua controladora tem se tornado mais evidente. Tal suporte tem se provado na forma como a GDF SUEZ tem transferido ativos de geração relevantes, mitigando riscos de projeto".
- A política financeira prudente e a estabilidade do arcabouço regulatório brasileiro também são fatores que sustentam os *ratings.*
- Elevamos os ratings atribuídos na Escala Nacional Brasil à Tractebel Energia, incluindo seu *rating* de crédito corporativo de longo prazo, de 'brAA' para 'brAA+'. A perspectiva do rating de emissor é estável.
- Nossa expectativa é de que a empresa manterá forte geração de caixa e posição adequada de liquidez, apesar do nível elevado de investimentos e do maior endividamento, o que resultará em métricas financeiras temporariamente mais fracas do que as atuais."

Também em julho de 2010, a agência Fitch Ratings elevou os *ratings* da Tractebel Energia, que passaram a ser:

- *Rating* Nacional de Longo Prazo, elevado para 'AA+(bra)' (AA mais (bra)), de 'AA(bra)';
- *Rating* Nacional da 1ª emissão de debêntures, no valor de BRL200 milhões, com vencimento em 2011, elevado para 'AA+(bra)' (AA mais (bra)), de 'AA(bra)';
- *Rating* Nacional da 2ª emissão de debêntures, no valor de BRL600 milhões, com vencimento em 2014, elevado para 'AA+(bra)' (AA mais (bra)), de 'AA(bra)';
- *Rating* Nacional da 3ª emissão de debêntures, no valor de BRL350 milhões, com vencimento em 2011, elevado para 'AA+(bra)' (AA mais (bra)), de 'AA(bra)'.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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

Além da utilização de parte de sua geração de caixa, a principal fonte de financiamento para os projetos de investimento da Companhia é o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) (diretamente e por meio de Agentes Repassadores), que usualmente oferece taxa de juros menores que o mercado privado, além de prazos de pagamento compatíveis com o tempo de retorno do projeto de investimento.

Caso o projeto de investimento não seja elegível para financiamento via BNDES, a Companhia normalmente recorre ao mercado de capitais, por meio da emissão de notas promissórias e debêntures, ou outras fontes de financiamento, visando à manutenção de uma estrutura de capital e liquidez adequados. A Companhia avalia constantemente alternativas de financiamento de suas operações.

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 possui linhas de capital de giro formalmente aprovadas perante instituições financeiras de primeira linha no montante de aproximadamente R$ 400 milhões. No entanto, em 31.12.2009, nenhuma delas havia sido sacada.

Adicionalmente , tendo a Companhia classificação de risco brAA+, emitida pela *Standard & Poor's*, e AA (bra), emitida pela *Fitch Ratings*, tem acesso rápido ao mercado de capitais para eventuais necessidades de levantamento de recursos financeiros.

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

As principais informações estão descritas nos sub-itens a seguir:

(i) contratos de empréstimo e financiamento relevantes

Principais condições contratadas da totalidade dos empréstimos e financiamentos da Companhia e de suas controladas:

	R$ Milhões 31.12.2009	Encargos	Vencimento
Moeda estrangeira			
Tractebel Energia S.A.			
Secretaria do Tesouro Nacional (STN)	145	*Libor* + 1,075% a.a.	04/2024
BNP Paribas *(Floating Rate Note)*	101	*Euribor* + 2,75% a.a.	11/2015
Moeda nacional			
Tractebel Energia S.A			
Eletrobras	41	12% a.a.	04/2011
BNDES	50	TJLP + 4% a.a. (a)	04/2013
Banco do Brasil S.A.	7	8,14% a.a. (d)	12/2011
Itá Energética S.A. (Itasa)			
BNDES	46	TJLP + 4% a.a. (a)	09/2013
Agentes financiadores (BNDES) (b)	57	TJLP + 3,85% a.a. (a)	09/2013
Lages Bioenergética Ltda. (Lages)			
BRDE	18	TJLP + 2,25% a.a. (a)	08/2012
Companhia Energética São Salvador (CESS)			
BNDES	222	TJLP + 2,7% a.a. (a)	10/2023
Agentes financiadores (BNDES) (b)	449	TJLP + 3,25% a.a. (a)	10/2023

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

	R$ Milhões 31.12.2009	Encargos	Vencimento
Ponte de Pedra Energética S.A. (PPESA)			
BNDES	88	TJLP + 5% a.a. (a)	04/2015
BNDES	7	UMBNDES + 5% + Taxa Variável. (c)	04/2015
Agentes Financiadores (BNDES) (b)	130	TJLP + 4,5% a.a. (a)	04/2015
Tupan Energia Elétrica S.A. (Tupan)			
Caixa Econômica Federal (CEF)	55	TJLP + 3,5% a.a. (a)	12/2019
Hidropower Energia S.A. (Hidropower)			
Banco do Brasil	31	8,08% a.a. (d)	10/2017
Hidrelétrica Areia Branca S.A. (Areia Branca)			
BNDES	64	TJLP + 2,5% a.a. (a)	06/2024
Eólica Beberibe S.A. (Beberibe)			
BNDES	103	TJLP + 3,5% a.a. (a)	12/2023
Eólica Pedra do Sal S.A. (Pedra do Sal)			
BNDES	72	TJLP + 1,92% a.a. (a)	12/2023

(a) O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. é capitalizado, incorporando-se ao principal dos financiamentos.

(b) Os Agentes Financiadores do BNDES são Itaú Unibanco Holding S.A., Banco Bradesco S.A., Banco Santander (Brasil) S.A. e Banco Votorantim S.A.

(c) Taxa variável trimestral, reajustada nos meses de janeiro, abril, julho e outubro, com base no custo médio ponderado de todas as taxas e despesas incorridas pelo BNDES na captação de recursos em moeda estrangeira.

(d) Taxa fixa já considerando o bônus de adimplência de 15% para pagamento até a data de vencimento.

Informações adicionais sobre os contratos de valores mais relevantes da Companhia e de suas controladas

Contratos de Confissão e Consolidação de Dívida - STN

Em 28.04.1997, a Companhia celebrou o "Contrato de Confissão e Consolidação de Dívida" com a União, por meio do qual a Companhia confessou a dívida no valor total de R$ 202 milhões, equivalente, em 01.08.1996, a US$ 199 milhões. Referida dívida correspondente a obrigações externas decorrentes de contratos de empréstimo de médio e longo prazos celebrados junto a credores externos, não depositados junto ao Banco Central do Brasil nos termos das Resoluções do Conselho Monetário Nacional (CMN) n.º 1.451/88 e 1.564/89, inclusive das parcelas com vencimentos posteriores a 31.12.1993, objeto de permuta por bônus emitidos pela União, de acordo com as Resoluções do CMN n.º 98/92, 90/93 e 132/93.

Ao total da dívida confessada são acrescidos atualização monetária e juros remuneratórios a taxas variáveis, conforme indicadas no contrato de confissão e calculadas sobre os saldos devedores diários previamente corrigidos conforme o tipo de bônus, além do pagamento de outros encargos como taxa de administração ao banco no qual os recursos da garantia descrita abaixo são depositados.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

O pagamento do principal devido nos termos deste contrato deverá ser efetuado pela Companhia com três dias úteis de antecedência aos dias 15 de abril e 15 de outubro de cada ano, respeitados os vencimentos iniciais, finais e únicos definidos para cada tipo de bônus, conforme indicado no contrato de confissão. Os juros remuneratórios serão pagos semestralmente, sendo a última parcela devida juntamente com a última parcela de principal do respectivo bônus, prevista para 15.04.2024. Em garantia às obrigações assumidas nos termos do contrato de confissão de dívida, a Companhia (i) constituiu caução em dinheiro, bônus de desconto (*Discount Bonus*) e bônus ao par (*Par Bonus*) equivalentes a US$ 6 milhões e US$ 8 milhões, respectivamente; e (ii) cedeu e transferiu à União os créditos que forem efetuados em sua conta corrente em virtude de depósitos provenientes das receitas próprias, até o limite suficiente para pagamento das prestações e demais encargos devidos pela Companhia em cada vencimento de suas obrigações, nos termos do contrato de confissão de dívida.

Floating Rate Notes – BNP Paribas

Em 29.11.1999, a Companhia emitiu 40 milhões de Euros em "*Floating Rate Notes*" no mercado internacional, em regime de colocação privada, com vencimento em 30.11.2007 - "*Notes*", tendo o Citibank N.A. London atuado como agente emissor e pagador das *Notes*. As *Notes* eram remuneradas à taxa *EuroLibor*, acrescida de "*spread*" de 7% ao ano sobre o saldo devedor do principal, pagos em novembro de cada ano, sendo que a última parcela juntamente com o principal no final da operação, estava prevista para 30.11.2007. Na data prevista para seu vencimento, referidas *Notes* foram renegociadas, passando a ter prazo de oito anos e remuneração pela taxa *EuroLibor*, acrescida de "*spread*" de 2,75% ao ano sobre o saldo devedor do principal, a serem pagos anualmente. O pagamento do principal será efetuado em parcela única, com vencimento em 29.11.2015.

Eletrobras

Em 16.09.1991, a Companhia celebrou Contrato de Financiamento com a Eletrobras, no valor de R$ 128 milhões, para utilização no financiamento da construção da UHIT. Sobre os valores de principal incidem juros remuneratórios à taxa de 10% ao ano, sendo que o pagamento dos valores de principal e juros será efetuado em 120 parcelas mensais pagas no dia 30 de cada mês, vencendo a última parcela em 30.04.2011. Em garantia às obrigações decorrentes deste contrato de financiamento, a Companhia (i) vinculou, em favor da Eletrobras, o direito de recebimento de sua própria receita (valores vencidos e não pagos à Companhia); e (ii) emitiu, em favor da Eletrobras, notas promissórias representativas das parcelas devidas nos termos do contrato de financiamento.

Contratos de Financiamento com o BNDES

Tractebel Energia: Em razão da incorporação da Companhia Energética Meridional (CEM) em 28.03.2008, as garantias prestadas pela CEM ao BNDES no âmbito do "Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito" e do "Contrato de Subscrição e Integralização de Debêntures Não Conversíveis em Ações de Emissão da CEM" foram substituídas por "Carta de Fiança" do Itaú Unibanco contratada pela Companhia em 19.12.2007, no valor de R$ 157 milhões, com validade até 15.10.2013. O "Primeiro Aditamento ao Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito" relativo à incorporação foi celebrado em 08.04.2008, por meio do qual a Companhia, na qualidade de sucessora da CEM nos direitos e obrigações desta, confessou e assumiu a dívida no valor de R$ 78 milhões na data-base de 15.01.2008. O "Segundo Aditamento ao Contrato de Subscrição e Integralização de Debêntures Não Conversíveis em Ações de Emissão da CEM" relativo à incorporação foi celebrado em 08.04.2008, por meio do qual a Companhia, na qualidade de sucessora da CEM nos direitos e obrigações desta, confessou e assumiu a dívida no valor de R$ 77 milhões na data-base de 15.01.2008.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os demais financiamentos com o BNDES foram contratados na modalidade *Project Finance.* Para tal foram constituídas as seguintes Sociedades por Conta de Participação (SCP) para a implantação dos respectivos empreendimentos hidrelétricos.

Itasa: Em 06.03.2001, a subsidiária Itasa firmou com o BNDES e com os Agentes Repassadores Itaú Unibanco, Bradesco, Banco Safra e Banco Votorantim, contratos de financiamento no valor de R$ 542 milhões, para construção da UHE Itá. Em garantia às obrigações decorrentes destes contratos, a Itasa: (a) penhorou os Direitos Emergentes da Concessão para a exploração da UHIT; (b) penhorou os Direitos Creditórios decorrentes dos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica celebrados com seus acionistas; (c) obrigou-se a manter aberta uma conta reserva num montante equivalente a três meses da dívida do BNDES (substituída por fiança bancária) e três meses das despesas contratuais de operação e manutenção da UHE Itá. Além dessas garantias, os sócios caucionaram a totalidade das ações da Itasa ao BNDES e Agentes Financiadores.

CESS: Em 19.03.2007, a controlada integral CESS firmou com o BNDES e com os Agentes Repassadores Itaú Unibanco, Bradesco, Banco Santander e Banco Votorantim, contratos de financiamento, no valor total de R$ 570 milhões, para construção da UHSA. Em garantia às obrigações decorrentes destes contratos, a CESS: (a) penhorou os Direitos Emergentes da Concessão para a exploração da UHSA; (b) obrigou-se a manter aberta uma conta centralizadora de direitos creditórios para recebimento dos direitos de crédito da CESS; e (c) obrigou-se a manter aberta uma Conta Reserva com um montante depositado equivalente a três meses do serviço da dívida acrescido do valor de três meses de pagamento do Contrato de Operação e Manutenção do Projeto. Além dessas garantias, os sócios caucionaram a totalidade das ações da CESS ao BNDES e Agentes Financiadores.

PPESA: Em 17.12.02, a subsidiária indireta e integral PPESA assinou contrato de financiamento com o BNDES e com os Agentes Repassadores Itaú Unibanco, Bradesco e Banco do Brasil, no valor de R$ 275 milhões. Em garantia aos contratos de financiamento firmados junto ao BNDES e Agentes Repassadores, a Ponte de Pedra: (a) penhorou os Direitos Emergentes da Concessão para a exploração da UHPP; (b) obrigou-se a manter aberta uma conta centralizadora de direitos creditórios para recebimento dos direitos de crédito da PPESA (c) obrigou-se a manter aberta uma Conta Reserva com um montante depositado equivalente a três meses do serviço da dívida acrescido do valor de três meses de pagamento do Contrato de Operação e Manutenção do Projeto. Além dessas garantias, os sócios caucionaram a totalidade das ações da PPESA ao BNDES e Agentes Financiadores. Em 17.02.2010, a PPESA executou a amortização antecipada da totalidade de seu endividamento financeiro com o BNDES e bancos repassadores. A amortização antecipada, no montante de R$ 223,2 milhões, foi uma iniciativa da Companhia como parte do plano da incorporação da PPESA e de sua *holding* controladora Energia América do Sul Ltda. na Companhia, objetivando a simplificação de sua estrutura societária.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

(ii) outras relações de longo prazo com instituições financeiras

acima são representadas pelas debêntures emitidas pela Companhia e suas controladas.

Principais condições das debêntures da Companhia e de suas controladas

				Condições de Pagamento		
	Saldo em 31.12.2009 R$ Milhões	Quantidade em circulação	Remuneração	Juros/atualização monetária	Principal	Garantia
Tractebel Energia						
1ª Emissão - 1ª Série	147	14.000	IGPM + 9,29% a.a.	Anualmente em 02.05	Parcela única em 02.05.11	Sem garantia
1ª Emissão - 2ª Série	61	6.000	103,9% do CDI	Semestrais em 02.05 e 02.11	Parcela única em 02.05.10	Sem garantia
2ª Emissão Série Única	414	35.000	IPCA + 7% a.a.	Anualmente em 15.05	3 parcelas em 15.05.12, 15.05.13 e 15.05.14	Sem garantia
3ª Emissão Série Única	616	60.000	117% do CDI	Semestrais em 01.04 e 01.10	Parcela única em 01.04.2011	Sem garantia
4ª Emissão Série Única	403	400	110% do CDI	Semestrais em 05.05 e 05.11	5 parcelas em 05.11.11, 05.11.12, 05.11.13, 05.11.14 e 05.11.15	Sem garantia
Cana Brava 1ª Emissão Série Única	53	7.773	TJLP + 4% a.a. (*)	Semestral em 01.04 e 01.10, até 01.04.2013	Semestral, variando de 4,7027% em 01.04.08, a 7,5737% em 01.04.13	Recebíveis decorrentes da geração e comercialização de energia
Itasa						
1ª Emissão - 1ª Série e 2ª Série	34	8.400	IGPM + 9,4% a.a.	Anualmente em 01.12 (1ª série) e 01.06 (2ª série)	7 parcelas iguais, em 01.12 (1ª série) e 01.06 (2ª série) de cada ano, até 01.12.13 (1ª série), e 01.06.13 (2ª série)	Penhor dos Direitos Creditórios dos contratos de venda de energia para os seus acionistas

(*) O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. será capitalizado, incorporando-se ao valor nominal das debêntures.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

(iii) grau de subordinação entre as dívidas

Não existe subordinação entre as dívidas da Companhia.

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

A Companhia está sujeita aos seguintes *covenants* (índices e limites financeiros) estabelecidos em seus contratos de empréstimos e financiamentos e debêntures:

Empréstimos e financiamentos:

Dívida	Covenants
Tractebel Energia	
BNDES	Patrimônio Líquido / Ativo Total ≥ 30%
PPESA	
BNDES e Agentes Financiadores	Índice de Cobertura do Serviço da Dívida ≥ 1,3
CESS	
BNDES e Agentes Financiadores	Índice de Cobertura do Serviço da Dívida ≥ 1,3
Lages	
BRDE	(Passivo Circulante + Passivo Exigível a Longo Prazo) / Ativo Total ≤ 66%
Itasa	
BNDES e Agentes Financiadores	Patrimônio Líquido / Ativo Total ≥ 40%
Hidropower	
Banco do Brasil	(i) Patrimônio Líquido / Ativo Total ≥ 0,35 (ii) Ativo Circulante / Passivo Circulante ≥ 1,20 (iii) Margem EBITDA (EBITDA / ROL) ≥ 0,80 (iv) EBITDA / Despesa Financeira ≥ 2,70 (v) Dívida Financeira Total / EBITDA ≤ 4,0 (vi) Índice de Cobertura do Serviço da Dívida ≥ 1,3
Tupan	
CEF	(i) Patrimônio Líquido / Passivo Total ≥ 21% (ii) Capital Social / Ativo Imobilizado ≥ 21% (iii) Índice de Cobertura do Serviço da Dívida ≥ 1,3

Os empréstimos contratados junto ao BNDES são formalizados mediante a celebração de contratos de financiamento mediante abertura de linha de crédito e estão sujeitos às "Disposições Aplicáveis aos Contratos do BNDES". Nos termos das "Disposições Aplicáveis aos Contratos do BNDES", adicionalmente aos *covenants* financeiros descritos na tabela acima, os tomadores de empréstimo junto ao BNDES, incluindo a Companhia, não poderão, sem a prévia autorização do BNDES: (i) conceder preferência a outros créditos; (ii) realizar amortização de ações; (iii) emitir debêntures; (iv) emitir partes beneficiárias; (v) assumir novas dívidas (observadas as ressalvas expressamente previstas nas "Disposições Aplicáveis aos Contratos do BNDES"); e (vi) alienar ou onerar bens de seu ativo permanente.

As empresas Eólica Pedra do Sal S.A. e Eólica Beberibe S.A. terão os *covenants* exigidos a partir de 30.04.2010 e a Hidrelétrica Areia Branca S.A., a partir de 30.06.2010.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os *covenants* financeiros estabelecidos nos contratos de empréstimos e financiamentos estão sendo cumpridos pela Companhia, exceto no que se refere aos índices financeiros aplicáveis à Hidropower Energia S.A. (Hidropower), conforme esclarecimentos abaixo.

A Hidropower possui cláusulas restritivas em seu contrato de financiamento que requerem a manutenção de índices financeiros, entre eles o de liquidez corrente e de cobertura do serviço da dívida. Quando tais índices não são alcançados, a Hidropower, após ser notificada oficialmente pelo Agente Financeiro, deve proceder o aumento de capital em dinheiro, para cobrir tal insuficiência.

O passivo circulante da Hidropower encontra-se acima do nível requerido pelo contrato de financiamento, o que afeta negativamente tanto o índice de liquidez quanto o índice de cobertura do serviço da dívida. No entanto a administração não considera que haverá descumprimento de cláusula de contrato e o consequente vencimento antecipado de dívida, já que sua controladora, Tractebel Energia, manifestou formalmente que está negociando o equacionamento da situação junto ao banco e que, se necessário, capitalizará a Hidropower dentro do prazo previsto caso a mesma seja notificada pelo Agente Financeiro. Até o presente momento não houve a referida notificação prevista no contrato.

Debêntures:

Dívida	Covenants
Tractebel Energia	
1ª, 2ª, 3ª e 4ª Emissões	(i) EBITDA/Despesas Financeiras Consolidadas ≥ 2,0 (ii) Dívida Consolidada/EBITDA ≤ 2,5 (a)
Cana Brava - 1ª Emissão (Série Única)	Patrimônio Líquido / Ativo Total ≥ 30%
Itasa	
BNDES e Agentes Financiadores – 1ª Emissão	Patrimônio Líquido / Ativo Total ≥ 40%

(a) Para as debêntures da 3ª e 4ª Emissões, o *covenant* (i) poderá atingir 3,5 em caso de novos investimentos / aquisições, sendo que neste caso, o vencimento de qualquer nova dívida contraída pela Companhia deverá ocorrer somente após em data posterior ao vencimento destas emissões.

Adicionalmente aos *covenants* financeiros descritos na tabela acima, nos termos das escrituras de emissão das debêntures da Companhia, a Companhia obedece às restrições brevemente descritas a seguir (sob pena de vencimento antecipado das dívidas representadas pelas debêntures, observado os termos e condições específicos previstos nas respectivas escrituras de emissão): (i) alteração no controle acionário direto ou indireto da Companhia; (ii) alienação, inoperância ou paralisação prolongada ou qualquer outra forma de disposição, pela Companhia, de ativos permanentes que representem, de forma individual ou agregada, 25% da capacidade de geração de energia elétrica da Companhia, e que comprovadamente afete a capacidade econômico-financeira da Companhia; e (iii) caso a Companhia esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária relativa às debêntures, pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto na Lei das Sociedades por Ações.

Os *covenants* financeiros e restrições anteriormente descritas, conforme estabelecidos nos documentos relativos às emissões de debêntures estão sendo integralmente cumpridos pela Companhia.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

g. limites de utilização dos financiamentos já contratados

Em 31.12.2009, a Companhia possuía, por meio de sua controlada Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva), financiamento contratado com o BNDES no valor total de R$ 82 milhões, dividido em 4 subcréditos: (i) Subcrédito A, no valor de R$ 34 milhões, destinado à implantação da usina e subestação; (ii) Subcrédito B, no valor de R$ 37 milhões, destinado à aquisição de máquinas e equipamentos nacionais; (iii) Subcrédito C, no valor de R$ 8 milhões, destinado à implantação do sistema de transmissão de interesse restrito da usina e interligação com a rede elétrica existente; e (iv) Subcrédito D, no valor de R$ 3 milhões, destinado ao pagamento da última parcela do contrato EPC. O prazo de utilização dos recursos encerra-se em dezembro de 2010 para os subcréditos A, B e C e em junho de 2011 para o subcrédito D.

O primeiro desembolso do financiamento da Usina Termelétrica Ibitiúva Bioenergética (UTE Ibitiúva Bioenergética), nova denominação da Usina Termelétrica Destilaria Andrade, pelo BNDES ocorreu em 28.06.2010, no montante de R$ 35,8 milhões. A maior parte desse desembolso correspondia a linha do Programa BNDES de Sustentação do Investimento – PSI, que oferece juros fixos a 4,5% ao ano.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

h. alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

Comparação dos resultados operacionais da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007

(R$ milhões)	31 de dezembro de							
	2009	% da receita	2008	% da receita	2007	% da receita	2008/2009 (%)	2007/2008 (%)
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	**3.886**	**-**	**3.793**	**-**	**3.338**	**-**	**2,5**	**13,6**
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	**(390)**	**11,2**	**(393)**	**-11,6**	**(321)**	**-10,6**	**(0,8)**	**22,4**
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS E SERVIÇOS	**3.496**	**100**	**3.400**	**100**	**3.017**	**100**	**2,8**	**12,7**
CUSTOS DE ENERGIA ELÉTRICA E SERVIÇOS								
Energia elétrica comprada para revenda	(392)	11,2	(446)	13,1	(241)	8,0	(12,1)	85,1
Transações no âmbito da CCEE	(124)	3,5	(45)	1,3	(182)	6,0	175,6	(75,3)
Encargos de uso de rede elétrica e conexão	(263)	7,5	(235)	6,9	(206)	6,8	11,9	14,1
Custo de produção de energia elétrica	(674)	19,3	(651)	19,2	(616)	20,4	3,5	5,7
Custo dos serviços	(10)	0,3	(11)	0,3	(11)	0,4	(9,1)	-
	(1.463)	**41,8**	**(1.388)**	**40,8**	**(1.256)**	**41,6**	**5,4**	**10,5**
LUCRO BRUTO	**2.033**	**58,2**	**2.012**	**59,2**	**1.761**	**58,4**	**1,0**	**14,3**
DESPESAS OPERACIONAIS								
Despesas com vendas	(15)	0,4	(15)	0,4	(11)	0,4	-	36,4
Despesas gerais e administrativas	(163)	4,7	(162)	4,8	(130)	4,3	0,6	24,6
Provisões operacionais, líquida	(31)	0,9	(4)	0,1	(7)	0,2	-	(42,9)
Recuperação de PIS e Cofins e ganhos em ações judiciais	9	0,3	79	2,3	4	0,1		
Outras receitas (despesas) operacionais	5	0,1	-	-	(1)	-	-	(100,0)
	(195)	**5,6**	**(102)**	**3,0**	**(145)**	**4,8**	**91,2**	**(29,7)**
Resultado do serviço	**1.838**	**52,6**	**1.910**	**56,2**	**1.616**	**53,6**	**(3,8)**	**18,2**
Resultado financeiro								
Receitas financeiras	87	2,5	123	3,6	101	3,3	(29,3)	21,8
Despesas financeiras	(327)	9,4	(443)	13,0	(230)	7,6	(26,2)	92,6
	(240)	**6,9**	**(320)**	**9,4**	**(129)**	**4,3**	**(25,0)**	**148,1**
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DOS TRIBUTOS	**1.598**	**45,7**	**1.590**	**46,8**	**1.486**	**49,3**	**0,5**	**7,0**
Imposto de renda e contribuição social	(464)	13,3	(475)	14,0	(440)	14,6	(2,3)	8,0
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**1.134**	**32,4**	**1.115**	**32,8**	**1.046**	**34,7**	**1,7**	**6,6**
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO POR AÇÃO EM R$	**1,74**	**-**	**1,71**	**-**	**1,60**	**-**		
EBITDA[1]	**2.178**	**62,3**	**2.177**	**64,0**	**1.851**	**61,3**	**-**	**17,6**

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

RECONCILIAÇÃO DO LUCRO LÍQUIDO PARA O EBITDA [1]

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2009	**2008**	**2007**
Lucro Líquido do exercício	1.134	1.115	1.046
Depreciação e Amortização	340	267	236
Resultado Financeiro Líquido	240	320	129
Imposto de Renda e Contribuição Social	464	475	440
EBITDA[1]	**2.178**	**2.177**	**1.851**
Margem EBITDA (%)[2]	**62,3%**	**64,0%**	**61,3%**

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

[2] EBITDA dividido pela Receita Operacional Líquida.

Análise comparativa entre os resultados dos exercícios findos em 31.12.2009 e 31.12.2008

Receita operacional bruta

No exercício de 2009, a receita operacional bruta alcançou R$ 3.886 milhões, 2,5% superior àquela auferida em 2008, que foi de R$ 3.793 milhões. A evolução ocorreu em função, substancialmente, do que segue: (i) redução de R$ 231 milhões na receita de transações com a CCEE, conforme descrito a seguir em item específico; (ii) incremento de R$ 26 milhões na receita de exportação de energia para a Argentina e o Uruguai; (iii) ganho de R$ 35 milhões em razão do acordo com o Consórcio São Salvador para a compensação de atrasos na conclusão de unidades geradoras da Usina Hidrelétrica São Salvador; e (iv) aumento de R$ 265 milhões derivado do aumento do preço médio de venda em 7,7%, desconsiderando-se as exportações, cujos preços são voláteis e distorcem a análise de preços médios, de R$ 112,46/MWh para R$ 121,11/MWh, efeito que já embute a mudança na composição do portfólio de vendas da Companhia resultando na diminuição dos volumes vendidos por meio de contratos bilaterais para distribuidoras, comercializadoras e clientes livres e no correspondente aumento dos volumes vendidos para o *pool* de distribuidoras nos leilões com início de fornecimento em 1º de janeiro de 2009. Alternativamente, é correto afirmar que o crescimento da receita decorrente das vendas das empresas adquiridas ou que entraram em operação comercial durante ou após 2008 foi de R$ 131 milhões, considerando neste montante a indenização citada no item (iii) acima.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Deduções da receita operacional

No ano de 2009, as deduções alcançaram R$ 390 milhões, valor pouco inferior ao de 2008, que foi de R$ 393 milhões, correspondendo a respectivamente 10,2% e 10,5% da receita bruta, excluída a exportação, sobre a qual não incide PIS, Cofins e ICMS. A variação dos saldos justifica-se basicamente (i) pela elevação do PIS e Cofins no montante de R$ 33 milhões devido à mudança do sistema cumulativo (alíquota a 3,65%) para o não cumulativo (alíquota a 9,25%, mas com direito a crédito sobre determinadas transações) sobre os contratos com preços pré-determinados encerrados ao longo de 2008 e 2009; e (ii) pela queda do ICMS no valor de R$ 37 milhões, motivada pela redução do volume de vendas para consumidores industriais, transações em que há incidência de ICMS.

Receita líquida de vendas e serviços

No exercício de 2009, a receita operacional líquida alcançou o valor de R$ 3.496 milhões, 2,8% acima do registrado em 2008, que foi de R$ 3.400 milhões. O aumento apresentado está diretamente relacionado ao comportamento da receita operacional bruta e das deduções da receita operacional, conforme anteriormente mencionado.

No acumulado do ano, o preço médio passou de R$ 100,65/MWh em 2008 para R$ 108,81/MWh em 2009, representando crescimento de 8,1%. Os referidos aumentos refletem o reajuste dos preços dos contratos existentes e os preços dos novos contratos, principalmente aqueles com os consumidores livres e com o *pool* de distribuidoras, conforme anteriormente mencionado.

Custos de energia elétrica e serviços

No exercício de 2009, os custos cresceram 5,4% em relação a 2008, atingindo R$ 1.463 milhões e R$ 1.388 milhões, respectivamente. Esta variação decorreu, principalmente, do comportamento dos principais componentes a seguir:

Energia elétrica comprada para revenda: decréscimo foi de R$ 54 milhões, devido basicamente à combinação dos seguintes fatores: (i) redução de 1.325 GWh (151 MW médios) da quantidade de energia comprada, consequência queda das vendas a consumidores livres, e do menor volume de venda para comercializadoras, em decorrência da perda de atratividade derivada do menor Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) registrado durante o exercício em análise, R$ 38,74/MWh versus R$ 98,51/MWh no ano de 2008; e (ii) aumento do preço médio dos contratos de compra em 19,1%. Uma considerável parte destes contratos de compra foi assinada anos atrás, portanto não guardando relação com o PLD mais baixo observado em 2009, possibilitando à Companhia vender produto de 30 anos no leilão de energia "botox" com início de entrega em 2009 a preços atrativos

Transações no âmbito da CCEE: redução de R$ 79,0 milhões em 2009, conforme comentado a seguir em item específico.

Encargos de uso de rede elétrica e conexão: aumento de R$ 28 milhões no ano de 2009, em razão principalmente da incidência dos referidos encargos devidos pelas empresas adquiridas ou que entraram em operação durante e após 2008.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Custo de produção de energia elétrica: aumento de R$ 23 milhões em razão das considerações a seguir:

- **Combustíveis para produção de energia elétrica:** queda de R$ 66 milhões refletindo principalmente a combinação dos seguintes fatores: (i) consumo de óleo diesel nas Usina Termelétrica William Arjona e Alegrete, no valor de R$ 92 milhões em 2008 e inexpressivo em 2009, em virtude (i.i) do despacho em 2008 destas usinas pelo ONS com o objetivo de manter a segurança energética do sistema elétrico e devido às baixas afluências verificadas em determinados períodos daquele ano (estes custos foram compensados pelo aumento da receita na CCEE, conforme descrito em item específico), e (i.ii) da exportação, também em 2008, de energia para a Argentina e Uruguai por meio da Usina Termelétrica Alegrete; (ii) consumo de carvão no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda para geração de energia para exportação no montante de R$ 32 milhões no ano de 2009 e inexpressivo em 2008; e (iii) redução de R$ 6 milhões pelo ajuste no custo da biomassa utilizada para a geração de energia da Unidade de Cogeração Lages.
- **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos:** redução de R$ 2 milhões em decorrência principalmente da combinação do menor volume de geração hidrelétrica, ocasionado pela estiagem que atingiu a Região Sul do país no segundo trimestre de 2009, com o reajuste tarifário anual.
- **Pessoal:** aumento de R$ 4 milhões, justificado pelo reajuste salarial e de benefícios.
- **Materiais e serviços de terceiros:** acréscimo de R$ 9 milhões no ano de 2009, em razão principalmente das despesas com materiais e serviços incorridas pelas empresas adquiridas ou que entraram em operação durante e após 2008.
- **Depreciação e amortização:** aumento de R$ 75 milhões em 2009, em razão substancialmente da depreciação dos ativos das empresas adquiridas ou que entraram em operação durante e após 2008.

Detalhamento das operações na CCEE

Os diversos lançamentos credores ou devedores realizados mensalmente na conta de um agente da CCEE são sintetizados em uma fatura única, a receber ou a pagar, exigindo, portanto, o seu registro na rubrica de receita ou de despesa. Cabe ressaltar que, em razão de ajustes na estratégia de gerenciamento de portfólio da Companhia, vem se verificando nos últimos anos uma mudança no perfil das faturas mencionadas. Tal alternância dificulta a comparação direta dos elementos que compõem cada fatura nos dois anos, sendo esta a razão para a criação do presente tópico. Assim, ele nos permite realizar uma análise das oscilações dos principais elementos, a despeito de terem sido alocados ora na receita ora na despesa, conforme a natureza credora ou devedora da fatura à qual estão vinculados.

Genericamente estes elementos são receitas ou despesas provenientes, por exemplo, (i) da aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE); (ii) do chamado "risco de submercado"; (iii) do despacho motivado pela Curva de Aversão ao Risco (CAR); (iv) da aplicação dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), que resultam do despacho fora da ordem de mérito de usinas termelétricas; e, naturalmente, (v)da exposição (posição vendida ou comprada de energia na contabilização mensal), que, por sua vez, será liquidada ao valor do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

No exercício de 2009, o resultado líquido foi uma despesa de R$ 59 milhões contra uma receita líquida, no ano anterior, de R$ 251 milhões, ou seja, uma variação negativa no resultado de R$ 310 milhões entre os anos analisados. Esta variação decorreu, principalmente, dos seguintes fatores:

I. houve uma deterioração de R$ 27 milhões no resultado com o MRE, que se transformou de uma receita líquida de R$ 12 milhões em 2008 em uma despesa líquida de R$ 14 milhões em 2009, em razão da redução de 3,4% na geração hidrelétrica da Companhia em 2009, causada pelos menores índices pluviométricos que em 2008. Parte deste aumento foi compensada por menor despesa com royalties, conforme descrito no item compensação financeira pela utilização de recursos hídricos". Esclarecimentos sobre o saldo positivo de R$ 239 milhões para o resultado da CCEE em 2008 e o saldo negativo de R$ 45 milhões em 2009, estão nos incisos II e III a seguir, respectivamente;

II. ao longo do ano de 2008, ocorreram grandes oscilações no PLD. Consequência da oportuna estratégia de alocação de energia assegurada anual das hidrelétricas, de uma maneira geral as posições vendedoras foram liquidadas em meses em que o PLD ficou elevado, enquanto que as posições compradoras recaíram sobre meses com PLD baixo. Os efeitos decorrentes desta combinação de resultados mensais foram os principais responsáveis pelos R$ 239 milhões mencionados no inciso I acima; e

III. em 2009, com a combinação do baixo PLD médio e da menor necessidade de geração fora da ordem de mérito, verificou-se a redução de 22,8% na geração termelétrica da Companhia, conforme comentado no item produção. Tal redução contribuiu para uma maior posição compradora ou menor posição vendedora na CCEE, dependendo do mês. Além de mais baixo, o PLD apresentou desvio-padrão bem inferior ao longo de 2009, reduzindo o potencial de ganho (e perda) decorrente da citada estratégia de alocação. Adicionalmente, as posições compradoras foram mais significativas nos meses em que o PLD foi um pouco mais elevado. Estes efeitos foram os principais responsáveis pelos R$ 45 milhões mencionados no inciso I acima.

Lucro bruto

No exercício de 2009 o lucro bruto da Companhia foi de R$ 2.033 milhões, 1,0 % superior ao apresentado em 2008, reflexo das variações explicadas nos subitens "Receita operacional bruta" e "Custos de energia elétrica e serviço".

Despesas operacionais

Despesas gerais e administrativas

No ano de 2009, as despesas gerais e administrativas aumentaram ligeiramente, de R$ 162 milhões para R$ 163 milhões, em decorrência principalmente da combinação do seguinte: (i) crescimento das despesas com pessoal de R$ 5 milhões devido ao reajuste de salários e benefícios anuais; (ii) redução de R$ 3 milhões das despesas com contribuições e doações; e (iii) queda de R$ 2 milhões da despesa com depreciação e amortização.

Provisões operacionais, líquidas

Em 2009, as despesas foram de R$ 31 milhões, ou seja, R$ 27 milhões superiores às de 2008, que foram de R$ 4,0 milhões. A variação deve-se principalmente à combinação dos seguintes fatores: (i) provisão para contingências cíveis de R$ 30 milhões decorrente, substancialmente, do pleito de revisão de benefícios de aposentadoria pelas fundações de previdência privada patrocinadas pela Companhia; (ii) complemento da provisão anual para benefício pós-emprego de R$ 20 milhões; e (iii) reversão de provisão para contingências trabalhistas e fiscais de R$ 23 milhões, devido a trânsito em julgado favorável e acordos realizados em ações judiciais.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Recuperação de PIS e Cofins e ganhos em ações judiciais

No exercício de 2008, a Companhia reconheceu receita não recorrente de R$ 76 milhões referente à recuperação de PIS e Cofins recolhidos indevidamente em períodos anteriores. Este montante refere-se, substancialmente, aos referidos impostos pagos sobre os valores relativos à recuperação do consumo dos combustíveis fósseis adquiridos com recursos da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) e da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), que, de acordo com a orientação contida em despacho da Aneel, a partir de novembro de 2005 deixaram de ser reconhecidos como receita operacional e passaram a ser contabilizados em conta retificadora de custo da produção de energia elétrica. Já no exercício de 2009, a Companhia registrou ganho não recorrente de R$ 9 milhões resultante de acordo judicial relativo à rescisão do contrato de construção da usina de biomassa São João.

Resultado do serviço

No exercício de 2009, o resultado do serviço foi de R$ 1.838 milhões, 3,8% inferior ao apresentado no ano de 2008, resultado das variações acima descritas nos subitens "Lucro bruto" e "Despesas operacionais".

Resultado financeiro

Receitas financeiras

No ano de 2009, as receitas financeiras foram de R$ 87 milhões, R$ 36 milhões inferiores às de 2008, que foram de R$ 123 milhões, em função substancialmente do que segue: (i) queda de R$ 23 milhões na renda de aplicações financeiras devido à menor taxa de juros do mercado em 2009, um estímulo ao aumento de consumo para mitigar os reflexos da crise mundial; (ii) decréscimo da variação monetária sobre depósitos vinculados a litígios, no valor de R$ 4 milhões, em razão, basicamente, da menor taxa Selic entre os períodos comparados; e (iii) redução de R$ 9 milhões na variação monetária sobre contas a receber de longo prazo, em virtude da suspensão da atualização dos valores a receber.

Despesas financeiras

No exercício de 2009, as despesas financeiras caíram R$ 116 milhões, passando de R$ 443 milhões em 2008 para R$ 327 milhões em 2009 em razão, principalmente, da combinação dos efeitos a seguir descritos: (i) ganho cambial não realizado de R$ 158 milhões sobre os empréstimos e financiamentos resultante da desvalorização do dólar e do euro frente ao real; (ii) acréscimo de R$ 93 milhões nos encargos de dívida, em decorrência essencialmente dos encargos sobre as dívidas das empresas adquiridas ou que entraram em operação durante e após 2008, no valor de R$ 54 milhões, e sobre a 3ª e 4ª emissões de debêntures da Companhia, no montante de R$ 50 milhões, e da redução de R$ 9 milhões dos encargos das notas promissórias da 3ª emissão quitadas em 2009; (iii) queda de R$ 77 milhões na variação monetária de dívidas, devido, principalmente, à menor variação do IGP-M e do IPCA em 2009 em relação a 2008; e (iv) perda de R$ 19 milhões na remuneração do Bônus do Tesouro dos Estados Unidos garantidores do empréstimo com a Secretaria do Tesouro Nacional (STN).

Imposto de renda e contribuição social

A despesa recuou de R$ 475 milhões em 2008 para R$ 464 milhões em 2009, valores correspondentes a, respectivamente, 29,8% e 29,0% do lucro líquido antes do imposto de renda e da contribuição social.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Lucro líquido do exercício

No exercício de 2009, o lucro líquido atingiu R$ 1.134,4 milhões, 1,7% superior ao do ano anterior, que foi de R$ 1.115,2 milhões, e representou R$ 1,74 por ação. Excluindo-se os efeitos, líquidos de impostos, da indenização não recorrente reconhecida em 2009 em decorrência da rescisão do contrato de construção da usina de biomassa São João, de R$ 5,5 milhões, e da receita também não recorrente de R$ 50,4 milhões reconhecida em 2008 relativa à recuperação do PIS e Cofins recolhidos indevidamente em anos anteriores, o lucro líquido do ano em análise seria superior em 6,0% em relação ao do exercício anterior.

EBITDA e Margem EBITDA

Refletindo os efeitos cima mencionados, o EBITDA foi de R$ 2.178 milhões no exercício de 2009, ligeiramente superior ao registrado no ano de 2008, que foi de R$ 2.177 milhões. A margem EBITDA em 2009 alcançou 62,3%, enquanto a de 2008 foi de 64,0%.

Análise comparativa entre os resultados dos exercícios findos em 31.12.2008 e 31.12.2007

Receita operacional bruta

No exercício de 2008, a receita operacional bruta alcançou R$ 3.793 milhões, 13,6% superior àquela auferida em 2007, que foi de R$ 3.338 milhões. A evolução ocorreu em razão: (i) do aumento do preço médio da energia vendida em 14,8%, crescendo de R$ 97,84/MWh no ano de 2007 para R$ 112,31/MWh no exercício de 2008; (ii) da redução de 6,5% na quantidade de energia vendida, passando de 32.800 GWh (3.744 MW médios) para 30.661 GWh (3.491 MW médios), devido à redução da garantia física de determinadas usinas termelétricas, conforme imposto pelo MME e à perda da autorização da Aneel para comercialização do lastro referente ao contrato de importação de 300 MW de potência com energia associada da Cien; (iii) do crescimento de R$ 257 milhões na receita de transações com a CCEE, conforme comentado no item "Detalhamento das Operações na CCEE" a seguir; (iv) da redução da exportação de energia para a Argentina e o Uruguai em R$ 135 milhões, correspondentes a 947,6 GWh; e (v) do ingresso de receitas pela venda da energia gerada na Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra no valor de R$ 98 milhões, a qual está refletida na composição do preço médio e na variação do volume vendido em 2008 acima mencionadas.

Cabe considerar que, com exceção da PPESA, as receitas decorrentes das empresas adquiridas no final de 2008, quais sejam, as Eólicas Beberibe e Pedra do Sal, a Hidropower e a Tupan, não resultaram em efeitos relevantes na receita operacional bruta.

Deduções da receita operacional

No ano de 2008, as deduções alcançaram R$ 393 milhões, valor 22,4% superior ao verificado em 2007, que foi de R$ 321 milhões. Este acréscimo decorreu, substancialmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) crescimento de 13,6% na receita operacional bruta; (ii) aumento do PIS e Cofins em função do vencimento de contratos de venda que estavam sob o regime de tributação

cumulativo, à alíquota de 3,65%, e a sucessiva contratação desta energia sob o regime não cumulativo, à alíquota de 9,25%; e (iii) redução da exportação de energia, sobre a qual não incide ICMS, PIS e Cofins.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Receita líquida de vendas e serviços

No exercício de 2008, a receita líquida alcançou o valor de R$ 3.400 milhões, 12,7% acima do registrado em 2007, que foi de R$ 3.017 milhões. Os aumentos apresentados nestes períodos estão diretamente relacionados ao crescimento da receita operacional bruta e das deduções da receita operacional.

No acumulado do ano, o preço líquido de venda passou de R$ 88,16/MWh, em 2007, para R$ 100,65/MWh, em 2008, representando crescimento de 14,2%, reflexo, substancialmente, do crescimento da receita operacional bruta e das deduções da receita operacional, além do incremento dos preços praticados para consumidores livres.

Custos de energia elétrica e serviços

No exercício social encerrado em 31.12.2008, os custos cresceram 10,5% em relação a 2007, atingindo R$ 1.388 milhões contra R$ 1.256 milhões no exercício social encerrado em 31.12.2007. A variação acima referida decorreu, principalmente, do exposto a seguir:

Energia elétrica comprada para revenda: incremento de R$ 205 milhões em consequência da ampliação de 25,7% da quantidade de energia comprada para revenda e do aumento de 47,1% do preço médio em decorrência de maiores preços praticados nos novos contratos. Este percentual está em linha com o incremento de PLD médio de 2008, aproximadamente 40% superior ao de 2007.

Transações no âmbito da CCEE: redução de R$ 137 milhões no exercício social encerrado em 31.12.2008, conforme comentado a seguir em item específico.

Encargos de uso de rede elétrica e conexão: aumento de R$ 29 milhões no ano de 2009, decorrente, principalmente, do reajuste tarifário anual e, secundariamente, do ingresso de R$ 11 milhões relativos aos encargos incorridos pela PPESA.

Custo de produção de energia elétrica: aumento de R$ 35 milhões em razão das considerações a seguir:

- **Combustíveis para produção de energia elétrica:** queda de R$ 23 milhões, refletindo, principalmente, a combinação dos seguintes fatores: (i) ingresso de R$ 92 milhões decorrente do consumo de óleo diesel na Usina Termelétrica William Arjona e Alegrete, em virtude (a) do despacho das usinas pelo ONS com objetivo de manter a segurança energética do sistema elétrico do País e devido às baixas afluências verificadas em determinados períodos do ano (tais custos foram compensados pelo aumento da receita na CCEE, e (b) da exportação de energia para a Argentina e Uruguai por meio da Usina Termelétrica Alegrete; (ii) queda de R$ 104 milhões no consumo do carvão, combustível utilizado na geração de energia para exportação, verificada no ano de 2007; e (iii) redução de R$ 15 milhões no consumo de gás natural em virtude da suspensão de seu fornecimento a Usina Termelétrica William Arjona, conforme anteriormente comentado;
- **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos:** aumento de R$ 4 milhões devido, principalmente, ao reajuste anual e aos efeitos decorrentes da incorporação da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra.
- **Pessoal:** aumento de R$ 13 milhões, justificado pelo reajuste salarial anual e de benefícios adicionais concedidos aos empregos decorrente do Acordo Coletivo de Trabalho da categoria, além de aumento do quadro de funcionários consistente com o crescimento da Companhia.
- **Materiais e serviços de terceiros:** acréscimo de R$ 11 milhões no ano de 2008, em função, principalmente, das despesas com materiais e serviços necessários a manutenção das unidades da Companhia e das incorridas pelas empresas adquiridas ou que entraram em operação durante e após 2008.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- **Depreciação e amortização:** aumento de R$ 28 milhões em razão do ingresso da depreciação dos ativos da PPESA.

Detalhamento das operações na CCEE

Os diversos lançamentos credores ou devedores realizados mensalmente na conta de um agente da CCEE são sintetizados em uma fatura única, a receber ou a pagar, exigindo, portanto, o seu registro na rubrica de receita ou na rubrica de despesa. Em razão de ajustes na estratégia de comercialização da Companhia, verificou-se nos últimos anos uma mudança no perfil das faturas mencionadas. A Companhia, o agente principal dentre os que fazem parte do consolidado, realizou, em 2007, dois registros na receita e 10 registros na despesa. Em 2008, nove registros foram realizados na receita e três na despesa. Tal alternância dificulta a comparação direta dos elementos que compõem cada fatura nos dois anos.

Genericamente, esses elementos são receitas ou despesas provenientes, por exemplo, (i) da aplicação do MRE; (ii) do chamado "risco de submercado"; (iii) do despacho motivado pela Curva de Aversão ao Risco (CAR); (iv) da aplicação dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), que resultam do despacho fora da ordem de mérito de usinas termelétricas; e (v) da exposição (posição vendida ou comprada de energia na contabilização mensal), que, por sua vez, será liquidada ao PLD.

No exercício de 2008, a receita líquida auferida foi de R$ 251 milhões contra uma despesa, no ano anterior, de R$ 143 milhões, ou seja, um impacto positivo no resultado de R$ 394 milhões entre os anos analisados.

Os efeitos positivos no resultado da Companhia entre os anos comparados foram resultantes, principalmente, da combinação dos seguintes fatores:

- aprimoramento, em 2008, da estratégia de comercialização, da qual faz parte a alocação mensal da energia assegurada anual das usinas. Tal estratégia, amparada pela maior volatilidade do PLD, permitiu à Companhia auferir resultados expressivos, principalmente nos meses de janeiro e fevereiro de 2008;
- despacho fora da ordem de mérito das Usinas Termelétricas William Arjona e Alegrete, substancialmente nos meses de fevereiro e março de 2008, para segurança energética do sistema elétrico brasileiro, por diretriz estabelecida pelo CMSE. Parte do aumento dessa receita, entretanto, foi compensada com o aumento no custo com o consumo de combustível utilizado na geração dessa energia; e
- redução da exposição na CCEE no exercício social encerrado em 31.12.2008, em comparação à exposição do ano anterior, devido principalmente (i) à perda do lastro de Cien e da redução das garantias físicas de usinas termelétricas impostas pelo MME, conforme anteriormente comentados no item referente à receita operacional bruta; (ii) ao fato de a geração termelétrica a carvão no ano de 2008 ter sido totalmente direcionada ao SIN, enquanto que no ano anterior parte dessa energia foi destinada à exportação; (iii) à intensificação de compra de energia no segundo semestre de 2008, como parte da estratégia de comercialização da Companhia; e (iv) à redução no consumo de consumidores industriais verificada principalmente no mês de dezembro de 2008.

Lucro bruto

No exercício social encerrado em 31.12.2008, o lucro bruto da Companhia foi de R$ 2.012 milhões, 14,3 % superior ao relativo ao ano de 2007, reflexo das variações explicadas nos subitens "Receita operacional bruta" e "Custos de energia elétrica e serviço".

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Despesas operacionais

Despesas gerais e administrativas

No ano de 2008, essas despesas passaram de R$ 130 milhões para R$ 162 milhões, evolução de 24,6%, em decorrência, principalmente, do seguinte: (i) aumento de R$ 12 milhões em serviços de terceiros relativos principalmente a consultorias de gestão, emissão de notas promissórias, novos negócios, recursos humanos, tributárias, legais, entre outras; (ii) crescimento nas despesas com pessoal de R$ 4 milhões devido ao reajuste salarial anual e benefícios adicionais concedidos aos empregados decorrentes do Acordo Coletivo de Trabalho da categoria; (iii) incremento de R$ 3 milhões na depreciação e amortização; e (iv) evolução de R$ 13 milhões decorrentes de acordos judiciais e contribuições pagos.

Recuperação de PIS e Cofins e ganhos em ações judiciais

No exercício de 2008, mais precisamente no primeiro trimestre de 2008, a Companhia reconheceu receita não recorrente de R$ 76 milhões, relativa à recuperação de PIS e Cofins recolhidos indevidamente em períodos anteriores. Este montante refere-se, substancialmente, aos referidos impostos pagos sobre os valores relativos à recuperação do consumo dos combustíveis fósseis adquiridos com recursos da CCC e da CDE, que, de acordo com a orientação contida em despacho da Aneel, deixaram de ser reconhecidos como receita operacional em novembro de 2005 e passaram a ser contabilizados em conta retificadora de custo da produção de energia elétrica.

Resultado do serviço

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, o resultado do serviço foi de R$ 1.910 milhões, 18,2% superior ao do ano de 2007, resultado das variações descritas nos subitens "Lucro bruto" e "Despesas operacionais".

Resultado financeiro

Receitas financeiras

No ano de 2008, houve majoração da receita em R$ 22 milhões, principalmente em razão dos seguintes fatores: (i) aumento de R$ 17 milhões na renda de aplicações financeiras, já incluindo o valor de R$ 5 milhões referentes à receita gerada pelas aplicações financeiras da PPESA; (ii) crescimento da variação monetária sobre depósitos vinculados a litígios, no valor de R$ 3 milhões, em razão da variação dos índices de atualização e do maior volume de depósitos realizados; e (iii) incremento de R$ 2 milhões na variação monetária sobre contas a receber de longo prazo.

Despesas financeiras

No exercício de 2008 houve majoração das despesas em R$ 213 milhões quando comparado ao ano de 2007. Esse crescimento é decorrente, principalmente, dos seguintes fatores: (i) aumento de R$ 113 milhões na despesa de variação cambial de empréstimos e financiamentos, líquida de R$ 22 milhões de receita de operação de *hedge* cambial, ainda existente em 2007, em razão da substancial valorização do dólar e do euro frente ao real; (ii) acréscimo de R$ 63 milhões nos encargos de empréstimos, financiamentos, debêntures e da concessão da Aneel, decorrente, substancialmente, dos encargos de R$ 33 milhões sobre as já citadas notas promissórias e de R$ 37 milhões sobre os empréstimos e financiamentos da PPESA; (iii) aumento de R$ 50 milhões na variação monetária de dívidas, devido, principalmente, à grande variação do IPCA e do IGPM em 2008 e ao ingresso de R$ 16 milhões da variação monetária sobre a concessão Aneel da PPESA; e (iv) redução de R$ 19 milhões nas despesas com CPMF.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Imposto de renda e contribuição social

No exercício de 2008, houve um acréscimo de R$ 35 milhões nas despesas com pagamento de imposto de renda e contribuições sociais, quando comparado ano de 2007. Esse aumento é decorrente, principalmente, do crescimento do resultado antes dos tributos.

Lucro líquido do exercício

No exercício de 2008, o lucro líquido atingiu R$ 1.115 milhões, 6,6% superior aos R$ 1.046 milhões atingidos no ano de 2007, representando R$ 1,71 por ação.

Excluindo-se os efeitos, líquidos de impostos, decorrentes do incremento da variação cambial de R$ 75 milhões e da redução do resultado da exportação de R$ 36 milhões, entre os exercícios de 2007 e 2008, bem como a receita decorrente da recuperação de PIS e Cofins de R$ 50 milhões no ano de 2008, o lucro do ano de 2008 teria crescido em 13,2% em relação a 2007.

EBITDA e Margem EBITDA

No ano de 2008, o EBITDA foi de R$ 2.177 milhões, 17,6% superior aos R$ 1.851 milhões de 2007. A margem EBITDA em 2008 alcançou 64,0%, enquanto a margem EBITDA alcançada em 2007 foi de 61,3%.

Comparação entre os balanços patrimoniais de 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007

	(R$ milhões)							
	2009	%	2008	%	2007	%	2008/2009 (%)	2007/2008 (%)
ATIVO								
ATIVO CIRCULANTE								
Caixa e equivalentes de caixa	1.255	13,0	420	5,0	794	12,0	198,8	(47,1)
Consumidores, concessionárias e permissionárias	435	4,5	388	4,7	350	5,3	12,1	10,9
Tributos e contribuições sociais a compensar	73	0,8	27	0,3	11	0,2	170,4	145,5
Estoques	45	0,5	59	0,7	50	0,8	(23,7)	18,0
Cauções e depósitos vinculados	33	0,3	1	-	20	0,3	3.200,0	(95,0)
Ativo fiscal diferido	16	0,2	15	0,2	12	0,2	6,7	25,0
Outros	32	0,3	48	0,6	27	0,4	(33,3)	77,8
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE	**1.889**	**19,6**	**958**	**11,5**	**1.264**	**19,2**	**97,2**	**(24,2)**
ATIVO NÃO CIRCULANTE								
Realizável a Longo Prazo								
Tributos e contribuições sociais a compensar	74	0,8	107	1,3	24	0,4	(30,8)	345,8
Cauções e depósitos vinculados	64	0,7	25	0,3	32	0,5	156,0	(21,9)
Depósitos judiciais	168	1,7	161	1,9	151	2,3	4,3	6,6
Alienação de bens e direitos	87	0,9	69	0,8	81	1,2	26,1	(14,8)
Ativo fiscal diferido	223	2,3	208	2,5	204	3,1	7,2	2,0
Outros	22	0,1	18	0,2	8	0,1	22,2	125,0
	638	**6,5**	**588**	**7,0**	**500**	**7,6**	**8,5**	**17,6**
Investimentos	34	0,4	31	0,4	31	0,5	9,7	-
Imobilizado	6.978	72,3	6.638	79,6	4.725	71,6	5,1	40,5
Intangível e diferido (em 2007)	115	1,2	127	1,5	78	1,1	(9,4)	62,8
	7.127	**73,9**	**6.796**	**81,5**	**4.834**	**73,2**	**5,4**	**103,3**
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	**7.765**	**80,4**	**7.384**	**88,5**	**5.334**	**80,8**	**13,9**	**120,9**
TOTAL	**9.654**	**100,0**	**8.342**	**100,0**	**6.598**	**100,0**	**15,7**	**26,4**

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

	31 de dezembro de (R$ milhões)							
	2009	%	2008	%	2007	%	2008/2009 (%)	2007/2008 (%)
PASSIVO								
PASSIVO CIRCULANTE								
Fornecedores	246	2,5	212	2,5	274	4,2	16,0	(22,6)
Dividendos e juros sobre o capital próprio	251	2,6	155	1,9	533	8,1	61,9	(70,9)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	348	3,6	733	8,8	178	2,7	(52,5)	311,8
Tributos e contribuições sociais	412	4,3	404	4,8	341	5,2	2,0	18,5
Partes Relacionadas	-	-	221	2,6	-	-	-	-
Obrigações com o programa de P&D	48	0,5	60	0,7	47	0,7	(20,0)	27,7
Concessões a pagar	37	0,4	2	-	2	-	1.750,0	-
Benefícios pós-emprego	26	0,3	22	0,3	18	0,3	18,2	22,2
Outros	120	1,3	103	1,3	87	1,2	16,5	18,4
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE	**1.488**	**15,5**	**1.912**	**22,9**	**1.480**	**22,4**	**(22,2)**	**29,2**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE								
Empréstimos, financiamentos e debêntures	3.067	31,8	2.246	26,9	1.636	24,8	36,6	37,3
Concessões a pagar	920	9,5	557	6,7	234	3,5	65,2	138,0
Benefícios pós-emprego	359	3,7	322	3,9	310	4,7	11,5	3,9
Outros	139	1,4	134	1,6	121	1,9	3,7	10,7
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE	**4.485**	**46,4**	**3.259**	**39,1**	**2.301**	**34,9**	**37,6**	**41,6**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO								
Capital social	2.446	25,3	2.446	29,3	2.446	37,1	-	-
Reservas de capital	92	1,0	92	1,1	92	1,4	-	-
Reservas de lucros	1.143	11,8	633	7,6	279	4,2	80,6	126,9
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	**3.681**	**38,1**	**3.171**	**38,0**	**2.817**	**42,7**	**16,1**	**12,6**
TOTAL	**9.654**	**100,0**	**8.342**	**100,0**	**6.598**	**100,0**	**15,7**	**26,4**

Análise comparativa entre os balanços patrimoniais de 31.12.2009 e 31.12.2008

Ativo circulante

Caixa e equivalentes de caixa

O aumento decorre, substancialmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) recursos provenientes das atividades operacionais de R$ 1.416 milhões; (ii) aplicação de recursos no imobilizado de R$ 316 milhões; (iii) captação de recursos de terceiros, líquido da amortização de débitos, de R$ 236 milhões; e (iv) pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio de R$ 495 milhões.

Consumidores, concessionárias e permissionárias

O crescimento deve-se, basicamente, ao aumento do preço de venda da energia e aos valores a receber relativos às vendas das empresas adquiridas ou que entraram em operação em 2009.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Tributos e contribuições sociais a compensar

O aumento ocorreu, principalmente, em função da transferência do realizável a longo prazo de créditos de PIS e Cofins sobre a aquisição de bens do ativo imobilizado, devido à entrada em operação da Usina Hidrelétrica São Salvador e, em consequência, o início do direito de compensação desses créditos.

Estoques

A redução deve-se ao menor estoque de matéria prima e insumos para a produção de energia elétrica.

Cauções e depósitos vinculados

O crescimento deve-se à elevação dos depósitos compulsórios em garantias das transações realizadas no âmbito da CCEE.

Outros

A principal razão da queda foi a transferência para o realizável a longo prazo dos valores a receber pela venda do Projeto Jacuí, em virtude da mudança na expectativa de realização do crédito para o longo prazo devido a inadimplência do devedor.

Ativo não circulante

Realizável a longo prazo

Tributos e contribuições sociais a compensar

A redução de R$ 33 milhões foi motivada principalmente pela transferência para o ativo circulante dos créditos de PIS e Cofins sobre a aquisição de bens do ativo imobilizado, conforme acima mencionado.

Cauções e depósitos vinculados

O acréscimo deve-se, basicamente, a constituição de conta reserva para a garantia do pagamento dos serviços do financiamento da Usina Hidrelétrica São Salvador pelo BNDES e agentes financiadores.

Depósitos judiciais

O crescimento corresponde, principalmente, à combinação da atualização monetária, de novos depósitos e da baixa de valores resgatados ou levantados pelos beneficiários.

Imobilizado

A variação decorre do seguinte: (i) aquisições no montante de R$ 669 milhões, dos quais R$ 456 milhões correspondem a Usina Hidrelétrica São Salvador, incluindo o direito de concessão de R$ 352 milhões, R$ 52 milhões à obra da Usina Termelétrica Ibitiúva Bioenergética, R$ 35 milhões à construção da Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca e R$ 111 milhões a obras para manter a confiabilidade e segurança do sistema de geração das usinas da Companhia; (ii) depreciação e amortização de R$ 327 milhões; e (iii) baixas de R$ 2 milhões.

Passivo circulante

Fornecedores

O acréscimo deve-se, principalmente, (i) ao maior encargo de uso de rede elétrica em função da entrada em operação da Usina Hidrelétrica São Salvador e aos reajustes de preço; e (ii) a elevação do fornecimento de materiais e serviços em razão da construção da Usina Termelétrica Ibitiúva Bioenergética e da Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Dividendos e juros sobre capital próprio

O incremento ocorreu em razão dos dividendos relativos ao ano de 2008 terem sido integramente pagos dentro daquele exercício na forma de dividendos intercalares, enquanto que no ano de 2009 restou um saldo de dividendos complementares referentes a 2009, de R$ 82 milhões, a serem pagos em 2010.

Empréstimos, financiamentos e debêntures

A redução ocorreu pelos seguintes fatores: (i) emissão de notas promissória no valor de R$ 309 milhões, quitadas posteriormente com os recursos decorrentes da terceira emissão de debêntures da Companhia; (ii) transferência do passivo não circulante de R$ 303 milhões; (iii) encargos financeiros de R$ 206 milhões; e (iv) pagamentos de juros e amortizações de R$ 1.203 milhões.

Partes relacionadas

Em 31.12.2008, o saldo de R$ 221 milhões refere-se ao valor a pagar a empresa ligada SESA BidCo Ltd. pela aquisição das empresas Areia Branca, Beberibe., Pedra do Sal e Econergy Brasil Serviços Corporativos, o qual foi liquidado no início de 2009.

Concessões a pagar

O aumento deve-se ao registro do montante de R$ 38 milhões relativo ao direito de concessão a pagar da Usina Hidrelétrica São Salvador, da transferência do passivo não circulante de R$ 12 milhões e dos pagamentos de R$ 15 milhões.

Outros

O crescimento ocorreu, basicamente, nas contas de compensação financeira pela utilização de recursos hídricos, obrigações trabalhistas e provisão para contingências.

Passivo não circulante

Empréstimos, financiamentos e debêntures

O aumento é composto dos seguintes fatores: (i) captação de recursos mediante financiamento e emissão de debêntures no valor de R$ 1.096 milhões; (ii) transferência para o circulante de R$ 303 milhões; (iii) encargos financeiros de R$ 99 milhões; e (iv) ganho de variação cambial de R$ 70 milhões.

Concessões a pagar

O incremento decorre do registro do valor de R$ 314 milhões relativo ao direito de concessão da Usina Hidrelétrica São Salvador, dos juros e variação monetária de R$ 61 milhões e da transferência para o circulante de R$ 12 milhões.

Benefícios pós-emprego

O crescimento deve-se ao que segue: (i) juros do passivo atuarial de R$ 129 milhões; (ii) rendimento dos ativos do plano de R$ 82 milhões; (iii) amortização de perdas atuariais de R$ 24 milhões; e (iv) contribuição da patrocinadora de R$ 30 milhões.

Patrimônio líquido

O acréscimo decorreu do lucro líquido do exercício findo em 31.12.2009 de R$ 1.134 milhões e da destinação de R$ 624 milhões deste lucro para a distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Análise comparativa entre os balanços patrimoniais de 31.12.2008 e 31.12.2007

Ativo circulante

Caixa e equivalentes de caixa

A redução decorre da combinação dos seguintes fatores: (i) recursos provenientes das atividades operacionais de R$ 1.637 milhões; (ii) aquisição de investimentos de R$ 831 milhões; (iii) aplicação de recursos no imobilizado e intangível de R$ 467 milhões; (iv) captação de recursos de terceiros, liquido da amortização de débitos, de R$ 397 milhões; e (v) pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio de R$ 1.110 milhões.

Consumidores, concessionárias e permissionárias

O incremento decorre, principalmente, do aumento do preço de venda da energia e aos valores a receber referentes às vendas das empresas adquiridas em 2008.

Tributos e contribuições sociais a compensar

O aumento refere-se, basicamente, ao reconhecimento dos créditos de PIS e Cofins sobre a aquisição de bens do ativo imobilizado sobre a construção da Usina Hidrelétrica São Salvador.

Estoques

O crescimento corresponde a um maior estoque de matéria prima e insumos para a produção de energia elétrica.

Cauções e depósitos vinculados

A redução deve-se à substituição dos depósitos em garantia do pagamento dos serviços da dívida por fianças bancárias.

Outros

A elevação ocorreu em função, principalmente, da transferência para o circulante de valores a receber pela venda do Projeto Jacuí, vencíveis em 2008.

Ativo não circulante

Realizável a longo prazo

Tributos e contribuições sociais a compensar

O aumento deve-se, principalmente, ao reconhecimento dos créditos de PIS e Cofins sobre a aquisição de bens do ativo imobilizado sobre a construção da Usina Hidrelétrica São Salvador, conforme acima mencionado.

Depósitos judiciais

O aumento decorre da combinação da atualização monetária, de novos depósitos judiciais e da baixa de valores resgatados ou levantados pelos beneficiários.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Imobilizado

A variação deve-se ao que segue: (i) aquisições no montante de R$ 2.248 milhões, dos quais R$ 289 milhões correspondem à construção da Usina Hidrelétrica São Salvador, R$ 1.137 milhões à compra da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra, R$ 737 milhões às aquisições da Tupan, Hidropower, Areia Branca, Beberibe e Pedra do Sal, R$ 10 milhões à construção da Usina Termelétrica Ibitiúva Bioenergética e R$ 75 milhões a obras para manter a confiabilidade e segurança do sistema de geração e modernização das usinas da Companhia; (ii) depreciação e amortização de R$ 249 milhões; e (iii) baixa de ativos e transferência para o realizável do PIS e Cofins sobre aquisições relativas à construção da Usina Hidrelétrica São Salvador, no valor de R$ 86 milhões.

Passivo circulante

Fornecedores

A redução decorre, principalmente, da queda do fornecimento de carvão para produção de energia elétrica e de materiais e serviços.

Dividendos e juros sobre capital próprio

A queda deve-se à redução no ano de 2008 ante a 2007 dos dividendos e juros sobre o capital propostos em 2008 em relação a 2007, passando 95% para 68% do lucro líquido do exercício.

Empréstimos, financiamentos e debêntures

O aumento ocorreu pelos seguintes fatores: (i) emissão de notas promissórias e empréstimos no valor de R$ 417 milhões; (ii) empréstimos e financiamentos de empresas adquiridas no valor de R$ 96 milhões; (iii) transferência do não circulante de R$ 179 milhões; (iv) juros de R$ 178 milhões; (v) variações monetárias e cambiais de R$ 14 milhões; e (vi) pagamento de juros e amortizações de R$ 329 milhões.

Tributos e contribuições sociais

O crescimento corresponde, em grande parte, ao maior valor do imposto de renda e da contribuição social em razão do aumento do lucro líquido de exercício de 2008 e dos juros sobre o capital próprio creditados em dezembro de 2008.

Partes relacionadas

Em 31.12.2008, o saldo de R$ 221 milhões corresponde ao valor a pagar a SESA BidCo Ltd. pela aquisição das empresas Areia Branca, Beberibe, Pedra do Sal e Econergy Brasil Serviços Corporativos. Em 31.12.2007 não havia saldo nessa conta

Outros

O aumento foi verificado, principalmente, nas contas de encargos regulatórios, obrigações trabalhista e provisão para contingências.

Passivo não circulante

Empréstimos, financiamentos e debêntures

A variação compõe-se do que segue: (i) financiamento com o BNDES para a construção da Usina Hidrelétrica São Salvador no valor de R$ 167 milhões; (ii) empréstimos e financiamentos das empresas adquiridas em 2008 no valor de R$ 477 milhões; (iii) transferência para o passivo circulante de R$ 179 milhões; (iv) juros de 37 milhões; (iv) variação monetária de R$ 38 milhões; e (v) variação cambial de R$ 70 milhões .

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Concessões a pagar

O crescimento é decorrente do registro do direito de concessão a pagar da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra de R$ 242 milhões e dos juros e variação monetária de R$ 81 milhões.

Benefícios pós-emprego

O aumento ocorreu em razão do seguinte: (i) juros do passivo atuarial de R$ 124 milhões; (ii) rendimento dos ativos do plano de R$ 80 milhões; e (iii) R$ contribuição da patrocinadora de R$ 30 milhões.

Outros

O aumento foi verificado, principalmente, nas provisões para contingências cíveis.

Patrimônio líquido

O crescimento decorreu do lucro líquido do exercício findo em 31.12.2008 de R$ 1.115 milhões, da destinação de R$ 756 milhões deste lucro para a distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio, e do ajuste relativo a Lei 11.638/07 no valor de R$ 5 milhões.

10.2 Comentários dos diretores sobre:

a. Resultados das operações da Companhia, em especial:

(i) descrição de quaisquer componentes importantes da receita

(R$ milhões)	31 de dezembro de							
	2009	%	2008	%	2007	%	2008/2009 (%)	2007/2008 (%)
RECEITA OPERACIONAL BRUTA								
Suprimento de energia elétrica	2.828	72,8	2.383	62,8	2.186	65,5	18,7	9,0
Fornecimento de energia elétrica	879	22,6	1.060	27,9	929	27,8	(17,1)	14,1
Transações no âmbito da CCEE	65	1,7	296	7,8	39	1,2	(78,0)	659,0
Exportação de energia elétrica	61	1,6	34	0,9	170	5,1	79,4	(80,0)
Outras receitas	53	1,3	20	0,6	14	0,4	165,0	42,9
	3.886	**100,0**	**3.793**	**100,0**	**3.338**	**100**	**2,5**	**13,6**

Análise comparativa dos componentes da receita operacional entre os exercícios findos em 31.12.2009 e 31.12.2008

Suprimento de energia elétrica

No acumulado de 2009, a receita de suprimento de energia, aquela originária da venda a agentes que não consumidores livres, alcançou R$ 2.828 milhões, superior em 18,7% à receita de suprimento de energia apurada no mesmo período do ano anterior, que foi de R$ 2.383 milhões. Tal aumento resultou, principalmente, do seguinte: (i) acréscimo de venda em R$ 68 milhões pelas empresas adquiridas ou que entraram em operação durante ou após 2008; (ii) incremento no fornecimento para distribuidoras no valor de R$ 428 milhões (equivalentes a 3.251 GWh – 371 MW médios), em virtude da conjunção da venda ao *pool* de distribuidoras com o encerramento de contratos bilaterais que não foram renovados com algumas delas; (iii) queda na venda para comercializadoras no valor de R$ 94 milhões (correspondentes a 974 GWh – 112 MW médios), motivada pela necessidade de atendimento à mudança na composição do portfólio de vendas da Companhia; e (iv) aumento no preço médio de venda para as distribuidoras e comercializadoras em 5,0%, resultando em crescimento na receita de R$ 43 milhões.

Fornecimento de energia elétrica

A receita anual do fornecimento de energia (venda a consumidores livres) foi de R$ 879 milhões em 2009, o representou um decréscimo de 17,1% quando comparado aos R$ 1.060 milhões de 2008. Tal redução foi consequência da combinação do seguinte: (i) queda do volume de vendas resultante do término de contratos e da redução de quantidades contratadas causada pela crise mundial, que resultou na diminuição da venda em R$ 299 milhões (correspondentes a 2.639 GWh – 301 MW médios); e (ii) elevação do preço médio de venda em 11,1%, proporcionando o crescimento da receita em R$ 118 milhões. Cabe considerar que a referida redução foi compensada pelo incremento da venda ao *pool* de distribuidoras, conforme anteriormente mencionado.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Transações no âmbito da CCEE

No acumulado de 2009, a receita foi de R$ 65 milhões, valor substancialmente inferior ao de 2008, que foi de R$ 296 milhões. Esclarecimentos adicionais sobre estas operações podem ser encontradas no item 10.1. h) i acima (“Detalhamento das operações na CCEE”).

Exportação de energia elétrica

No exercício de 2009, a receita obtida com a exportação para a Argentina e Uruguai atingiu R$ 61 milhões, superior aos R$ 34 milhões obtidos no exercício de 2008, em razão da demanda de energia por estes paises.

Outras

Acréscimo de R$ 33 milhões em relação ao ano de 2008, passando de R$ 20 milhões para R$ 53 milhões, decorrente, substancialmente, do reconhecimento do ganho de R$ 35 milhões em razão do acordo com o Consórcio São Salvador para a compensação de atrasos na conclusão de unidades geradoras da Usina Hidrelétrica São Salvador.

Análise comparativa dos componentes da receita operacional entre os exercícios findos em 31.12.2008 e 31.12.2007

Suprimento de Energia Elétrica

No acumulado de 2008 a receita de suprimento de energia alcançou R$ 2.383 milhões, superior em 9,0% à receita de suprimento de energia apurada no mesmo período do ano anterior, que foi de R$ 2.186 milhões. Tal aumento foi resultante, principalmente, do incremento de 32,4% no preço e de 13,3% na quantidade de vendas a comercializadoras.

Fornecimento de Energia Elétrica

A receita anual do fornecimento de energia foi de R$ 1.060 milhões em 2008, o que representou aumento de 14,1% quando comparado aos R$ 929 milhões faturados em 2007, consequência da redução de 6,9% nas vendas e do crescimento do preço em 21,9%.

Transações no âmbito da CCEE

No acumulado de 2008, a receita foi de R$ 296 milhões, valor substancialmente superior ao de 2007, que foi de R$ 39 milhões. Esclarecimentos adicionais sobre estas operações podem ser encontradas no item 10.1. h) i acima (“Detalhamento das operações na CCEE”).

Exportação de energia elétrica

No exercício de 2008, a receita obtida com a exportação para a Argentina e Uruguai atingiu R$ 34 milhões, inferior aos R$ 136 milhões obtidos no exercício de 2008, devido às menores necessidades energéticas desses países.

Outras

Acréscimo de R$ 6 milhões em relação ao ano de 2007, passando de R$ 14 milhões para R$ 20 milhões em 2008, em razão do aumento da receita com venda de créditos de carbono.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

(ii) fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Os fatores que afetaram materialmente os resultados da Companhia em 2009, 2008 e 2007 foram os seguintes:

Ano de 2009 – aumento de 8,1% no preço médio líquido de venda de energia e variação cambial credora não realizada sobre empréstimos e financiamentos no valor de R$ 80 milhões;

Ano de 2008 – (i) elevação de 14,2% no preço médio líquido de venda; (ii) redução de 6,5% na quantidade de energia vendida; (iii) geração de receita líquida nas transações realizadas no âmbito da CCEE de R$ 251 milhões; (iv) consumo de óleo diesel de R$ 92 milhões em virtude do despacho das usinas pelo ONS com o objetivo de manter a segurança energética do sistema elétrico do país e devido às baixas afluências verificadas em determinados períodos do ano (esses custos foram compensados pelo aumento da receita na CCEE acima mencionada) e da exportação de energia para a Argentina e Uruguai; (iv) exportação de energia de R$ 34 milhões; (v) receita decorrente da recuperação de crédito de PIS e Cofins de R$ R$ 76 milhões; e (vi) variação cambial devedora sobre empréstimos e financiamentos de R$ 78 milhões.

2007 – (i) crescimento do preço médio líquido de venda de 12,0 %; (ii) resultado na exportação de energia de R$ 97 milhões; e (iii) variação cambial credora sobre empréstimos e financiamentos de R$ 55 milhões.

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

As receitas de venda da Companhia são suportadas por contratos com cláusulas de reajuste de preço, em grande parte, pelo IPCA e pelo IGP-M. A receita da Companhia não está exposta a taxas de câmbio e não foi afetada pela introdução de novos produtos e serviços.

As variações das receitas da Companhia em decorrência de modificação de preço, inflação e alteração de volume estão explicadas no item 10.2. (a) (i) acima.

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 da Companhia.

Impactos da inflação e da variação de preços nos custos de venda da energia elétrica

Energia elétrica comprada para revenda - os contratos de longo prazo possuem seus preços reajustados, na sua grande parte, pelo IGP-M;

Combustível para a produção de energia elétrica - o preço do gás consumido na Usina Termelétrica Willian Arjona é denominado em dólar norte americano, equivalente em Reais, e reajustado anualmente pela variação do *Producer Price Index* (*PPI*), um indicador do governo americano para *commodities* de uso industrial. Os preços do carvão não reembolsável pela CDE são negociados quando da contratação da aquisição ou da renovação do contrato e tem como indexador fórmulas paramétricas cujos principais componentes são o INPC e índices setoriais específicos na sua maioria publicados pela Fundação Getulio Vargas (FGV).

Encargos de uso de rede elétrica e conexão - são calculados pela multiplicação do montante de uso da rede, em KW, pela tarifa estabelecida anualmente pela Aneel, com base no rateio dos custos totais de conexão e transmissão observados, e esperados, para todo sistema, e nos índices de reajustes dos contratos de transmissão e conexão vigentes – em maioria IGPM e IPCA.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - o valor corresponde a 6,75 % sobre a quantidade de energia elétrica produzida valorada por uma Tarifa Anual de Referência (TAR) definida pela Aneel, com base no custo de aquisição de energia pela distribuidoras, revistos a cada 4 anos, reajustados pelo IPCA.

Impactos do câmbio, da inflação e da taxa de juros no resultado financeiro da Companhia

Exposição ao cambio

A parcela dos empréstimos atrelados à moeda externa em 31.12.2009 era de R$ 246 milhões (R$ 339 milhões em 31.12.2008), correspondente a 5,5% (11,4% em 31.12.2008) da dívida da Companhia, dos quais 3,2% estavam indexadas ao dólar (7,0% em 31.12 2008) e 2,3% ao euro (4,4% em 31.12.2008). Os vencimentos da dívida estão distribuídos no longo prazo, com concentrações em 2015 e 2024.

O resultado financeiro da Companhia em decorrência da variação cambial no exercício de 2009 foi impactado positivamente em R$ 80 milhões e no ano de 2008 negativamente em R$ 78 milhões, ou seja, em aproximadamente 7% do resultado líquido total em média para os dois anos, bastante reduzido para a variação da moeda observada nestes dois anos.

Em decorrência do baixo nível de endividamento em moeda externa e dos vencimentos longos dos empréstimos, o risco de impactos relevantes no resultado financeiro e no caixa da Companhia é relativamente baixo.

Exposição ao risco de taxa de juros e índices flutuantes

A Companhia está exposta à taxa de juros e índices flutuantes relacionados às variações da *Libor*, *Euribor*, TJLP, taxa DI, UMBNDES, IGP-M e IPCA. A tabela abaixo apresenta a composição da dívida por taxa de juros e índice, líquida das garantias depositadas, e os respectivos percentuais em relação ao total dessas dívidas é como segue:

Taxa de juros e índices flutuantes	*Valor*	*%*
TJLP	1.410	43,73
CDI	1.087	33,71
IPCA	415	12,86
IGP-M	181	5,63
Libor Dólar	23	0,71
Euribor	101	3,15
UMBNDES	7	0,21
	3.223	**100,00**

O impacto dos juros no resultado financeiro da Companhia no exercício de 2009 foi de R$ 361 milhões (R$ 242 milhões no ano de 2008) e da variação monetária foi praticamente nulo no ano de 2009 (R$ 79 milhões no exercício de 2008).

10.3 Comentários dos Diretores sobre os efeitos relevantes que os eventos abaixo tenham causado ou se espera que venham a causar nas demonstrações financeiras da Companhia e em seus resultados

a. Introdução ou alienação de segmento operacional

Não houve introdução ou alienação de novo segmento operacional que tenham resultado ou possam vir a resultar efeitos relevantes na Companhia.

b. Constituição, aquisição ou alienação de participação societária

As principais informações referentes à constituição, incorporação e aquisição de participações societárias da Companhia nos anos de 2009, 2008 e 2007 são as seguintes:

Eventos relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009

- ***Aquisição de projetos de geração de energia eólica***

A Companhia adquiriu, em novembro de 2009, empresas que possuíam projetos de geração de energia eólica no Estado do Ceará, cuja capacidade instalada é de 121,9 MW. Alguns desses projetos foram habilitados no leilão de energia de reserva promovido pela Aneel no mês de dezembro, porém não tiveram sua energia contratada em razão dos baixos preços ofertados pelos concorrentes no leilão. A expectativa da empresa é habilitar os projetos em novos leilões do Governo ou viabilizar a venda da energia para o mercado livre de fontes renováveis.

- ***Contratação da Aquisição de SUEZ Energia Renovável S.A. (SER)***

Em dezembro de 2009, após a aprovação unânime de seu Conselho de Administração, a Companhia assinou o Contrato de Compra e Venda para a aquisição da totalidade das ações ordinárias de emissão da SUEZ Energia Renovável S.A. (SER) e de titularidade da GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda. (GSELA), controladora da Companhia. A SER possui participação de 40,07% no Consórcio Estreito Energia (Ceste), criado para a implantação e exploração da Usina Hidrelétrica Estreito, em construção na divisa entre Tocantins e Maranhão, cuja capacidade instalada é de 1.087 MW e a energia assegurada de 641,08 MW médios, a qual será reduzida para 590,41 MW médios após a entrada em operação comercial da Usina Hidrelétrica Serra Quebrada, prevista para janeiro de 2017.

O preço original de compra foi de R$ 604 milhões, sendo (i) R$ 302 milhões pagos no prazo de até 30 dias contados da assinatura do contrato, atualizados monetariamente pela variação do IPCA e acrescidos de juros remuneratórios à taxa de 6% ao ano pro rata temporis, desde a presente data até a data de seu efetivo pagamento; e (ii) R$ 302 milhões pagos (a) até 31.07.2010, desde que obtidas as anuências prévias referidas a seguir, ou (b) caso as mesmas não tenham sido obtidas até 31.07.2010, em até 10 dias úteis após a obtenção da última anuência prévia necessária, atualizados monetariamente pela variação do IPCA e acrescidos de juros remuneratórios à taxa de 6% ao ano pro rata temporis, desde a presente data até a data de seu efetivo pagamento. A primeira parcela no montante atualizado de R$ 304 milhões foi paga no dia 19.01.2010 e a parcela remanescente, no valor atualizado de R$ 329 milhões, foi liquidada em 25.10.2010, após a matéria ser aprovada por unanimidade dos acionistas que votaram na Assembléia Geral Extraordinária realizada no dia 19.10.2010.

A eficácia da aquisição estava sujeita a condições suspensivas usuais em transações dessa natureza, incluindo, mas sem limitação, a aprovação da aquisição pela Aneel a anuência de terceiros, incluindo o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e outras instituições financeiras credoras da SER, nos termos dos respectivos contratos de financiamento celebrados pela SER. Estas condições suspensivas foram integralmente atendidas em agosto de 2010.

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

Eventos relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008

- ***Incorporação da CEM***

Em março de 2008 a Tractebel Energia incorporou a sua subsidiária integral CEM, com o objetivo principal de simplificação da estrutura societária do grupo, diminuindo custos e aumentando valor para os acionistas.

- ***Aquisição do controle acionário da PPESA***

Em abril de 2008 a Companhia concluiu a aquisição da totalidade do capital social da PPESA, empresa que detém a concessão da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra, pelo valor de R$ 613 milhões. A compra proporcionou o aumento de 176,1 MW na capacidade instalada e de 131,6 MW médios na energia assegurada consolidada da Companhia.

- ***Constituição da Ibitiúva Bioenergética S.A.***

Em agosto de 2008 o Consórcio Andrade, formado pela controlada indireta Ibitiúva e pela Andrade Açúcar e Álcool S.A., controlada da Açúcar Guarani S.A., vendeu 20 MW médios de energia elétrica no 1º Leilão de Energia de Reserva, promovido pela Aneel, pelo preço de R$ 158,11/MWh (R$ 167,17 atualizado para 31.12.2009). A Companhia possui participação indireta de 76,0% na Ibitiúva e de 71,17% no Consórcio Andrade. A conclusão da obre está prevista para abril de 2010 e o investimento total estimado para a construção dessa usina é de R$ 120 milhões. Até 31.12.2009 já tinham sido investidos R$ 59 milhões.

- ***Aquisição do controle acionário da Tupan e Hidropower***

Em dezembro de 2008 a Companhia concluiu o processo de aquisição da totalidade do capital social da Tupan e da Hidropower, pelo valor de R$ 241 milhões. A Tupan detém autorização para explorar a Pequena Central Hidrelétrica Rondonópolis, com capacidade instalada de 26,6 MW e energia assegurada de 14 MW médios e a Hidropower para explorar a Pequena Central Hidrelétrica Engenheiro José Gelazio da Rocha, com capacidade instalada de 23,7 MW e energia assegurada de 11,9 MW médios.

- ***Aquisição do controle acionário da Beberibe, da Pedra do Sal e da Areia Branca***

A Companhia, em dezembro de 2008, adquiriu a totalidade do capital social da Beberibe pelo montante de R$ 101 milhões, da Pedra do Sal por R$ 52 milhões, da Areia Branca pelo valor de R$ 47 milhões, totalizando um investimento de R$ 200 milhões. A Beberibe detém autorização para explorar o Parque Eólico Beberibe, com capacidade instalada de 25,60 MW; a Pedra do Sal para explorar o Parque Eólico Pedra do Sal, com capacidade instalada de 17,85 MW; a Areia Branca detém autorização para explorar a Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca, com capacidade instalada de 19,80 MW e energia assegurada de 10,9 MW médios.

Estes investimentos foram comprados da SESA BidCo Ltd., sociedade constituída e existente sob as leis da Ilha de Man e cujo controle é exercido pelo grupo GDF SUEZ, do qual a Tractebel Energia faz parte.

Eventos relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007

- ***Aquisição de participação acionária da Machadinho Energética S.A. (Maesa)***

A Companhia adquiriu, em março de 2007, 2,82% de participação acionária na Maesa, sociedade de propósito específico consorciada da Tractebel Energia na Usina Hidrelétrica Machadinho, pelo montante de R$ 29 milhões. A compra resultou no aumento de 21,4 MW médios na Capacidade Instalada e 11,1 MW médios de energia assegurada da Companhia.

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

- ***Aquisição do controle acionário da CESS***

Em junho de 2007, a Companhia adquiriu, da sua controladora GDF SUEZ Energy Latin America Ltda., 99,99% das ações da CESS, detentora da concessão da Usina Hidrelétrica São Salvador, pelo valor de R$ 304 milhões. A compra incorporou 243,2 MW à potência instalada e 148,5 MW médios à energia assegurada consolidada da Companhia.

- ***Aquisição do controle acionário da Seival Participações S.A. (Seival)***

A Companhia adquiriu, em novembro de 2007, a totalidade das ações da Usina Termelétrica Seival Ltda.(UTE Seival), pelo montante de R$ 24 milhões. A UTE Seival é uma SPE constituída para implantar e explorar uma central geradora termelétrica a vapor, utilizando como combustível carvão mineral. A UTE Seival, até o presente momento, não viabilizou qualquer projeto de implantação da referida Usina.

c. Eventos ou operações não usuais

No exercício de 2008 a Companhia reconheceu receita não recorrente de R$ 76 milhões, relativa à recuperação de PIS e Cofins pagos sobre os valores relativos à recuperação do consumo dos combustíveis fosseis adquiridos com recursos da CCC e da CDE que, de acordo com a orientação contida em Despacho da Aneel, deixaram de ser reconhecidos como receita e passaram a ser contabilizados em conta retificadora de custo da produção de energia elétrica, a partir de novembro de 2005.

10.4 Comentários dos diretores sobre

a. Mudanças significativas nas práticas contábeis

Em 28.12.2007, foi promulgada a Lei nº 11.638, que altera, revoga e introduz novos dispositivos à Lei das Sociedades por Ações nº 6.404, de 15.12.1976 (Lei das Sociedades por Ações), notadamente em relação ao capítulo XV, que trata sobre matéria contábil, e aplica-se às demonstrações contábeis de encerramento do exercício social iniciado a partir de 01.01.2008. A referida lei visa, principalmente, a atualização da lei societária brasileira para possibilitar o processo de convergência das práticas contábeis adotadas no Brasil com aquelas constantes das normas internacionais de contabilidade e permitir que novas normas e procedimentos contábeis sejam expedidos pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), em consonância com os padrões internacionais de contabilidade.

Em 03.12.2008, foi editada a Medida Provisória nº 449/08, a qual introduziu algumas alterações à Lei das Sociedades por Ações e instituiu o Regime Tributário de Transição (RTT) de apuração do lucro real, pelo qual foi prevista a possibilidade da neutralidade tributária no biênio 2008/2009 sobre os ajustes contábeis decorrentes da adoção das alterações efetuadas pela Lei nº 11.638/07 para as empresas que não aderiram ao RTT.

Adoção inicial da Lei nº 11.638/07 e da Medida Provisória nº 449/08

A Companhia adotou os dispositivos constantes da Lei nº 11.638/07 e da Medida Provisória nº 449/08 para a preparação e apresentação de suas demonstrações contábeis, tendo como base as orientações da CVM e / ou das normas emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)*, estabelecendo a data de transição em 01.01.2008 (ou 31.12.2007), conforme opção constante da Deliberação CVM nº 565/08.

As modificações introduzidas pela referida legislação caracterizaram-se como mudança de prática contábil, entretanto, conforme facultado pela referida deliberação da CVM, os ajustes com impacto no resultado foram efetuados contra lucros acumulados na data de transição, sem efeito retrospectivo sobre as demonstrações contábeis.

b. Efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

Os ajustes e reclassificações decorrentes das opções relevantes reconhecidas relacionadas à adoção inicial da Lei nº 11.638/07 e da Medida Provisória nº 449/08 não foram em valores relevantes. O único ajuste realizado pela Companhia foi a baixa de ativos diferidos que resultaram na redução do seu patrimônio líquido, em 31.12.2007 (01.01.2008) no montante de R$ 5 milhões. Esclarecimentos adicionais sobre os ajustes e reclassificações realizados pela Companhia podem ser encontrados nas notas explicativas às demonstrações contábeis da Companhia de 31.12.2008.

Durante o ano de 2009 foram aprovados pela CVM diversos Pronunciamentos, Interpretações e Orientações Técnicas emitidos pelo CPC, com vigência para 2010, que alteraram as práticas contábeis adotadas no Brasil. Conforme facultado pela Deliberação CVM nº 603/09, a Administração da Companhia optou por apresentar estas Informações Trimestrais (ITR) utilizando as normas contábeis adotadas no Brasil até 31.12.2009, ou seja, não aplicou esses normativos com vigência para 2010.

A administração da Companhia, no seu melhor julgamento, considera que os seguintes pronunciamentos poderiam afetar as Informações Trimestrais de 31.03.2010 caso fossem aplicados naquela data.

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

CPC 24 – Evento Subsequente e ICPC 08 - Contabilização da proposta de pagamento de dividendos: os referidos pronunciamentos preveem que o valor dos dividendos acima do mínimo obrigatório estabelecido em Lei, não aprovado em assembleia geral, não deve ser reconhecido no passivo, devendo ser apresentado destacado no patrimônio líquido. Caso esses normativos tivessem sido aplicados em 31.03.2010 e 31.12.2009, o passivo circulante estaria apresentado a menor e o patrimônio a maior no montante de R$ 81.913.

CPC 25 - Provisões, passivos contingentes e ativos contingentes: os valores relativos aos depósitos judiciais relacionados a contingências tributárias, trabalhistas e cíveis provisionadas estão apresentados no balanço patrimonial como redutora da respectiva provisão para contingências, no passivo, conforme disposto na Deliberação CVM nº 489/05, a qual foi revogada com a adoção a adoção do CPC 25. Caso este CPC tivesse sido adotado os referidos depósitos judiciais consolidados nos valores de R$ 49.809 e R$ 48.802, em 31.03.2010 e 31.12.2009, respectivamente, teriam sido apresentados no ativo da Companhia.

CPC 26 - Apresentação das demonstrações contábeis: o imposto de renda e a contribuição social diferidos cuja expectativa de realização ocorrerá nos próximos doze meses estão registrados no ativo circulante. De acordo com o CPC 26 estes impostos diferidos não devem ser apresentados como ativo circulante. Desta forma, se o citado CPC tivesse sido aplicado, o imposto de renda e contribuição social diferidos, nos montantes de R$ 18.821 e R$ 15.896, no consolidado, em 31.03.2010 e 31.12.2009, respectivamente, teriam sido reconhecidos no ativo não circulante da Companhia.

CPC 27 - Ativo imobilizado, CPC 37 - Adoção inicial das IFRSs e ICPC 10 - Esclarecimentos sobre o CPC 27 e o CPC 28: a Companhia está em processo de verificação dos procedimentos dos custos de construção ou aquisição do ativo de acordo com as regras do CPC 27, em especial a capitalização de juros e de despesas administrativas no custo do imobilizado durante o período de construção de suas usinas. Alternativamente, de conforme estabelecido no CPC 37 e no ICPC 10 a Companhia pode adotar o valor justo como custo atribuído ao ativo imobilizado da data de transição. A administração da Companhia está em processo de avaliação dos eventuais efeitos decorrentes da aplicação do CPCs acima mencionados sobre as suas demonstrações anuais e trimestrais para a definição do critério de registro a ser utilizado.. Até a data da conclusão destas Informações Trimestrais a mensuração dos eventuais impactos ainda não tinha sido concluída em função da complexidade operacional no levantamento de tais informações.

CPC 30 - Receita: a apresentação da receita da Companhia na demonstração do resultado segrega a receita bruta, as deduções sobre a receita bruta e a receita líquida. O citado CPC define que para fins de divulgação na demonstração do resultado, a receita inclui somente os ingressos brutos de benefícios econômicos recebidos e a receber pela entidade quando originários de suas próprias atividades. As quantias cobradas por conta de terceiros, tais como tributos sobre vendas e recursos destinados à pesquisa e desenvolvimento determinados pela Aneel, não são benefícios econômicos que fluam para a entidade e não resultam em aumento do patrimônio líquido; portanto, não devem ser apresentados como receita. Ainda de acordo com o CPC, a Companhia deve divulgar em Nota Explicativa uma conciliação entre a receita bruta para finalidades fiscais e receita apresentada na demonstração do resultado.

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

CPC 33 - Benefícios Pós-emprego: conforme previsto na Instrução CVM 371/00, as perdas atuariais acumuladas que se situam dentro do limite de 10% do valor presente da obrigação de benefícios definidos ("corredor") não são reconhecidas no resultado da Companhia (são divulgadas em Nota Explicativa) e as perdas excedentes ao limite do corredor são reconhecidas no resultado durante o tempo médio remanescente de vida dos participantes do plano de benefício. De acordo com o CPC 33, estas perdas atuariais podem ser reconhecidas integralmente na demonstração do resultado abrangente, no patrimônio líquido. A administração da Companhia pretende adotar este procedimento em conjunto com os demais CPCs, os quais tem a sua aplicação obrigatória pela CVM na apresentação das demonstrações financeiras do exercício a findar em 31.12.2010. Caso o referido procedimento tivesse sido adotado os saldos do benefício pós-emprego teriam sido reduzidos e do patrimônio líquido aumentados em R$ 68.249 e R$ 68.156, em 31.03.2010 e 31.12.2009, respectivamente.

Para certos CPCs esse processo envolve a revisão de fluxos, controles internos, sistemas eletrônicos e outros aspectos relevantes e, até este momento, as análises não estão suficientemente avançadas para permitir a apresentação de estimativas seguras dos possíveis efeitos da adoção desses novos normativos.

Exceto quanto aos comentários acima, a administração da Companhia acredita que os demais pronunciamentos e interpretações com vigência para 2010 não resultarão em impactos relevantes em suas demonstrações contábeis.

c. Ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

Os pareceres dos auditores independentes da Companhia não apresentam ressalvas ou ênfases para os exercícios de 2007 a 2009.

10.5 Políticas contábeis críticas adotadas pela Companhia, 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

As práticas contábeis mais críticas adotadas pela Companhia são aquelas em que a sua adoção se baseia em julgamentos subjetivos e complexos que normalmente requerem a necessidade de realização de estimativas para o registro de certas transações que afetam seus ativos, passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações em suas demonstrações contábeis.

As seguintes estimativas foram consideradas as mais críticas e de maior complexidade pela Companhia:

Vida útil do ativo imobilizado - as taxas anuais de depreciação são as estabelecidas pela Aneel com base em estudos técnicos das vidas úteis econômicas de cada unidade de cadastro, as quais são revistas periodicamente por esta Agência.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa - é baseada em análises individuais considerando o histórico e riscos envolvidos na transação. É constituída em montante considerado suficiente para cobrir prováveis riscos na realização dos ativos.

Provisão para contingências – e definida com base em avaliação e qualificação dos riscos relacionados a assuntos tributários, cíveis e trabalhistas, cuja probabilidade de perda é considerada provável. Esta avaliação é suportada pelo julgamento da administração juntamente com seus assessores jurídicos considerando as jurisprudências, as decisões em instâncias iniciais e superiores, o histórico de eventuais acordos e decisões, a experiência da administração e dos assessores jurídicos, bem como outros aspectos aplicáveis.

Benefícios pós-emprego - são definidos com base em cálculos atuariais que consideram premissas como taxa de desconto de mercado, taxa de retorno dos ativos e tábuas de mortalidade. A Companhia utilizou premissas consistentes com as análises internas e externas realizadas para a definição das estimativas utilizadas. As alterações dessas premissas poderiam afetar o passivo atuarial apresentado pela Companhia.

Ajuste a valor presente – é calculado de acordo com taxas de desconto de mercados obtidas com base em avaliações internas e fontes financeiras especializadas.

10.6 Controles internos adotados para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis:

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

A Companhia atende aos padrões de governança corporativa do Novo Mercado e considera seus controles internos suficientes dado o tipo de atividade e o volume de transações que opera.

Adicionalmente, face à complexidade das atividades e inovações tecnológicas, a administração da Companhia está empenhada no aprofundamento, revisão e melhoria contínua de seus processos, e na implementação de novas ferramentas para revisão e controles internos. Desde 2006, a Companhia formalmente revisa e testa seus sistemas de controles internos, inicialmente para atender à Lei Sarbanes-Oxley e atualmente para atender a um programa específico de sua controladora principal, o Grupo GDF SUEZ. Eventuais falhas detectadas nos sistemas de controles internos são registradas e corrigidas em planos de ação cuja implantação é verificada pelos auditores independentes.

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

As deficiências e recomendações sobre os controles internos elaboradas pelos auditores independentes são analisadas pelo Diretor Presidente e pelo Diretor Financeiro e de Relações com Investidores durante a reunião anual de certificação do programa de controle interno da Companhia. Os planos de ação para as correções necessárias são registrados e sua implantação é verificada por auditores independentes. Não há nenhuma deficiência significativa apontada no relatório dos auditores independentes relativo ao exercício social de 2009 que possa resultar em impactos relevantes para a Companhia.

10.7 Comentários dos diretores caso a Companhia já tenha feito oferta pública

a. como os recursos resultantes da oferta foram utilizados.

2ª Emissão de Debêntures (Maio 2007) no montante de R$ 350 milhões: Os recursos obtidos por meio da oferta pública de debêntures da segunda emissão da Companhia foram destinados à aquisição da totalidade das ações de emissão da CESS, detentora da concessão para a construção da Usina Hidrelétrica São Salvador, com capacidade instalada equivalente a 243,2 MW.

3ª Emissão de Debêntures (Abril 2009) no valor de R$ 600 milhões: Os recursos obtidos por meio da oferta pública de debêntures da terceira emissão da Companhia foram utilizados para: (i) a liquidação integral das notas promissórias da quarta emissão da Companhia, no montante de R$ 300 milhões, emitidas pela Companhia em abril de 2009 e (ii) o pagamento de parte da dívida representada terceira emissão de notas promissórias da Companhia, no valor de R$ 400 milhões, emitidas pela Companhia em maio de 2008 e vencidas em maio de 2009.

4ª Emissão de Debêntures (Dezembro 2009) no montante de R$ 400 milhões: Os recursos obtidos por meio da oferta pública com esforços restritos de colocação das debêntures da quarta emissão da Companhia foram destinados à aquisição da SUEZ Energia Renovável S.A., detentora da participação no Consórcio Estreito Energia, à redução dos custos e alongamento de dívidas, bem como ao reforço do capital de giro para a condução dos negócios da Companhia.

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

Não houve desvios entre aplicação efetiva dos recursos e a proposta proveniente das emissões de debêntures da Companhia.

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

Não aplicável.

10.8 Descrição pelos diretores dos 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 (off-balance sheet items)

i. arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos

Não há arrendamentos mercantis de valores relevantes não evidenciados nas demonstrações contábeis da Companhia.

ii. carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos

Não aplicável.

iii. contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços

a. Contratos Bilaterais de Compra e Venda de Energia Elétrica

A tabela abaixo apresenta o balanço energético da Companhia, na data base de 31.12.2009 demonstrado até 2015, considerando a sua energia assegurada e os contratos de compra e venda em vigor, é o seguinte:

(em MW médio)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Preço **Bruto** no Leilão (R$/MWh)	Data de Referência	Preço **Bruto** Corrigido p/ 31 de dezembro de 2009 (R$/MWh)
Recursos Próprios	3.365	3.504	3.617	3.617	3.617	3.617			
+ Compras para Revenda	680	352	306	278	253	200			
= Recursos Totais (A)	4.045	3.856	3.923	3.895	3.870	3.817			
Vendas Leilões do Governo*	1.298	1.446	1.701	1.702	1.702	1.692			
2004-EE-2007-08	10	10	10	10	10	-	70,9	dez-04	87,5
2005-EE-2008-08	150	150	150	150	150	150	81,6	abr-05	97,8
2005-EE-2009-08	381	381	381	381	381	381	94,0	out-05	110,7
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	136,8
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	147,3
2006-EN-2011-30	-	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	157,0
2007-EN-2012-30	-	-	256	256	256	256	126,6	jun-07	141,4
Proinfa	53	53	52	53	53	53	147,8	jun-04	193,4
1º Leilão de Reserva	11	11	11	11	11	11	158,1	ago-08	167,2
+ Vendas Bilaterais	2.609	2.147	1.929	1.768	1.288	1.068			
= Vendas Totais (B)	3.907	3.593	3.630	3.470	2.990	2.760			
Saldo (A - B)	138	263	293	425	880	1.057			
Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)***1:	112,3	115,1	115,2						
Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)***2:	114,0	116,4	112,7						

* XXXX-YY-WWWW-ZZ, onde:
XXXX ⟹ ano de realização do leilão
YY ⟹ EE = energia existente ou EN = energia nova
WWWW ⟹ ano de início de fornecimento
ZZ ⟹ duração do fornecimento (em anos)
*1: Preço de venda líquido de ICMS e impostos sobre a receita (PIS/Cofins, P&D), referido a 31/12/09.
*2: Preço de aquisição líquido, considerando os benefícios de crédito do PIS/Cofins, referido a 31/12/09.

Nota: O balanço está referenciado ao centro de gravidade. Ele contempla a energia gerada por Estreito, que entra em operação no 1T11.

b. Contratos de Conexão

A Companhia mantém contrato de conexão com empresas de transmissão e distribuição com vigência até a data de extinção das concessões das unidades geradoras da Companhia. O custo anual dos encargos de conexão é de R$ 11 milhões. Em 31.12.2009, o saldo remanescente dos contratos até a extinção das concessões era de R$ 237 milhões.

c. Contrato de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição

Para o Uso do Sistema de Transmissão e da Rede Básica, a Companhia mantém contrato com o ONS e com distribuidoras (para as usinas que não estão conectadas diretamente à rede básica). Os contratos, em sua grande maioria, têm vigência até a data da extinção das concessões ou autorizações das unidades geradoras da Companhia. Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição anuais são de R$ 252 milhões. Em 31.12.2009 o saldo remanescente dos contratos é de R$ 6.105 milhões.

10.8 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras

d. Contrato de compra de gás

Em 10.11.2000, a Tractebel Energia e a MSGÁS celebraram o contrato destinado a regular o fornecimento de gás natural à Usina Termelétrica William Arjona (UTWA). O suprimento deste insumo à MSGÁS é, por sua vez, regulado pelo contrato firmado entre aquela concessionária e a Petrobras, ocorrendo a partir de ramal de distribuição conectado ao GASBOL.

Em fevereiro de 2006 a Petrobras condicionou a renovação de seu contrato com a MSGÁS à majoração dos preços que vinham sendo praticados, o que não foi aceito pela Tractebel Energia. Diante da impossibilidade de acordo e ante a ameaça de corte no suprimento de gás para a UTWA, a Companhia ingressou em juízo, visando assegurar a continuidade do fornecimento de combustível. Em 21.11.2009, foi proferida Medida Cautelar Precatória garantindo o fornecimento de gás e a vigência do contrato por mais cinco anos a partir desta data.

O preço atual, em moeda corrente nacional, é composto por 3 parcelas, sendo uma relativa ao fornecimento de gás, outra relativa ao transporte do gás e a terceira relativa à margem distribuidora, reajustado anualmente no mês de maio através do *Producer Price Index* (*PPI)*, um indicador do governo americano para *commodities* de uso industrial.

A quantidade contratada com a MSGÁS é de até 1.350.000 m³/dia e, em caso de não haver necessidade de consumo por parte da UTWA, a Companhia tem a obrigação de pagar o valor referente à margem da distribuidora, conforme valor estabelecido no contrato.

O custo mensal máximo para a companhia caso a totalidade do volume acima mencionado seja consumida é de R$ 10 milhões. O custo mensal mínimo relativo a margem da distribuidora é de R$ 0,6 milhão.

iv. contratos de construção não terminada

A Companhia possui os seguintes contratos de construção em andamento para a implantação das novas usinas.

- Consórcio São Salvador - obras da Usina Hidrelétrica São Salvador: O saldo remanescente em 31.12.2009 era de R$ 20 milhões.
- Areva Koblitz S.A. - construção da Usina Termelétrica Ibitiúva Bioenergética: O montante a realizar em 31.12.2009 era de R$ 38 milhões.
- Santa Rita Comércio e Instalação - construção da linha de transmissão de 138Kv da Usina Termelétrica Ibitiúva Bioenergética. O saldo restante em 31.12.2009 era de R$ 5 milhões.

v. contratos de recebimentos futuros de financiamentos

Não aplicável.

b. Outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Não existem outros itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia.

10.9 Comentários dos diretores 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

b. natureza e o propósito da operação

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

a. Compra e venda de energia - vide no item 10.8. (iii) (a) acima um demonstrativo com as quantidades e preços médios de compra e venda de energia contratada para os próximos anos, os quais terão impacto nos resultados futuros da Companhia.

b. Contratos de conexão - o custo anual dos encargos de conexão é de R$ 11 milhões. Em 31.12.2009, o saldo remanescente dos contratos até a extinção das concessões era de R$ 237 milhões.

c. Contrato de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição - os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição anuais são de R$ 252 milhões. Em 31.12.2009 o saldo remanescente dos contratos é de R$ 6.105 milhões.

d. Contrato de compra de gás - o custo anual máximo para a Companhia caso a totalidade do volume seja consumida é de R$ 120 milhões. O custo anual mínimo relativo a margem da distribuidora é de R$ 7 milhões.

Maiores esclarecimentos relacionados aos itens que poderão impactar as receitas e despesas da Companhia podem ser encontrados no item 10.8.

10.10 Principais elementos do plano de negócios da Companhia:

a. Investimentos

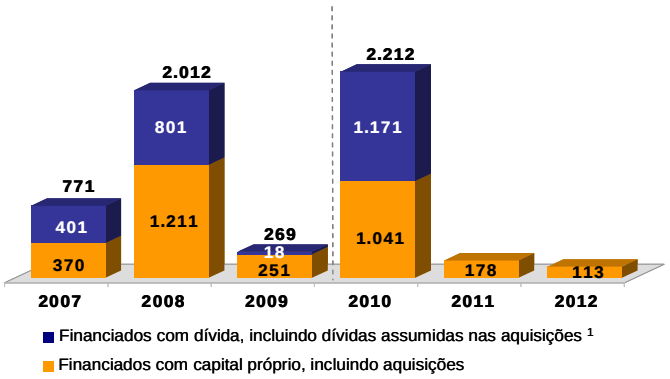
a) investimentos, incluindo:

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

Investimentos na manutenção, revitalização e ampliação do parque gerador

Os investimentos feitos no período de 2007 a 2009, bem como os previstos no período de 2010 a 2012, na data base de 31.12.2009, estão indicados na figura abaixo:

Investimentos realizados/orçados e respectivas fontes de financiamento (R$ milhões)



Nota:
1 Não considera juros incorridos sobre a construção.

Para fazer frente ao seu plano de crescimento, a Tractebel Energia realizou em 2009 investimentos que totalizaram R$ 269 milhões, aplicados na Usina Hidrelétrica São Salvador, na Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca, no Parque Eólico Pedra do Sal, na Usina Termelétrica Ibitiúva Bioenergética, no projeto da Usina Termelétrica Seival, na aquisição de projetos de geração de energia eólica e na manutenção do parque gerador da Companhia.

Os principais projetos previstos para o ano de 2010 são os seguintes:

- Liquidação financeira da aquisição da Suez Energia Renovável S.A., participante do Consórcio Estreito Energia, e investimentos na conclusão da construção da Usina Hidrelétrica Estreito. Para informações adicionais sobre a transação e o projeto, vide item 10.3 (b) acima.
- Finalização da construção da Usina Termelétrica Ibitiúva Bioenergética. Para informações adicionais, vide item 10.3 (b) acima.
- Conclusão da obra Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca. Para informações adicionais, vide item 10.3 (b) acima.

10.10 - Plano de negócios

ii. fontes de financiamento dos investimentos

Os projetos setoriais geralmente possuem financiamento da ordem de 60% a 70% do investimento total e o restante é coberto com recursos próprios. O BNDES é o financiador da maioria dos projetos da Companhia.

iii. desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

Não há desinvestimentos relevantes em andamento e não há previsão para desinvestimentos relevantes a serem realizados pela Companhia.

b. aquisições já divulgadas de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva da Companhia

Para informações sobre as aquisições de ativos que devem influenciar materialmente a capacidade produtiva da Companhia, vide item 10.3 (b) anteriormente comentada.

c. Novos produtos e serviços, indicando: (i) descrição das pesquisas em andamento já divulgadas; (ii) montantes totais gastos pela Companhia em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços; (iii) projetos em desenvolvimento já divulgados; e (iv) montantes totais gastos pela Companhia no desenvolvimento de novos produtos ou serviços

iv. descrição das pesquisas em andamento já divulgadas
Não aplicável.

v. montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços
Não aplicável.

vi. projetos em desenvolvimento já divulgados
Não aplicável.

vii. montantes totais gastos pelo emissor no desenvolvimento de novos produtos ou serviços
Não aplicável.

10.11 Comentários sobre 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 outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional da Companhia e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens desta seção "10".

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

11.1 Identificação das projeções

a. Objeto da projeção

Investimentos na manutenção, revitalização e ampliação do parque gerador

Cabe considerar que no passado, especificamente nos exercícios de 2007 e 2008, a Companhia fornecia projeções de investimentos com detalhamento dos projetos em execução e investimentos em manutenção, modelo que foi descontinuado ao final de 2008.

A partir do 1º trimestre de 2009, a Companhia passou a informar os montantes de investimentos divididos em duas parcelas:

(i) investimentos financiados com dívidas, incluindo dívidas assumidas nas aquisições; e
(ii) investimentos financiados com capital próprio, incluindo aquisições.

Ambos os modelos de projeção estão contemplados no item 11.1.d..

As projeções realizadas são meras estimativas que normalmente depende de eventos futuros; portanto não podem ser consideradas como promessa de desempenho por parte da Companhia e de seus administradores.

b. Período projetado e o prazo de validade da projeção

A Tractebel Energia divulga trimestralmente ao mercado suas projeções de investimentos para o ano corrente e os dois anos subsequentes, com validade até sua concretização ou substituição por nova projeção.

c. Premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração da Companhia

As projeções de investimentos da Companhia se baseiam principalmente nas seguintes premissas:

- cronograma de manutenções das unidades geradoras;
- diagnósticos de equipamentos;
- obrigações regulatórias; e
- iniciativas estratégicas.

Os valores informados, projeção e realizado, não consideram juros sobre a construção.

A Administração pode influenciar todas as premissas, exceto as obrigações regulatórias que escapam ao seu controle.

Em caso de alteração relevante nas premissas acima, as projeções podem ser revisadas.

d. Valores dos indicadores que são objeto da previsão

Os montantes projetados e realizados referentes aos últimos três exercícios sociais encontram-se nas tabelas abaixo apresentados em milhões de reais:

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

Ano de 2007:

	Previsão para o ano, informada durante o:			
	1º trimestre 2007	2º trimestre 2007	3º trimestre 2007	Realizado 2007
Descrição:				
Manutenção	96	96	96	74
Usina Hidrelétrica São Salvador	304	304	304	597
Usina Hidrelétrica Estreito	116			-
Lagoa Formosa		10		
Machadinho – Participação	-	-	-	27
Seival	-	-	-	20
Total 2007	**516**	**410**	**400**	**718**
Total 2008	**184**	**313**	**273**	**-**
Total 2009	**165**	**201**	**187**	**-**
Total 2010	**122**	**159**	**159**	**-**

Análise das variações entre o previsto e o realizado no ano de 2007:

. Manutenção: parte do investimento previsto para 2007 foi realizada em 2008.

. Usina Hidrelétrica São Salvador: os valores previstos não consideravam os investimentos com capital de terceiros.

. Usina Hidrelétrica Estreito: prevista a compra da participação para 2007. A aprovação da compra ocorreu no final de 2009 e será efetivada em 2010. Os valores previstos não consideravam os investimentos com capital de terceiros.

. As decisões de investimento em Machadinho (compra de participação adicional) e Seival ocorreram no 4º trimestre de 2007.

Alteração nas projeções para 2007 em relação ao trimestre anterior:

. Usina Hidrelétrica Estreito: alterada a previsão de compra da participação para 2008.

. Lagoa Formosa - biomassa: houve troca de controle do parceiro do projeto e a Companhia deixou de participar da sua implantação, recebendo uma indenização pela rescisão do contrato.

Alteração das projeções de 2008 a 2010 nos trimestres

As alterações devem-se substancialmente às alterações dos anos previstos para a compra investimentos e novas inclusões nos planos de investimentos da Companhia.

Ano de 2008:

	Previsão para o ano, informada durante o:				
	4º trimestre 2007	1º trimestre 2008	2º trimestre 2008	3º trimestre 2008	Realizado 2008
Descrição:					
Manutenção	100	100	100	100	72
Usina Hidrelétrica São Salvador	230	230	230	230	220
Usina Hidrelétrica Estreito	385	385	385	-	-
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra	592	592	635	635	645
PCHs José Gelazio e Rondonópolis	-	-	204	204	241
Econergy					234
Usina Destilaria Andrade					10
Total 2008	**1.307**	**1.307**	**1.554**	**1.169**	**1.422**
Total 2009	**562**	**562**	**562**	**947**	
Total 2010	**331**	**331**	**331**	**331**	

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

Análise das variações entre o previsto e o realizado no ano de 2008:

. Manutenção: parte dos gastos, principalmente relativos à implantação do dessulfurizador na Usina Charqueadas, previstos para 2008 foi realizada em 2009.

. Usina Hidrelétrica Estreito: prevista a compra para 2008, a qual foi aprovada no final de 2009 e será efetivada em 2010. Os valores previstos não consideravam os investimentos com capital de terceiros.

. Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra: a diferença entre o realizado e previsto decorre de variação do capital de giro e atualização entre data-base da aquisição e data do pagamento.

. PCHs José Gelázio e Rondonópolis: a diferença entre o realizado e previsto decorre de variação do capital de giro e atualização entre data-base da aquisição e data do pagamento.

Destilaria Andrade e Econergy: as decisões de investimento ocorreram no último trimestre do ano de 2008.

Alteração nas projeções para o 2008 nos trimestres:

. Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra: ajuste na estimativa de valor da aquisição para considerar variação do capital de giro e atualização.

. PCHs José Gelázio e Rondonópolis: incluída a previsão de compra das PCHs no 3º trimestre de 2008.

Alteração das projeções de 2009 e 2010 nos trimestres

A alteração da projeção para o ano de 2009, feita no 3º trimestre de 2008, ocorreu devido ao adiamento da previsão de compra da participação na Usina Hidrelétrica Estreito para o ano de 2009.

Ano de 2009:

	Previsão para o ano, informada durante o:			
	1º trimestre 2009	**2º trimestre 2009**	**3º trimestre 2009**	**Realizado 2009**
Descrição:				
Financiado com dívida	929	929	908	18
Financiado com capital próprio	684	684	692	251
Total 2009	**1.613**	**1.613**	**1.600**	**269**
Total 2010	**376**	**376**	**408**	
Total 2011	**168**	**168**	**173**	

Análise das variações entre o previsto e o realizado no ano de 2009:

A partir de 2009 os investimentos deixaram de ser informados por projeto, passando a ser aberto apenas em capital próprio e financiados com dívida.

A diferença entre o previsto e realizado em 2009 decorre principalmente da não efetivação da compra da Usina Estreito no exercício.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

Alteração nas projeções de 2009 a 2011 nos trimestres:

As alterações devem-se principalmente a revisão das estimativas de gastos com a aquisição e implantação de projetos da Companhia.

Ano de 2010:

	Previsão para o ano, informada durante o:				
	4º trimestre 2009	**1º trimestre 2010**	**2º trimestre 2010**	**3º trimestre 2010**	**4º trimestre 2010**
Descrição					
Financiado com dívida	1.171	1.194	1.194	1.407	1.378
Financiado com capital próprio	1.041	1.042	1.042	796	830
Total 2010	**2.212**	**2.236**	**2.236**	**2.203**	**2.208**
Total 2011	**178**	**174**	**174**	**286**	**222**
Total 2012	**113**	**113**	**113**	**140**	**153**

Análise das variações entre o previsto e o realizado no ano de 2010:

O aumento no valor dos investimentos financiados com dívida em 2010 e a conseqüente redução dos montantes financiados com capital próprio estão relacionados à obtenção de empréstimo adicional junto ao BNDES referente à usina de Estreito.

Alteração das projeções para 2010 feitas nos anos de 2009 e 2010

Os investimentos para a aquisição e continuidade da construção da Usina Hidrelétrica Estreito estavam inicialmente previstos para 2009 foram realizados durante o ano de 2010, com ajuste no valor dos investimentos, conforme amplamente informado no final de 2009, quando da aprovação da compra.

Alteração das projeções para 2011 e 2012 feitas durante os trimestres de 2010

A atual revisão nos montantes previstos para 2011 e 2012 está relacionada com a antecipação para 2010 de parte dos investimentos com o projeto Estreito anteriormente previstos para 2011 e a redistribuição do programa de manutenção das usinas da Companhia no período de 2010 a 2012.

Nota:

As projeções de investimentos informadas acima desconsideram os efeitos dos juros incorridos sobre as construções, que são incluídos nos valores contábeis. Os investimentos contábeis, incluindo os valores de dívidas assumidas na aquisição, nos anos de 2007, 2008, 2009 e 2010 foram de R$ 379,4 milhões, R$ 1.488,9 milhões, R$ 323,6 milhões e 2.291,9 milhões, respectivamente.

11.2. Na hipótese de a Companhia ter divulgado, durante os 3 últimos exercícios sociais, projeções sobre a evolução de seus indicadores:

a. informar quais estão sendo substituídas por novas projeções incluídas no formulário e quais delas estão sendo repetidas no formulário

Conforme detalhado no item 11.1.d, as projeções foram atualizadas e substituídas trimestralmente, tendo sua evolução sido reproduzida no referido item.

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

No item 11.1.d a Companhia apresenta as comparações solicitadas.

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

As projeções de 2010 permanecem válidas até sua atualização. A Companhia ressalta que os investimentos informados desconsideram os efeitos dos juros incorridos sobre as construções, diferindo, portanto, dos valores contábeis reportados.

12.1 Estrutura Administrativa

a. Atribuições de cada órgão e comitê

Compete ao Conselho de Administração:

Conforme o artigo 19 do Estatuto Social da Companhia, compete ao Conselho de Administração:

I - fixar a orientação geral dos negócios da Companhia;

II - eleger e destituir os Diretores e fixar-lhes as atribuições, observado o disposto neste Estatuto;

III - fiscalizar a gestão dos Diretores;

IV - estabelecer limites e alçadas para a representação da Companhia por procuradores;

V - convocar a Assembleia Geral;

VI - manifestar-se sobre o relatório da Administração e as contas da Diretoria;

VII - aprovar o valor global do orçamento anual da Companhia;

VIII - aprovar a celebração de contratos e a assunção de obrigações, e seus aditivos, de valor superior a R$ 20 milhões, observado o disposto no parágrafo único deste artigo a seguir transcrito;

IX – propor à Assembleia Geral a emissão de debêntures cujas condições não se enquadrem no âmbito de sua competência originária;

X - deliberar sobre a emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações e sem garantia real e sobre as condições que, na forma da lei, lhe forem delegadas pela Assembleia Geral;

XI - aprovar a concessão de garantia ou aval a terceiros, excetuadas as oferecidas pela Companhia às suas empresas controladas, de competência da Diretoria Executiva, observados os limites estabelecidos no inciso VIII e no parágrafo único deste artigo a seguir transcrito;

XII - aprovar a alienação ou oneração de bens do ativo permanente da Companhia de valor superior a R$ 20 milhões;

XIII - deliberar sobre a aquisição e a alienação de ações de emissão da Companhia, fixando-lhes preço e condições;

XIV - deliberar sobre a emissão de novas ações, o preço de emissão e as demais condições de tais emissões, observado o que dispuser o Estatuto Social;

XV - declarar, nos casos previstos no Estatuto Social, dividendos intercalares à conta de lucro apurado em balanço semestral ou, em períodos menores, dividendos intermediários à conta de lucros acumulados ou de reserva de lucros, bem como o crédito ou pagamento de juros sobre o capital próprio;

XVI - deliberar sobre a emissão de notas promissórias comerciais (*commercial papers*), bem como a emissão de bônus de subscrição;

XVII – definir lista tríplice de empresas especializadas para determinação do valor econômico da Companhia para fins das ofertas públicas previstas nos Capítulos XI e XII do Estatuto Social da Companhia;

XVIII - escolher e destituir os auditores independentes;

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

XIX - aprovar o Regulamento Interno da Companhia; e

XX - deliberar sobre os casos omissos no Estatuto.

Parágrafo único – Aos contratos referentes à Comercialização de Energia Elétrica, aquisição de combustíveis para a produção de energia elétrica e aos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão e de Distribuição (CUST e CUSD), não se aplica o limite estabelecido no inciso VIII deste artigo, devendo a contratação de tais atividades observar os limites de aprovação a seguir definidos, com posterior comunicação ao Conselho de Administração: I – para Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica: a) até 20MWmédios por mês, limitado a 1.000GWh na duração total do contrato, aprovação por dois diretores da Tractebel Energia; b) acima de 20MWmédios por mês e até 150MWmédios por mês, limitado a 7.500GWh na duração total do contrato, aprovação pelo Diretor Presidente em conjunto com outro diretor da Tractebel Energia; e c) acima de 150MW médios por mês ou acima de 7.500GWh na duração total do contrato, aprovação pelo Conselho de Administração; II – para Contratos de Exportação de Energia, CUST e CUSD, e atos subsequentes, aprovação pelo Diretor Presidente em conjunto com outro diretor da Tractebel Energia; e III – para aquisição de carvão mineral, CE-4500, até 100.000 toneladas por mês, ou valor financeiro equivalente para aquisição de outros tipos de combustíveis, aprovação pelo Diretor Presidente em conjunto com outro diretor da Tractebel Energia. Para as aquisições cujos valores financeiros excederem o valor fixado neste inciso, a aprovação será do Conselho de Administração."

Compete à Diretoria:

Conforme o artigo 24 do Estatuto Social da Companhia, à Diretoria Executiva compete:

"Art. 24 - Compete à Diretoria Executiva a direção geral e a representação da Companhia, observado este Estatuto e as diretrizes e atribuições fixadas pelo Conselho de Administração. § 1º - No exercício de suas atribuições, cabe à Diretoria Executiva:

I - elaborar as demonstrações financeiras e o relatório da administração, quando for o caso; II - elaborar o Regulamento Interno da Companhia e submetê-lo à aprovação do Conselho de Administração; III - elaborar o orçamento anual da Companhia; e IV - aprovar qualquer revisão do orçamento anual aprovado, observado o valor global aprovado pelo Conselho de Administração."

Comitês:

Estatutariamente, a Companhia possui um Comitê estratégico composto de 7 (sete) membros, acionistas ou não da Companhia, eleitos pelo Conselho de Administração. O Comitê Estratégico se reúne periodicamente sempre que a administração julgue necessário submeter alguma matéria a este órgão, que tem por função atuar como órgão consultivo da administração.

Além do Comitê Estratégico a Companhia possui outros comitês. No entanto, tais comitês são compostos por técnicos (empregados) representando várias áreas da Companhia, com funções de apoio, não tendo participação do processo de decisão dos órgãos de administração.

A relação de comitês está disponível no site da Companhia (www.tractebelenergia.com.br), no seguinte endereçamento: Investidor > Governança Corporativa > Órgãos Fiscalizadores e de Apoio.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

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

O atual Conselho Fiscal foi instalado em 23.04.2010, na 13ª Assembleia Geral Ordinária, realizada cumulativamente com a 24ª Assembleia Geral Extraordinária dos acionistas da Companhia.

O Comitê Estratégico foi criado em 25 de junho de 1999, na 15ª Reunião do Conselho de Administração.

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

Não há mecanismos de avaliação de órgãos e comitês.

d. Em relação aos membros da diretoria, suas atribuições e poderes individuais

Diretor Presidente:

É atribuição do Diretor Presidente, privativamente, nos termos do § 2º do artigo 24 do Estatuto Social da Companhia: I – Presidir as reuniões da Diretoria; II – coordenar e orientar as atividades de todos os demais diretores, nas suas respectivas áreas de competência; III – atribuir, a qualquer dos diretores, atividades e tarefas especiais, independentemente daquelas que lhes couber ordinariamente; e IV – zelar pela execução das deliberações do Conselho de Administração e da Diretoria.

Além dessas competências, cabe ao Diretor Presidente:

I - superintender os negócios da Companhia e formular as suas políticas e estratégias; e II - manter sistema de auditoria interna.

Diretor Administrativo: I - formular procedimentos administrativos gerais e políticas de documentação, suprimentos, serviços gerais, apoio administrativo, transporte e informática; II - promover ações de comunicação empresarial e relações públicas; e III - formular as políticas de Recursos Humanos da Companhia.

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores: I - promover a administração financeira e contábil da Companhia; II - coordenar as relações com os mercados de capitais e financeiro, prestando informações à Comissão de Valores Mobiliários, Bolsa de Valores, acionistas e investidores, conforme exigido pela legislação aplicável; e III – implantar as políticas e coordenar a contratação de seguros da Companhia.

Diretor de Planejamento e Controle: I - Elaborar o Plano Estratégico da Empresa; II - Preparar e acompanhar o orçamento empresarial: III - Avaliar e monitorar o gerenciamento do risco empresarial; IV - Realizar operações de compra e venda de energia, visando o gerenciamento do risco de mercado da empresa; V - Relatar e monitorar as exposições do *portfólio* de contratos e se as operações realizadas estão de acordo com a política de comercialização da Companhia; VI - Efetuar o planejamento e programação da produção; VII - Gerenciar os assuntos de natureza regulatória relacionados com a comercialização e produção de energia; VIII - Analisar preço e riscos e propor produtos e estratégias para comercialização de energia; IX - Coordenar as atividades do Comitê de Gerenciamento de Risco; e X - Coordenar as atividades do Comitê de Energia.

Diretor de Produção de Energia: I - promover a operação e manutenção dos ativos de geração da Companhia.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

Diretor de Comercialização de Energia: I - Efetuar a venda de energia na forma de produtos customizados, por meio de negociação direta com os clientes e por leilões organizados por estes, ou ainda por leilões regulados pela Aneel; II - Propor produtos e estratégias para a venda de energia; III - Desenvolver novos mercados e clientes e definir produtos a serem comercializados; IV - Consolidar e administrar as informações do mercado e monitorar a satisfação dos clientes; e V - Efetuar a contabilização e comercialização de energia no CCEE e operacionalizar os contratos de compra e venda de energia.

Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos: I - Conduzir a implementação física de novos empreendimentos, incluindo edificações, urbanismo e infraestrutura; II - Conduzir o licenciamento e o comissionamento dos novos empreendimentos; e III - Desenvolver novos investimentos em cogeração e prestar apoio no desenvolvimento de novos negócios.

e. Mecanismos de avaliação de desempenho dos membros do Conselho de Administração, dos comitês e da diretoria

Não há mecanismos de avaliação de desempenho dos membros do Conselho de Administração ou da Diretoria.

12.2 Descrição das regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais:

a. Prazos de convocação

As assembleias gerais da Companhia são convocadas com, no mínimo 15 (quinze) dias de antecedência em primeira convocação e com 8 (oito) dias de antecedência em segunda convocação.

b. Competências

Além das matérias que são de sua competência previstas em lei, compete também à Assembleia Geral aprovar:

a) Ordinariamente, nos termos do artigo 10 do Estatuto Social: I - tomar as contas dos administradores, examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras; II - deliberar sobre a destinação do Lucro Líquido do exercício e a distribuição de dividendos; e III - eleger os membros do Conselho Fiscal e, quando for o caso, os membros do Conselho de Administração.

b) Extraordinariamente, nos termo do parágrafo único do artigo 13 do Estatuto Social: I - a saída do Novo Mercado; II - a escolha da instituição ou empresa especializada responsável pela determinação do valor econômico da Companhia para fins das ofertas públicas previstas nos Capítulos XI e XII do Estatuto Social, dentre as empresas apontadas pelo Conselho de Administração; e III – planos para outorga de opção de compra de ações a administradores e empregados da Companhia e de outras sociedades que sejam controladas direta ou indiretamente pela Companhia, sem direito de preferência dos acionistas.

c. Endereços (físico ou eletrônico) nos quais os documentos relativos à Assembleia Geral estarão à disposição dos acionistas para análise

Os documentos relativos à Assembleia Geral são postos à disposição dos acionistas no endereço da sede da Companhia, localizada na Rua Antônio Dib Mussi, 366, Centro, CEP 88015-110, Florianópolis (SC), na página na rede mundial de computadores da Companhia (www.tractebelenergia.com.br) e nas páginas da Comissão de Valores Mobiliários (www.cvm.gov.br) e da BM&FBovespa (www.bovespa.com.br).

d. Identificação e administração de conflitos de interesses

Identificado um conflito de interesses, a questão é analisada e a solução considera as práticas de governança exigidas da Administração da Companhia.

e. Solicitação de procurações pela administração para o exercício do direito de voto

No caso de representação de acionista, exige-se a apresentação de procuração.

f. Formalidades necessárias para aceitação de instrumentos de procuração outorgados por acionistas, indicando se a Companhia admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico

As formalidades são aquelas exigidas pela legislação, e a Companhia não admite procurações outorgadas por acionista por meio eletrônico.

g. Manutenção de fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembléias

Não há.

h. Transmissão ao vivo do vídeo e/ou do áudio das assembléias

Não há.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

i. Mecanismos destinados a permitir a inclusão, na ordem do dia, de propostas formuladas por acionistas

Não há.

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

Exercício Social	Publicação	Jornal - UF	Datas
31/12/2009	Demonstrações Financeiras	DC - SC	18/03/2010
		DOESC - SC	18/03/2010
		Valor Econômico - SP	18/03/2010
	Convocação da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	DC (dias 08, 09 e 12/04/2010) - SC	08/04/2010
		DOESC (dias 08, 09 e 12/04/2010) - SC	08/04/2010
		Valor Econômico (dias 08, 09 e 12/04/2010) - SP	08/04/2010
	Ata da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	DC - SC	28/05/2010
		DOESC - SC	28/05/2010
		Valor Econômico - SP	28/05/2010
31/12/2008	Demonstrações Financeiras	DC - SC	25/03/2009
		DOESC - SC	25/03/2009
		Valor Econômico - SP	25/03/2009
	Aviso aos Acionistas Comunicando a Disponibilização das Demonstrações Financeiras	DC (dias 14, 16 e 17/03/2009) - SC	14/03/2009
		DOESC (dias 16, 17 e 18/03/2009) - SC	16/03/2009
		Valor Econômico (dias 16, 17 e 18/03/2009) - SP	16/03/2009
	Convocação da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	DC (dias 27, 30 e 31/03/2009) - SC	27/03/2009
		DOESC (dias 27, 30 e 31/03/2009) - SC	27/03/2009
		Valor Econômico (dias 27, 30 e 31/03/2009) - SP	27/03/2009
	Ata da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	DC - SC	19/05/2009
		DOESC - SC	19/05/2009
		Valor Econômico - SP	19/05/2009
31/12/2007	Demonstrações Financeiras	DC - SC	10/03/2008
		DOESC - SC	10/03/2008
		Valor Econômico - SP	10/03/2008
	Aviso aos Acionistas Comunicando a Disponibilização das Demonstrações Financeiras	DC (dias 08, 10 e 11/03/2008) - SC	08/03/2008
		DOESC (dias 10, 11 e 12/03/2008) - SC	10/03/2008
		Valor Econômico (dias 10, 11 e 12/03/2008) - SP	10/03/2008
	Convocação da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	DC (dias 24, 25 e 26/03/2008) - SC	24/03/2008
		DOESC (dias 24, 25 e 26/03/2008) - SC	24/03/2008
		Valor Econômico (dias 24, 25 26/03/2008) - SP	24/03/2008
	Ata da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	DC - SC	03/06/2008
		DOESC - SC	03/06/2008
		Valor Econômico - SP	03/06/2008

12.4 Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração

a. Frequência das reuniões

Nos termos do artigo 17 do Estatuto Social da Companhia, o Conselho de Administração reunir-se-á, de ordinário, trimestralmente e, extraordinariamente, sempre que o interesse da Companhia exigir, mediante convocação na forma deste Estatuto.

b. Se existirem, as disposições do acordo de acionistas que estabeleçam restrição ou vinculação ao exercício do direito de voto de membros do Conselho de Administração

Não há acordo de acionistas.

c. Regras de identificação e administração de conflitos de interesses

Não há.

12.5 Descrição da cláusula compromissória, se existir, inserida no Estatuto Social para a resolução dos conflitos entre acionistas e entre estes e a Companhia por meio de arbitragem

A Companhia, na condição de integrante do Novo Mercado da BM&FBovespa, tem no seu Estatuto Social cláusula prevendo a resolução de conflitos entre os acionistas e entre estes e a Companhia por meio de arbitragem, nos seguintes termos: "Do Juízo Arbitral – Art. 39 - A Companhia, seus acionistas, administradores e os membros do Conselho Fiscal obrigam-se a resolver, por meio de arbitragem, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada ou oriunda, em especial, da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, no Estatuto Social da Companhia, nas normas editadas pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central do Brasil e pela Comissão de Valores Mobiliários, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento de Listagem do Novo Mercado, do Regulamento de Arbitragem da Câmara de Arbitragem do Mercado e do Contrato de Participação do Novo Mercado."

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				
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	45	Pertence apenas à Diretoria	13/05/2010	3 anos
821.111.117-91	Economista	12 - Diretor de Relações com Investidores	13/05/2010	Sim
Diretor Financeiro				
José Luiz Jansson Laydner	49	Pertence apenas à Diretoria	13/05/2010	3 anos
481.767.029-00	Engenheiro		13/05/2010	Sim
-				
Luciano Flávio Andriani	53	Pertence apenas à Diretoria	13/05/2010	3 anos
375.647.309-00	Administrador		13/05/2010	Sim
-				
Marco Antonio Amaral Sureck	54	Pertence apenas à Diretoria	13/05/2010	3 anos
200.638.909-25	Engenheiro		13/05/2010	Sim
-				
Miroel Makiolke Wolowski	62	Pertence apenas à Diretoria	13/05/2010	3 anos
257.380.469-00	Engenheiro		13/05/2010	Sim
-				
Alain François Marie Louise Janssens	48	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/04/2010	2 anos
000.000.000-00	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	13/05/2010	Sim
Membro do Comitê Estratégico				
André de Aquino Fontenelle Cangugú	41	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/04/2010	2 anos
126.646.148-51	Administrador	23 - Conselho de Administração (Suplente)	13/05/2010	Sim
-				
Antonio Alberto Gouvêa Vieira	54	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/04/2010	2 anos
338.907.227-68	Advogado	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	13/05/2010	Não
-				
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	62	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/04/2010	2 anos
000.000.000-00	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	13/05/2010	Sim
Membro do Comitê Estratégico				
Gil de Methodio Maranhão Neto	47	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/04/2010	2 anos

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

Nome	Idade	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato
CPF	**Profissão**	**Cargo eletivo ocupado**	**Data de posse**	**Foi eleito pelo controlador**
Outros cargos e funções exercidas no emissor				
734.574.937-15	Engenheiro	23 - Conselho de Administração (Suplente)	13/05/2010	Sim
-				
Jan Franciscus Maria Flachet	54	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/04/2010	2 anos
059.308.257-50	Engenheiro	21 - Vice Presidente Cons. de Administração	13/05/2010	Sim
Membro do Comitê Estratégico				
José Pais Rangel	69	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/04/2010	2 anos
239.775.667-68	Advogado	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	13/05/2010	Não
-				
Luiz Antônio Barbosa	53	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/04/2010	2 anos
343.757.249-00	Eletricitário	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	13/05/2010	Não
-				
Luiz Eduardo Simões Viana	55	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/04/2010	2 anos
465.817.407-30	Engenheiro	23 - Conselho de Administração (Suplente)	13/05/2010	Sim
-				
Luiz Leonardo Cantidiano Varnieri Ribeiro	61	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/04/2010	2 anos
312.769.037-15	Advogado	23 - Conselho de Administração (Suplente)	13/05/2010	Não
-				
Manuel François Colcombert	49	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/04/2010	2 anos
000.000.000-00	Engenheiro	23 - Conselho de Administração (Suplente)	13/05/2010	Sim
Membro do Comitê Estratégico				
Maurício Stolle Bähr	52	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/04/2010	2 anos
748.528.847-49	Engenheiro	20 - Presidente do Conselho de Administração	13/05/2010	Sim
Membro do Comitê Estratégico				
Patrick Charles Clement Obyn	49	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/04/2010	2 anos
009.113.629-67	Advogado	23 - Conselho de Administração (Suplente)	13/05/2010	Sim
-				
Roberto Henrique Tejada Vencato	45	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/04/2010	2 anos
412.103.280-20	Eletricitário	23 - Conselho de Administração (Suplente)	13/05/2010	Não

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				
-				
Sérgio Braga Ferreira Tavares	62	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/04/2010	2 anos
042.741.807-00	Contador	23 - Conselho de Administração (Suplente)	13/05/2010	Não
-				
Victor-Frank de Paulo Rosa Paranhos	63	Pertence apenas ao Conselho de Administração	23/04/2010	2 anos
098.414.907-49	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	13/05/2010	Sim
Membro do Comitê Estratégico				
José Carlos Cauduro Minuzzo	58	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	23/04/2010	2 anos
199.412.420-20	Engenheiro		13/05/2010	Sim
-				
Manoel Arlindo Zaroni Torres	60	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	23/04/2010	2 anos
115.116.056-34	Engenheiro	33 - Conselheiro(Efetivo) e Dir. Presidente	13/05/2010	Sim
-				
Ailton Pinto Siqueira	70	Conselho Fiscal	05/04/2011	Até a AGO de 2012
006.936.346-34	Banqueiro	48 - C.F.(Suplent)Eleito p/Minor.Ordinaristas	05/04/2011	Não
-				
Carlos Guerreiro Pinto	67	Conselho Fiscal	05/04/2011	Até a AGO de 2012
047.615.457-04	Administrador	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	05/04/2011	Sim
-				
Flávio Marques Lisboa Campos	59	Conselho Fiscal	05/04/2011	Até a AGO de 2012
118.388.096-00	Engenheiro	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	05/04/2011	Sim
-				
Manoel Eduardo Bouzan de Almeida	59	Conselho Fiscal	05/04/2011	Até a AGO de 2012
269.006.377-87	Contador	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	05/04/2011	Sim
-				
Manoel Eduardo Lima Lopes	66	Conselho Fiscal	05/04/2011	Até a AGO de 2012
046.227.237-00	Contador	45 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Minor.Ordinaristas	05/04/2011	Não
-				

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				
Paulo de Resende Salgado	64	Conselho Fiscal	05/04/2011	Até a AGO de 2012
161.008.917-00	Economista	40 - Pres. C.F.Eleito p/Controlador	05/04/2011	Sim
-				

Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações

EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI - 821.111.117-91

Nascido em 08.02.1965, é formado Economia pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro onde também completou o Mestrado de Administração de Empresas, com especialização em Finanças. Obteve o Grau de Mestre em Gestão (Master in Management) pela University of London onde cursou o Sloan Fellowship Master Programme da London Business School. Atuava como Gerente Sênior de Desenvolvimento de Negócios da GDF SUEZ Energy Brasil, desde Junho de 2002. Anteriormente já havia ocupado os seguintes cargos: Diretor Financeiro da Energia Sustentável do Brasil, Diretor empregado da Tractebel Gás Engineering GmbH e Diretor de Petróleo e Gás da Leme Engenharia Ltda., Diretor Superintendente da Metalnave S.A. e Diretor Financeiro das Industrias Verolme-Ishibras S.A. Em 21.12.2009 foi eleito Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Companhia e, atualmente, é membro do Comitê de Gás da Associação Brasileira de Industria de Base (ABIDB), do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás e Membro substituto do Conselho Deliberativo da PREVIG. Atua, ainda, como Diretor de algumas SPEs controladas pela Companhia.Os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal firmaram declaração de que não sofreram qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

José Luiz Jansson Laydner - 481.767.029-00

Nascido em 10.02.1961, é Engenheiro Mecânico formado pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), com pós-graduação e MBA em Gestão Empresarial pela Fundação Dom Cabral. Iniciou suas atividades na Eletrosul em 1984 como responsável pelo setor de manutenção mecânica da Usina Termelétrica Alegrete. Desde então, exerceu diversas funções na Companhia, destacando-se a de engenheiro de operação de Usinas do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e da divisão de engenharia de manutenção de usinas termelétricas, bem como a participação no Projeto da Usina Termelétrica Jacuí. Desde junho de 2003 exercia o cargo de Gerente da Unidade Organizacional de Geração Térmica, responsável pelas Usinas Termelétricas da Companhia. Em 07.11.2008 foi eleito para exercer o cargo de Diretor de Comercialização e Negócios da Companhia. Atua, ainda, como Diretor de algumas SPEs controladas pela Companhia.Os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal firmaram declaração de que não sofreram qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Luciano Flávio Andriani - 375.647.309-00

Nascido em 12.01.1957, é Administrador de Empresas formado pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), com pós-graduação em Gestão do Desenvolvimento e Cooperação Internacional pela Universidade Moderna de Lisboa. Iniciou suas atividades profissionais na Eletrosul, onde foi Gerente de Patrimônio, Documentação, Transporte, Serviços e Gerente de Recursos Humanos. É Diretor Administrativo da Tractebel Energia desde setembro de 2000, responsável por recursos humanos, tecnologia da informação, suprimentos e comunicação institucional. Coordena os Comitês de Ética, de Inovação e de Sustentabilidade.Os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal firmaram declaração de que não sofreram qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Marco Antonio Amaral Sureck - 200.638.909-25

Nascido em 11.06.1955, é Engenheiro Eletricista formado pela Universidade Federal do Paraná, mestre em Engenharia de Produção pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e especialista em Planejamento da Expansão e da Operação de Sistemas Elétricos pela University of Waterloo - Canadá. Trabalhou na Eletrosul de 1982 a 1997, onde gerenciou a Divisão de Planejamento Energético e o Departamento de Planejamento de Geração, Transmissão e Telecomunicações. Na Tractebel Energia, trabalhou de 1998 a 2002 como Gerente da Área de Planejamento da Operação e Comercialização de Energia, participando das negociações do Acordo Geral do Setor Elétrico. Atualmente, é Diretor de Planejamento e Controle, respondendo pelas áreas de Planejamento da Operação, Regulação e Mercado, Contabilização de Energia e Planejamento Financeiro e Controle.Os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal firmaram declaração de que não sofreram qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Miroel Makiolke Wolowski - 257.380.469-00

Nascido em 31.10.1947, é Engenheiro Eletricista formado pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e Administrador de Empresas pela Escola de Administração de Santa Catarina (ESAG). Possui pós-graduação em Administração Pública pela ESAG. Foi Engenheiro Projetista na Ericsson do Brasil e Gerente de Produção na Intelbrás. Na Eletrosul atuou como engenheiro, trabalhando na área de aquisições de usinas e grandes equipamentos, elaborando, inclusive, os editais das termelétricas Jacuí e Corumbá. Na Companhia trabalhou até dezembro de 2000, na área de Desenvolvimento de Negócios. Exerceu o cargo de Diretor de Comercialização e Negócios da Companhia até 07.11.2008 e atualmente é Diretor de Implantação de Projetos, e em 2007 foi eleito Presidente da Associação Paulista de Cogeração de Energia (COGEN – SP). Atua, ainda, como Diretor de algumas SPEs controladas pela Companhia.Os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal firmaram declaração de que não sofreram qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Alain François Marie Louise Janssens - 000.000.000-00

Nascido em 05.12.1961, é formado em Engenharia Comercial pela Universidade Livre de Bruxelas (ULB) – Solvay Business School. Trabalhou como Analista Financeiro Sênior no Generale Bank. Foi Diretor-Assistente de Corporate & Project Finance e Chefe de Controladoria e Consolidação do Grupo na Tractebel - Administração, Finanças e Controle. Atuou como Chefe de Consultoria de Projetos na SUEZ – Tractebel e como Chief Executive Officer (CEO) e Membro do Comitê de Estratégia da Distrigas. Foi ainda CEO adjunto da Divisão BeNeDelux da GDF SUEZ, Gerente Geral de Marketing & Vendas Electrabel, Diretor Administrativo Electrabel Customer Solutions e Presidente do Comitê de Risco da Electrabel. Atualmente, atua como CEO adjunto, Presidente do Comitê de Risco de Energia para Europa e Internacional e Presidente da Electrabel Customer Solutions da GDF SUEZ Energy International.Os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal firmaram declaração de que não sofreram qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

André de Aquino Fontenelle Cangucú - 126.646.148-51

Nascido em 06.01.1969, é formado em Administração de Empresas pela Escola de Administração de Empresas de São Paulo da Fundação Getúlio Vargas (EAESP-FGV), possui também um Mestrado em Administração de Empresas pela mesma instituição. No período de julho de 2004 a dezembro de 2009, atuou como CFO da Enersur, segunda maior geradora privada de energia elétrica do Peru. Exerceu, entre 1998 e 2002, os cargos de Associate, Manager and Director da Enron Corp. Atualmente exerce o cargo de CFO da GDF-SUEZ Latin America, no Peru.Os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal firmaram declaração de que não sofreram qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Antonio Alberto Gouvêa Vieira - 338.907.227-68

Nascido em 31.08.1955, é formado em Direito pela Pontifícia Universidade Católica (PUC) do Rio de Janeiro, possui pós-graduação em Administração de Empresas pela mesma universidade. Sócio do Escritório de Advocacia Gouvêa Vieira, participou nos Conselhos de Administração das empresas Companhia Vidraria Santa Marina (Saint Gobain), de 1992 a 2003; Eternit S.A., de 1996 a 2000; Telesp Celular Participações S.A., de 1998 a 2001; e Acesita S.A. (ArcelorMittal Inox Brasil), de 1999 a 2008, do Conselho Fiscal da Companhia de Bebidas das Américas (Ambev), de 2000 a 2001, Presidente do Conselho Consultivo do Banco Calyon Brasil S.A., de 2000 a 2007, e Atualmente é membro do Conselho de Administração da Leroy Merlin Cia. Brasileira de Bricolagem, desde 1996.Os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal firmaram declaração de que não sofreram qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.
Os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal firmaram declaração de que não sofreram qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Dirk Achiel Marc Beeuwsaert - 000.000.000-00

Nascido em 14.01.1948, é Engenheiro Mecânico e Eletricista formado pela Universidade de Ghent (Bélgica). Participou do Programa de Gerenciamento CEDEP em Fontainebleau, na França. Foi CEO da GDF SUEZ Energy International, Presidente da GDF SUEZ Energy North America Inc., Diretor da Glow Energy, empresa pública sediada na Tailândia, Diretor de SUEZ Tractebel SA e Diretor da Electrabel. Atualmente é Vice-Presidente executivo da GDF SUEZ.Os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal firmaram declaração de que não sofreram qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Gil de Methodio Maranhão Neto - 734.574.937-15

Nascido em 18.01.1963, é Engenheiro civil formado pela Veiga de Almeida, possui MBA em finanças pelo IBMEC. Atuou nas áreas de Mercado de Capitais (administração de fundos de ações e underwriting) e comercial (Fundos de Pensão) no Banco Nacional S.A. Atualmente é responsável por desenvolvimento de novas oportunidades de expansão do Grupo GDF SUEZ no Brasil e Gerente Delegado da GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda., sociedade controladora da Tractebel Energia S.A. e membro do Conselho de Administração da International Hydropower Association.Os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal firmaram declaração de que não sofreram qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Jan Franciscus Maria Flachet - 059.308.257-50

Nascido em 06.03.1956, é Engenheiro Eletromecânico formado pela Universidade Católica de Louvain (UCL), Bélgica, possui mestrado em administração pelo Instituto de Administração e Gestão da UCL e participou do Programa de Gerenciamento CEDEP, associado ao INSEAD, em Fontainebleau, na França. Em 1979 foi Chefe do Departamento de Operações na Unerg, em Brabant (Bélgica). De 1990 a 1996 atuou na Electrabel como Gerente Geral de distribuição de energia elétrica. Foi Gerente Geral da Litoral Gás, na Argentina, Vice-Presidente Sênior de Operações de Distribuição e Comércio na Tractebel EGI e Vice-Presidente Executivo para Desenvolvimento de Negócios na América do Sul. Atualmente exerce os cargos de Gerente Regional para a America do Sul e Diretor Presidente da GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda.Os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal firmaram declaração de que não sofreram qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

José Pais Rangel - 239.775.667-68

Nascido em 09.09.1940, é formado em Direito pela Faculdade Cândido Mendes (RJ), possui licenciatura em Direito e Legislação/Habilitação de Magistério pela Faculdade Niteroiense de Formação de Professores. Nos últimos 5 anos atuou como Diretor Vice-Presidente do Banco Clássico S.A.; Diretor Presidente do Banco Clássico S.A. (cargo atual); Membro Titular do Conselho de Administração da Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro (CEG) (cargo atual); Administrador de Fundo de Investimentos credenciado pela CVM; Gestor do Fundo de Investimento em Ações Dinâmica Energia (cargo atual); Membro do Conselho de Administração da Dinâmica Energia S.A.; e Diretor da Socal S.A. - Mineração e Intercâmbio Comercial e Industrial (cargo atual). Ainda, foi fundador e membro do Conselho de Curadores da Fundação Banco Central de Previdência Privada (CENTRUS); coordenador do Programa de Desestatização de empresas de capital aberto controladas pelo Banco Central do Brasil; Presidente do Conselho de Administração da Companhia América Fabril; membro titular do Conselho de Administração da Companhia Fábrica de Tecidos Dona Isabel; e Presidente da Companhia Nacional de Tecidos Nova América.Os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal firmaram declaração de que não sofreram qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Luiz Antônio Barbosa - 343.757.249-00

Nascido em 26.05.1956, é Técnico de Manutenção de Usinas. Foi diretor da Associação dos Empregados da Centrais Elétricas do Sul do Brasil (Eletrosul), a ASES, e delegado na Associação dos Profissionais da Eletrosul (APROSUL). É Diretor Financeiro do Sindicato dos Eletricitários do Sul do Estado de Santa Catarina (SINTRESC).Os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal firmaram declaração de que não sofreram qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Luiz Eduardo Simões Viana - 465.817.407-30

Nascido em 03.04.1955, é Economista, formado pela Faculdade de Ciências Políticas e Econômicas do Rio de Janeiro em 1985. MBA COPPEAD da UFRJ em 1998. Trabalhou como economista da BNDES Participações S.A. (BNDESPAR) entre setembro de 1980 a junho de 1991, sempre ligado à área de Mercado de Capitais. Foi Gerente de Underwriting do Banco Nacional S.A. entre setembro de 1991 e dezembro de 1995. Atuou como Superintendente de Relações Institucionais da Serra da Mesa Energia S.A. (Antiga Nacional Energética S.A.) entre janeiro de 1996 a maio de 1998. Atualmente é Diretor da Itasa sem designação específica exercendo cumulativamente as funções de Diretor de Relações com Investidores.Os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal firmaram declaração de que não sofreram qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Luiz Leonardo Cantidiano Varnieri Ribeiro - 312.769.037-15

Nascido em 13.03.1949, é formado em direito desde o ano de 1972, na então Universidade do Estado da Guanabara. Foi o 1º colocado no 1º concurso público para advogados da Comissão de Valores Mobiliários, no ano de 1978, mas não assumiu a função, permanecendo na iniciativa privada.Desde dezembro de 1980 é sócio de Motta, Fernandes Rocha Advogados, com escritórios no Rio de Janeiro e em São Paulo. Atua preponderantemente nas áreas de direito societário e mercado de capitais, tendo assessorado a BM&FBovespa na concepção e na implementação do Novo Mercado. Foi membro do Conselho de Administração da Bolsa de Valores do Rio de Janeiro e do Conselho de Administração da BNDESPAR. Foi diretor da Comissão de Valores Mobiliários e membro do Conselho de Recursos do Sistema Financeiro Nacional.É conselheiro de administração certificado pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC). De 15.07.2002 a 27.05.2004 foi Presidente da Comissão de Valores Mobiliários. Também foi Presidente do Council of Securities Regulators of the Americas (COSRA).
Participa, atualmente, das seguintes entidades: (1) árbitro da Câmara de Arbitragem do Mercado; (2) membro do Conselho Consultivo da Associação Brasileira de Venture Capital e Private Equity (ABVACP); (3) membro do Conselho Diretor da Associação Brasileira de Companhias Abertas (ABRASCA); (4) Presidente da Comissão Consultiva de Reforma do Novo Mercado e (5) membro do Conselho de Administração do IBGC. Tem diversos trabalhos publicados sobre direito societário e mercado de capitais, tendo feito palestras no Brasil e no exterior sobre tais assuntos.Os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal firmaram declaração de que não sofreram qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Manuel François Colcombert - 000.000.000-00

Nascido em 09.07.1960, é formado em Engenharia Industrial, ITBA, Buenos Aires, em 1984 e MBA no IMD, Lausanne, Switzerland, 1990. Atuou no setor de Energia na área de Gerenciamento geral, Comercial, Estratégia e Planejamento de Negócios. Atualmente é Vice Presidente Sênior Strategy & Portfolio Management da Regional América do Sul do Grupo GDF SUEZ. Atua ou atuou como membro do Conselheiro de administração de várias empresas do Grupo GDF SUEZ na América do Sul e na Europa.Os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal firmaram declaração de que não sofreram qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Maurício Stolle Bähr - 748.528.847-49

Nascido em 17.09.1957, é formado em Engenharia Mecânica pela Universidade Gama Filho (RJ) e em Análise de Sistemas pela Pontifícia Universidade Católica (PUC) (RJ). Concluiu MBA pela COPPEAD - Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), e Corporate Finance pela Universidade de Berkeley, nos Estados Unidos da América (EUA). Foi Diretor Financeiro da Serra da Mesa Energia S.A. e Diretor Financeiro da Nacional Energética S.A. Atualmente é Diretor Presidente da GDF SUEZ Energy Brasil Ltda., Diretor da GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda., Representante Geral da GDF SUEZ no Brasil, e Presidente do Conselho de Administração do ONS, Presidente do Conselho de Administração da Energia Sustentável do Brasil S.A. e Membro do Conselho Deliberativo do Consórcio Estreito Energia (Ceste).
Os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal firmaram declaração de que não sofreram qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Patrick Charles Clement Obyn - 009.113.629-67

Nascido em 28.07.1960, é formado pela Faculdade de Direito da Universidade de Antuérpia, Bélgica. Foi advogado da Union Carbide (indústria química) e do Grupo Alcatel (telecomunicações). Em 1995, ingressou no Grupo SUEZ-Tractebel como Assessor Sênior da Electricity and Gaz International. Desde 2002, exerce o cargo de General Counsel da GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda.Os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal firmaram declaração de que não sofreram qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Roberto Henrique Tejada Vencato - 412.103.280-20

Nascido em 14.10.1964, é formado em Direito pela Pontifícia Universidade Católica de Porto Alegre. Admitido na Eletrosul em junho de 1984, na área de operação, passando a atuar, posteriormente, na área administrativa, lotado na Usina Termelétrica Charqueadas. Exerceu o mandato de Conselheiro Fiscal na PREVIG. É Dirigente Sindical, liberado para tratar das questões da categoria, desde 1990.Os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal firmaram declaração de que não sofreram qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Sérgio Braga Ferreira Tavares - 042.741.807-00

Nascido em 23.11.1947, é formado em Ciências Contábeis pela Faculdade Moraes Júnior. Aposentado do Banco Central do Brasil, onde exerceu a função de auditor, inspetor e coordenador de fiscalização do sistema financeiro nacional. Atuou como diretor e assistente de liquidação das seguintes instituições financeiras sob o Regime de Administração Especial Temporária (RAET): Banco Nacional S.A., Banco Nacional de Investimentos S.A., Nacional S.A. Distribuição de Títulos e Valores Mobiliário (DTVM) e Sinal S.A. CVM. Atuou, ainda, como liquidante das seguintes instituições: Brascred Crédito Finan. Invest. S.A., Real S.A. CCVM, Banco Grande Rio S.A. e Banco de Desenvolvimento do Estado do Rio de Janeiro. Atualmente exerce o cargo de auditor interno do Banco Clássico S.A..Os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal firmaram declaração de que não sofreram qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Victor-Frank de Paulo Rosa Paranhos - 098.414.907-49

Nascido em 17.10.1946, é formado em Engenharia Mecânica pela Universidade Católica de Petrópolis (RJ) e em Economia pelo Instituto Metodista Bennett. É atuário pela Sociedade Universitária Augusto Motta (SUAM) (RJ). Foi engenheiro residente na Sociedade Técnica de Engenharia e Representação (STER). Diretor da GDF SUEZ, responsável pela área de desenvolvimento e implementação de projetos de 1999 a 2009. Foi Diretor Presidente da Companhia Energética São Salvador, responsável pela implantação da Usina Hidrelétrica São Salvador, de 2002 a 2009. Foi Diretor Presidente do Consórcio Estreito, responsável pela implantação da Usina Hidrelétrica Estreito, no período de 2002 até maio de 2007. Diretor Presidente da Energia Sustentável do Brasil S.A., responsável pela implantação da Usina Hidrelétrica Jirau, desde 2007 até a presente data.Os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal firmaram declaração de que não sofreram qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

José Carlos Cauduro Minuzzo - 199.412.420-20

Nascido em 29.10.1951, é formado em Engenharia Mecânica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul. Iniciou sua carreira profissional na Eletrosul em 1976, desempenhando suas atividades na área de Geração Térmica no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda até 1992. A partir desta data, gerenciou a Divisão de Engenharia e Manutenção de Térmicas até 1997 e, posteriormente, o Departamento de Geração Térmica até junho de 1999. Atualmente exerce o cargo de membro do Comitê Gestor do Consórcio Itá e do Consórcio Machadinho. Também atua como suplente no Conselho de Administração da Itá Energética S.A. e do Conselho Estadual de Recursos Hídricos do Paraná. Desde 1999 exerce a função de Diretor de Produção de Energia da Tractebel Energia. Atua, ainda, como Diretor de algumas SPEs controladas pela Companhia.Os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal firmaram declaração de que não sofreram qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Manoel Arlindo Zaroni Torres - 115.116.056-34

Nascido em 18.12.1949, é Engenheiro Eletricista formado pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá (MG) e Especialista em Administração Geral pelo CEDEP, associado ao INSEAD, em Fontainebleau, na França. De 1973 a 1998, trabalhou em Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas), onde foi Superintendente de Produção Sul e Superintendente de Operação no Sistema de Furnas, representante no Grupo Operador para Operações Interligados (GCOI) e na Comissão Mista de Operação da Usina de Itaipu e no Comitê de Operação e Comercialização de Energia das Empresas do Sistema Eletrobras (COESE). Em 1998, passou a integrar a diretoria da Tractebel Brasil e atuou como Diretor de Operação, assumindo a presidência da Companhia em 1999. Foi membro do Conselho de Administração do Operador Nacional do Sistema Elétrica (ONS) e do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), atualmente denominado Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). É membro do Conselho de Administração da Itá Energética S.A. (Itasa). Atua, ainda, como Diretor Presidente de algumas Sociedades de Propósitos Específicos SPEs controladas pela Tractebel Energia S.A.Os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal firmaram declaração de que não sofreram qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Ailton Pinto Siqueira - 006.936.346-34

Nascido em 03.08.1939, trabalhou no Banco do Estado do Rio de Janeiro S.A. (BANERJ) de 1971 a 1989 onde exerceu os seguintes cargos: Gerente de Agência 1971 a 1974, Inspetor de 1974 a 1980 e Auditor de 1980 a 1989, quando se aposentou. De 26.03.1998 até a presente data é Diretor do Banco Clássico S.A.Os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal firmaram declaração de que não sofreram qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Carlos Guerreiro Pinto - 047.615.457-04

Nascido em 1942, é formado em Administração de Empresas pela Sociedade Unificada de Ensino Superior Augusto Motta (SUAM), concluiu Curso de Gerência Financeira pelo Centro de Treinamento do Citibank N.A. e possui MBA Executivo em Administração de Empresas pela Instituto de Pós-Graduação e Pesquisa em Administração da Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPEAD). Foi responsável pela estruturação da área de Open Market do Banco Nacional, sendo também designado Diretor da Área de Risco de Negócios. Adicionalmente, atuou como Presidente da Sinal Corretora de Valores.Os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal firmaram declaração de que não sofreram qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Flávio Marques Lisboa Campos - 118.388.096-00

Nascido em 17.11.1950, é Engenheiro Civil, graduado em 1973, pela Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). Diretor Geral e CEO da Leme Engenharia Ltda. desde de 2002, tendo exercido as seguintes atividades nesta empresa: 1994 a 2002 – Diretor Geral e Executivo; 1992 a 1994 - Diretor de Desenvolvimento de Negócios, atuando na coordenação de estratégias de comercialização, prospecção e viabilização de negócios, negociações de contratos com clientes e administração das despesas de desenvolvimento; 1988 a 1992 - Diretor Técnico, atuando nas áreas de Geração Elétrica e Barragens, Sistemas Elétricos e Projetos Industriais, com destaque para supervisão técnica e elaboração dos contratos de vários projetos; e de 1976 a 1988 – atuando na área técnica com Chefe do Setor de Engenharia Hidráulica e Gerente de diversos projetos de grande porte. Trabalhou como Engenheiro Civil de 1972 a 1976 nas empresas Elektrowatt Ingenieros Consultores, Guatemala City, Guatemala, Elektrowatt Engineering Services, Zurick, Switzerland e Eletroprojetos S.A. – Estudos de Engenharia. Atualmente participa da Diretoria da Associação Brasileira da Infra-Estrutura e Indústrias de Base (ABDIB) e, também, é membro dos seguintes conselhos: Conselho Diretor da Câmara de Arbitragem Empresarial – Brasil; Conselho de Política Econômica da FIEMG; Conselho Diretor da AMEC, Conselho Diretor da Associação Brasileira de Consultores de Engenharia (ABCE); e do Conselho Estadual de Recursos Hídricos de Minas Gerais.Os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal firmaram declaração de que não sofreram qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Manoel Eduardo Bouzan de Almeida - 269.006.377-87

Nascido em 03.04.1952, é Bacharel em Ciências Contábeis, formado em 1978 pela Faculdades Integradas Simonsen, no Rio de Janeiro. Trabalhou no ramo da indústria de 1969 a junho de 1995 exercendo diversas funções administrativas, chegando ao cargo de gerente administrativo e contábil. No segundo semestre de 1995 foi convidado para exercer as funções de contador no projeto energético de Serra da Mesa, da empresa Serra da Mesa S.A., permanecendo até junho de 1998, onde se transferiu para o Grupo Tractebel, para trabalhar na Holding como contador, onde permanece até a presente data.Os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal firmaram declaração de que não sofreram qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Manoel Eduardo Lima Lopes - 046.227.237-00

Nascido em 07.07.1943, é formado em Ciências Contábeis e Direito pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Foi Auditor Geral e Superintendente de Controle no Banco do Estado do Rio de Janeiro S.A. (BANERJ), consultor e diretor do Banco Clássico S.A. e Gerente de Controle da IRB – Brasil Resseguros S.A. Atualmente, é diretor do Banco Clássico S.A.Os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal firmaram declaração de que não sofreram qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Paulo de Resende Salgado - 161.008.917-00

Nascido em 02.07.1945, é formado em Ciências Econômicas pela Universidade Cândido Mendes (RJ), possui pós-graduação pela Fundação Getulio Vargas (FGV) em Executivo Financeiro, MBA Programa de Desenvolvimento Gerencial e Capital Market FGV-AID-EUA. Foi Vice-Presidente Residente do Citibank, Superintendente de Investimento no Banco Econômico de Investimentos S.A., Diretor de Underwriting e Privatização no Banco Nacional S.A., onde participou do projeto de privatização da Light e da CSN. Atuou, também, como Diretor da Nacional Energética S.A. e da IVEN S.A, e como Diretor Financeiro da Nacional Energética S.A. Atualmente, é Consultor Econômico da Agenda Corretora de Câmbio e Valores Mobiliários Ltda.Os membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal firmaram declaração de que não sofreram qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

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

Nome	Tipo comitê	Cargo ocupado	Profissão	Data eleição	Prazo mandato
CPF	Descrição outros comitês	Descrição outros cargos ocupados	Idade	Data posse	
Outros cargos/funções exercidas no emissor		Experiência Profissional / Declaração de Eventuais Condenações			
Alain François Marie Louise Janssens	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	13/03/2009	Não aplicável
000.000.000-00	Comitê Estratégico		48	13/03/2009	
Membro Titular do CA					
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	15/03/2001	Não aplicável
000.000.000-00	Comitê Estratégico		62	15/03/2001	
Membro Titular do CA					
Jan Franciscus Maria Flachet	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	25/04/2003	Não aplicável
059.308.257-50	Comitê Estratégico		54	25/04/2003	
Vice-Presidente do CA					
Manuel François Colcombert	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	18/01/2000	Não aplicável
000.000.000-00	Comitê Estratégico		49	18/01/2000	
Membro Suplente do CA					
Maurício Stolle Bähr	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	25/06/1999	Não aplicável
748.528.847-49	Comitê Estratégico		52	25/06/1999	
Presidente do CA					
Victor-Frank de Paulo Rosa Paranhos	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	25/06/1999	Não aplicável
098.414.907-49	Comitê Estratégico		63	25/06/1999	
Membro Titular do CA					

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

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não há qualquer das relações descritas acima entre qualquer dos administradores e membros do Conselho Fiscal da Companhia; entre administradores da Companhia e administradores de controladas, diretas ou indiretas, da Companhia; entre administradores da Companhia ou de suas controladas, diretas ou indiretas e controladores diretos ou indiretos da Companhia e; entre administradores da Companhia e administradores das sociedades controladoras diretas e indiretas da Companhia.

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

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

Exercício Social 31/12/2009

Administrador do Emissor

Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			

Pessoa Relacionada

Companhia Energética São Salvador (CESS)	04.848.623/0001-70		
Diretor Presidente			

Observação

Administrador do Emissor

Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			

Pessoa Relacionada

Delta Energética S.A. (Delta)	04.739.720/0001-24		
Diretor Presidente			

Observação

Administrador do Emissor

Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			

Pessoa Relacionada

Energia América do Sul Ltda. (EAS)	02.695.010/0001-14		
Diretor Presidente			

Observação

Administrador do Emissor

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Lages Bioenergética S.A. (Lages)	05.210.535/0001-00		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Indireta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Seival Participações S.A. (Seival)	05.790.957/0001-00		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC)	04.100.556/0001-00		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)	09.212.990/0001-04		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Membro do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel Energia é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta.			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Eólica Beberibe S.A. (Beberibe)	05.032.564/0001-20		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Companhia Energética São Salvador (CESS)	04.848.623/0001-70		
Diretor de Operação			
Observação			

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Energia América do Sul Ltda. (EAS)	02.695.010/0001-14		
Diretor Técnico			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Hidropower Energia S.A. (Hidropower)	05.261.707/0001-75		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Lages Bioenergética S.A. (Lages)	05.210.535/0001-00		
Diretor de Operação			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Eólica Pedra do Sal S.A. (Pedra do Sal)	08.448.356/0001-02		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Ponte de Pedra Energética S.A. (PPESA)	02.877.212/0001-87		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)	09.212.990/0001-04		
Diretor de Operação			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Tupan Energia Elétrica S.A. (Tupan)	02.800.821/0001-38		

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

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

Administrador do Emissor

José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			

Pessoa Relacionada

Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Membro do Conselho de Administração			

Observação

A Tractebel Energia é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta.

Administrador do Emissor

Miroel Makiolke Wolowski	257.380.469-00	Controle	Controlada Direta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			

Pessoa Relacionada

Delta Energética S.A. (Delta)	04.739.720/0001-24		
Diretor			

Observação

Administrador do Emissor

Miroel Makiolke Wolowski	257.380.469-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			

Pessoa Relacionada

Hidrelétrica Areia Branca S.A. (Areia Branca)	06.793.964/0001-10		
Diretor Presidente			

Observação

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
Miroel Makiolke Wolowski	257.380.469-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)	09.541.336/0001-36		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Miroel Makiolke Wolowski	257.380.469-00	Controle	Controlada Direta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)	09.212.990/0001-04		
Diretor Técnico			
Observação			
Administrador do Emissor			
Miroel Makiolke Wolowski	257.380.469-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Seival Participações S.A. (Seival)	05.790.957/0001-00		
Diretor			
Observação			
Administrador do Emissor			
Miroel Makiolke Wolowski	257.380.469-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Pessoa Relacionada			
Usina Termelétrica Seival Ltda. (UTE Seival)	05.132.203/0001-55		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores			
Pessoa Relacionada			
Companhia Energética São Salvador (CESS)	04.848.623/0001-70		
Diretor Administrativo e Financeiro			
Observação			
Administrador do Emissor			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores			
Pessoa Relacionada			
Energia América do Sul Ltda. (EAS)	02.695.010/0001-14		
Diretor Administrativo e Financeiro			
Observação			
Administrador do Emissor			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores			
Pessoa Relacionada			
Lages Bioenergética S.A. (Lages)	05.210.535/0001-00		
Diretor Administrativo e Financeiro			

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

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

Observação

Administrador do Emissor

EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI | 821.111.117-91 | Controle | Controlada Direta

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Pessoa Relacionada

Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC) | 04.100.556/0001-00

Diretor Administrativo e Financeiro

Observação

Administrador do Emissor

EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI | 821.111.117-91 | Controle | Controlada Direta

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Pessoa Relacionada

Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP) | 09.212.990/0001-04

Diretor Administrativo e Financeiro

Observação

Administrador do Emissor

José Luiz Jansson Laydner | 481.767.029-00 | Controle | Controlada Indireta

Diretor de Comercialização de Energia

Pessoa Relacionada

Eólica Porto das Barcas S.A. (Porto das Barcas) | 09.438.017/0001-08

Diretor Presidente

Observação

Administrador do Emissor

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Comercialização de Energia			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Fleixeiras I Ltda. (Fleixeiras I)	09.096.120/0001-09		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Comercialização de Energia			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Guajirú Ltda. (Guajirú)	08.701.973/0001-60		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Comercialização de Energia			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Mundaú Ltda. (Mundaú)	08.629.553/0001-10		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Comercialização de Energia			
Pessoa Relacionada			

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Central Eólica Trairi Ltda. (Trairi)	09.252.423/0001-73		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Comercialização de Energia			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Trairi I Ltda. (Trairi I)	09.265.531/0001-80		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Comercialização de Energia			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Trairi II Ltda. (Trairi II)	09.265.464/0001-02		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Comercialização de Energia			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Trairi III Ltda. (Trairi III)	09.265.443/0001-89		
Diretor Presidente			
Observação			

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Direta
Diretor de Comercialização de Energia			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC)	04.100.556/0001-00		
Diretor Comercial			
Observação			
Administrador do Emissor			
Marco Antonio Amaral Sureck	200.638.909-25	Controle	Controlada Direta
Diretor de Planejamento e Controle			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC)	04.100.556/0001-00		
Diretor de Portfolio e Mercado			
Observação			
Administrador do Emissor			
Marco Antonio Amaral Sureck	200.638.909-25	Controle	Controlada Direta
Diretor de Planejamento e Controle			
Pessoa Relacionada			
Delta Energética S.A. (Delta)	04.739.720/0001-24		
Diretor			
Observação			
Administrador do Emissor			
Maurício Stolle Bähr	748.528.847-49	Controle	Controlador Direto

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Presidente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
ENGIE Brasil Participações Ltda.	01.370.013/0001-15		
Diretor			
Observação			
Administrador do Emissor			
Jan Franciscus Maria Flachet	059.308.257-50	Controle	Controlador Direto
Vice-presidente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
ENGIE Brasil Participações Ltda.	01.370.013/0001-15		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Épsilon Participações Ltda. (Épsilon)	09.212.980/0001-60		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Lagoa Formosa Bioenergética Ltda. (Lagoa Formosa)	08.925.868/0001-04		

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Miroel Makiolke Wolowski	257.380.469-00	Controle	Controlada Direta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Lagoa Formosa Bioenergética Ltda. (Lagoa Formosa)	08.925.868/0001-04		
Diretor Técnico			
Observação			
Administrador do Emissor			
Miroel Makiolke Wolowski	257.380.469-00	Controle	Controlada Direta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Épsilon Participações Ltda. (Épsilon)	09.212.980/0001-60		
Diretor			
Observação			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
SUEZ Energia Renovável S.A.	08.976.022/0001-01		
Diretor Presidente			
Observação			

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores			
Pessoa Relacionada			
SUEZ Energia Renovável S.A.	08.976.022/0001-01		
Diretor Financeiro			
Observação			
Administrador do Emissor			
Miroel Makiolke Wolowski	257.380.469-00	Controle	Controlada Direta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
SUEZ Energia Renovável S.A.	08.976.022/0001-01		
Diretor de Implantação			
Observação			
Administrador do Emissor			
Miroel Makiolke Wolowski	257.380.469-00	Controle	Controlada Direta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Econergy Brasil Serviços Corporativos Ltda.(Econergy)	08.453.014/0001-72		
Diretor Presidente			
Observação			

Exercício Social 31/12/2008

Administrador do Emissor

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Delta Energética S.A. (Delta)	04.739.720/0001-24		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Energia América do Sul Ltda. (EAS)	02.695.010/0001-14		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Lages Bioenergética S.A. (Lages)	05.210.535/0001-00		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Indireta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Seival Participações S.A. (Seival)	05.790.957/0001-00		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC)	04.100.556/0001-00		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)	09.212.990/0001-04		
Diretor Presidente			
Observação			
A TBLP era denominada Gama Participações Ltda. (Gama) em 31.12.2008			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Membro do Conselho de Administração			
Observação			

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
A Tractebel Energia é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta.			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Eólica Beberibe S.A. (Beberibe)	05.032.564/0001-20		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Energia América do Sul Ltda. (EAS)	02.695.010/0001-14		
Diretor Técnico			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Hidropower Energia S.A. (Hidropower)	05.261.707/0001-75		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Lages Bioenergética S.A. (Lages)	05.210.535/0001-00		
Diretor de Operação			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Ponte de Pedra Energética S.A. (PPESA)	02.877.212/0001-87		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)	09.212.990/0001-04		
Diretor			
Observação			
A TBLP era denominada Gama Participações Ltda. (Gama) em 31.12.2008			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Tupan Energia Elétrica S.A. (Tupan)	02.800.821/0001-38		

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Membro do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel Energia é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta.			
Administrador do Emissor			
Miroel Makiolke Wolowski	257.380.469-00	Controle	Controlada Direta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Delta Energética S.A. (Delta)	04.739.720/0001-24		
Diretor			
Observação			
Administrador do Emissor			
Miroel Makiolke Wolowski	257.380.469-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Hidrelétrica Areia Branca S.A. (Areia Branca)	06.793.964/0001-10		
Diretor Presidente			
Observação			

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
Miroel Makiolke Wolowski	257.380.469-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)	09.541.336/0001-36		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Miroel Makiolke Wolowski	257.380.469-00	Controle	Controlada Direta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)	09.212.990/0001-04		
Diretor			
Observação			
A TBLP era denominada Gama Participações Ltda. (Gama) em 31.12.2008			
Administrador do Emissor			
Miroel Makiolke Wolowski	257.380.469-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Seival Participações S.A. (Seival)	05.790.957/0001-00		
Diretor			
Observação			
Administrador do Emissor			
Miroel Makiolke Wolowski	257.380.469-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Pessoa Relacionada			
Usina Termelétrica Seival Ltda. (UTE Seival)	05.132.203/0001-55		
Diretor			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Direta
Diretor de Comercialização de Energia			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC)	04.100.556/0001-00		
Diretor			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Comercialização de Energia			
Pessoa Relacionada			
Eólica Beberibe S.A. (Beberibe)	05.032.564/0001-20		
Diretor Técnico Operacional			
Observação			
Administrador do Emissor			
Victor-Frank de Paulo Rosa Paranhos	098.414.907-49	Controle	Controlada Direta
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Companhia Energética São Salvador (CESS)	04.848.623/0001-70		
Diretor Presidente			

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

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

Observação

Administrador do Emissor

Marco Antonio Amaral Sureck | 200.638.909-25 | Controle | Controlada Direta

Diretor de Planejamento e Controle

Pessoa Relacionada

Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC) | 04.100.556/0001-00

Diretor

Observação

Administrador do Emissor

Marco Antonio Amaral Sureck | 200.638.909-25 | Controle | Controlada Direta

Diretor de Planejamento e Controle

Pessoa Relacionada

Delta Energética S.A. (Delta) | 04.739.720/0001-24

Diretor

Observação

Administrador do Emissor

Manoel Arlindo Zaroni Torres | 115.116.056-34 | Controle | Controlada Direta

Diretor Presidente

Pessoa Relacionada

Épsilon Participações Ltda. (Épsilon) | 09.212.980/0001-60

Diretor Presidente

Observação

Administrador do Emissor

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Lagoa Formosa Bioenergética Ltda. (Lagoa Formosa)	08.925.868/0001-04		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Miroel Makiolke Wolowski	257.380.469-00	Controle	Controlada Direta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Épsilon Participações Ltda. (Épsilon)	09.212.980/0001-60		
Diretor Técnico-Operacional			
Observação			
Administrador do Emissor			
Miroel Makiolke Wolowski	257.380.469-00	Controle	Controlada Direta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Lagoa Formosa Bioenergética Ltda. (Lagoa Formosa)	08.925.868/0001-04		
Diretor Técnico			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Épsilon Participações Ltda. (Épsilon)	09.212.980/0001-60		
Diretor			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Lagoa Formosa Bioenergética Ltda. (Lagoa Formosa)	08.925.868/0001-04		
Diretor Administrativo e Financeiro			
Observação			
Administrador do Emissor			
Miroel Makiolke Wolowski	257.380.469-00	Controle	Controlada Direta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Econergy Brasil Serviços Corporativos Ltda.(Econergy)	08.453.014/0001-72		
Diretor Presidente			
Observação			

Exercício Social 31/12/2007

Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Delta Energética S.A. (Delta)	04.739.720/0001-24		

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Energia América do Sul Ltda. (EAS)	02.695.010/0001-14		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Lages Bioenergética S.A. (Lages)	05.210.535/0001-00		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Indireta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Seival Participações S.A. (Seival)	05.790.957/0001-00		
Diretor Presidente			
Observação			

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC)	04.100.556/0001-00		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)	09.212.990/0001-04		
Diretor Presidente			
Observação			
A TBLP era denominada Gama Participações Ltda. (Gama) em 31.12.2007			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Membro do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel Energia é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta.			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Pessoa Relacionada			
Energia América do Sul Ltda. (EAS)	02.695.010/0001-14		
Diretor Técnico			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Lages Bioenergética S.A. (Lages)	05.210.535/0001-00		
Diretor de Operação			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)	09.212.990/0001-04		
Diretor			
Observação			
A TBLP era denominada Gama Participações Ltda. (Gama) em 31.12.2007			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Membro do Conselho de Administração			

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

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

Observação

A Tractebel Energia é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta.

Administrador do Emissor			
Miroel Makiolke Wolowski	257.380.469-00	Controle	Controlada Direta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Delta Energética S.A. (Delta)	04.739.720/0001-24		
Diretor			
Observação			

Administrador do Emissor			
Miroel Makiolke Wolowski	257.380.469-00	Controle	Controlada Direta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)	09.212.990/0001-04		
Diretor			
Observação			
A TBLP era denominada Gama Participações Ltda. (Gama) em 31.12.2007			

Administrador do Emissor			
Miroel Makiolke Wolowski	257.380.469-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Seival Participações S.A. (Seival)	05.790.957/0001-00		
Diretor			
Observação			

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
Miroel Makiolke Wolowski	257.380.469-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Usina Termelétrica Seival Ltda. (UTE Seival)	05.132.203/0001-55		
Diretor			
Observação			
Administrador do Emissor			
Miroel Makiolke Wolowski	257.380.469-00	Controle	Controlada Direta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC)	04.100.556/0001-00		
Diretor			
Observação			
Administrador do Emissor			
Victor-Frank de Paulo Rosa Paranhos	098.414.907-49	Controle	Controlada Direta
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Companhia Energética São Salvador (CESS)	04.848.623/0001-70		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Marco Antonio Amaral Sureck	200.638.909-25	Controle	Controlada Direta
Diretor de Planejamento e Controle			

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Pessoa Relacionada			
Delta Energética S.A. (Delta)	04.739.720/0001-24		
Diretor			
Observação			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Épsilon Participações Ltda. (Épsilon)	09.212.980/0001-60		
Diretor Presidente e Diretor Administrativo e Financeiro			
Observação			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Lagoa Formosa Bioenergética Ltda. (Lagoa Formosa)	08.925.868/0001-04		
Diretor Presidente e Diretor Administrativo e Financeiro			
Observação			
Administrador do Emissor			
Miroel Makiolke Wolowski	257.380.469-00	Controle	Controlada Direta
Diretor			
Pessoa Relacionada			
Épsilon Participações Ltda. (Épsilon)	09.212.980/0001-60		
Diretor			

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Observação			
Administrador do Emissor			
Miroel Makiolke Wolowski	257.380.469-00	Controle	Controlada Direta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Lagoa Formosa Bioenergética Ltda. (Lagoa Formosa)	08.925.868/0001-04		
Diretor Técnico			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Épsilon Participações Ltda. (Épsilon)	09.212.980/0001-60		
Diretor			
Observação			

12.11 Seguro para Administradores

A Companhia possui apólice de seguro de Responsabilidade Civil de Conselheiro, Diretores e/ou Administradores (D&O) com objetivo de assegurar o pagamento, a título de perdas e danos, devido a terceiros pela Companhia, em decorrência de ato ou fato, pelo qual seja responsabilizada, reclamada e/ou notificada. A atual apólice tem vigência até 31.12.2010.

12.12 Outras informações que a Companhia julga relevantes

No quadro 12.3 Datas e jornais de publicação, não foi publicado o aviso aos acionistas (art. 133 da LSA) referente a disponibilização das Demonstrações Financeiras (DFs) do ano de 2009, devido a publicação dessas demonstrações com mais de 30 dias de antecedência da data da realização da Assembleia Geral Ordinária.

No quadro 12.6 Composição da administração, o Diretor Presidente Manoel Arlindo Zaroni Torres CPF 115.116.056-34 e o Diretor de Produção de Energia José Carlos Cauduro Minuzzo CPF 199.412.420-20 foram eleitos na 103º RCA de 13.05.2010 com posse realizada em mesma data e com mandato de 3 (três) anos.

No quadro 12.9 Relações familiares, as informações foram intencionalmente deixadas em branco pois não há quaisquer das relações descritas entre quaisquer dos administradores e membros do Conselho Fiscal da Companhia.

No quadro 12.10 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle, as empresas GDF SUEZ , GDF SUEZ Energy International, SUEZ Tractebel S.A., Electrabel, GDF SUEZ Energy North America Inc., GDF SUEZ Energy Europe & International e Glow Energy pertencem ao grupo controlador GDF SUEZ, sediado na França.

Assim, informamos as relações complementares quanto aos membros do Conselho de Administração (CA) abaixo:

- **Dirk Achiel Marc Beeuwsaert** - Vice-Presidente executivo da GDF SUEZ e CEO da GDF SUEZ Energy International, Presidente da GDF SUEZ Energy North America Inc., Diretor da Glow Energy, empresa pública sediada na Tailândia, Diretor de SUEZ Tractebel SA e Diretor da Electrabel;
- **Alain François Marie Louise Janssens** - Vice-Presidente Executivo de Mercados e Vendas da GDF SUEZ Energy Europe & International; e
- **Manuel François Colcombert -** Vice Presidente Sênior Strategy & Portfolio Management da Regional América do Sul do Grupo GDF SUEZ, em Buenos Aires.

13.1 Descrição da política ou prática de remuneração do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e não Estatutária, do Conselho Fiscal, dos Comitês Estatutários e dos Comitês de Auditoria, de Risco, Financeiro e de Remuneração, abordando os seguintes aspectos:

a. Objetivos da política ou prática de remuneração

A política de remuneração para o Conselho de Administração, Diretoria Estatutária e Conselho Fiscal é baseada nas práticas de mercado, e visa atrair e reter profissionais compatíveis com as necessidades da Companhia. Considera os conhecimentos exigidos, a complexidade das atividades e os resultados esperados de cada cargo.

b. Composição da remuneração

(i) Descrição dos elementos da remuneração e os objetivos de cada um

O valor da remuneração global anual dos administradores (membros do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária e Conselho Fiscal) é definido anualmente pela Assembleia Geral dos Acionistas da Companhia.

Na Assembleia Geral Ordinária da Companhia realizada em 23.04.2010, foi fixado o valor global da remuneração dos administradores em até R$ 18 milhões, incluindo parte fixa, variável e encargos.

Sua composição é estabelecida pelo Conselho de Administração, conforme abaixo:

Conselho de Administração

O valor anual estabelecido para cada Conselheiro é pago em 13 parcelas mensais, e eventuais parcelas variáveis podem ser consideradas no montante global aprovado pela Assembléia Geral.

Diretoria Estatutária

A remuneração dos membros da Diretoria é dividida entre parcela fixa e parcela variável, e seu valor anual é estabelecido pela Assembleia Geral dos Acionistas.

Os benefícios oferecidos pela Companhia compõem a remuneração indireta, tais como: assistência à recuperação da saúde, seguro de vida, previdência complementar, e veículo designado para cargos da alta direção.

Diretoria Não Estatutária

A Companhia não tem Diretoria não estatutária instalada.

Conselho Fiscal

O pró-labore dos membros do Conselho Fiscal é fixado pela Assembleia Geral de Acionistas da Companhia que os eleger e não poderá ser inferior, para cada membro em exercício, a 10% da média da soma atribuída aos Diretores, não computados benefícios e remuneração variável.

Comitês

A Companhia possui comitês que participem direta ou indiretamente do processo de decisório da Companhia, e não existe uma remuneração adicional para os seus membros.

(ii) Proporção de cada elemento na remuneração total

A remuneração do Conselho de Administração é cerca de 85% fixa e 15% variável. Já a remuneração do Conselho Fiscal é fixa em sua totalidade.

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

A remuneração fixa da parcela fixa da Diretoria Estatutária é estabelecida com base no mercado, e seu valor é pago em 13 parcelas mensais. A parcela variável tem seu alvo, em média, de 50% da remuneração anual dos membros da Diretoria.

(iii) Metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração

A definição dos valores das parcelas fixas é estabelecida de acordo com as práticas do mercado para cargos de natureza e responsabilidades semelhantes. Da mesma forma, a parcela variável é estabelecida considerando-se as práticas de mercado para cada cargo, e seu pagamento considera os resultados obtidos pela Companhia, tais como lucro líquido, EBITDA, cumprimento de metas específicas e negociadas previamente e aspectos gerenciais e comportamentais.

(iv) Razões que justificam a composição da remuneração

A política de remuneração para o Conselho de Administração, Diretoria Estatutária e Conselho Fiscal é baseada nas práticas de mercado, e visa atrair e reter profissionais compatíveis com as necessidades da Companhia.

c. Principais indicadores de desempenho que são levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração

No posicionamento da remuneração dos administradores em relação ao mercado, são utilizados indicadores quantitativos e qualitativos, grau de contribuição aos resultados, desempenho geral e experiência.

d. Como a remuneração é estruturada para refletir a evolução dos indicadores de desempenho

O pró-labore (remuneração fixa) e os benefícios não são alterados durante o exercício, pois são definidos para cada ano dentro dos limites aprovados pela Assembléia Geral Ordinária. A remuneração variável está diretamente relacionada aos resultados de desempenho corporativos e individuais.

e. Como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses da Companhia de curto, médio e longo prazo

O sistema de planejamento da Companhia é base para definição da remuneração variável, comprometendo os administradores com os resultados de curto, médio e longo prazo.

f. Existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos

Não se aplica à Companhia.

g. Existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário da Companhia

Não se aplica à Companhia.

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

Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31/12/2010 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	16,00	7,00	3,00	26,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	3.740.000,00	5.900.000,00	260.000,00	9.900.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	400.000,00	0,00	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	660.000,00	2.800.000,00	0,00	3.460.000,00
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	800.000,00	0,00	800.000,00
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	4.400.000,00	9.900.000,00	260.000,00	14.560.000,00

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

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	17,00	6,00	3,00	26,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	3.193.392,30	4.909.607,70	248.018,34	8.351.018,34
Benefícios direto e indireto	0,00	319.802,59	0,00	319.802,59
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	520.986,94	2.197.158,53	0,00	2.718.145,47
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	670.392,44	0,00	670.392,44
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	3.714.379,24	8.096.961,26	248.018,34	12.059.358,84

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2008 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	16,00	6,00	3,00	25,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	3.131.903,20	4.025.096,80	227.814,28	7.384.814,28
Benefícios direto e indireto	0,00	256.870,39	0,00	256.870,39
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	351.996,65	1.931.916,18	0,00	2.283.912,83
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	587.237,48	0,00	587.237,48
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	3.483.899,85	6.801.120,85	227.814,28	10.512.834,98

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2007 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	16,00	6,00	3,00	25,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	2.979.786,60	4.286.413,40	131.198,33	7.397.398,33
Benefícios direto e indireto	0,00	111.208,90	0,00	111.208,90
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	406.002,95	2.360.627,05	0,00	2.766.630,00
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	602.770,27	0,00	602.770,27
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	3.385.789,55	7.361.019,62	131.198,33	10.878.007,50

13.3 Em relação à remuneração variável dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente:[1]

Eventuais remunerações variáveis do Conselho de Administração podem ser consideradas no montante global aprovado pela Assembléia Geral. Não há remuneração variável para membros do Conselho de Fiscal. Com relação aos membros da Diretoria Estatutária, as informações são apresentadas na tabela abaixo:

Exercício Social Encerrado em 31 de dezembro de 2009

Diretoria Estatutária (Valores em R$ Mil)	2007	2008	2009
Número de membros remunerados	6	6	6
Bônus			
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	2.361	2.012	2.455
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas	2.361	2.012	2.455
Valor efetivamente reconhecido no resultado	2.361	1.932	2.197
Participação no resultado			
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas	-	-	-
Valor efetivamente reconhecido no resultado	-	-	-

Previsto para o Exercício Social de 2010

Diretoria Estatutária (Valores em R$ Mil)	Previsto para 2010
Número de membros remunerados	07
Bônus	
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	2.800
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	2.800
Participação no resultado	
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	-
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	-
Valor efetivamente reconhecido no resultado	-

[1] Para evitar a duplicidade, os valores computados como remuneração dos membros do conselho de administração devem ser descontados da remuneração dos diretores que também façam parte daquele órgão.

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:

Não se aplica à Companhia.

a. Termos e condições gerais
b. Principais objetivos do plano
c. Forma como o plano contribui para esses objetivos
d. Como o plano se insere na política de remuneração da Companhia
e. Como o plano alinha os interesses dos administradores e da Companhia a curto, médio e longo
f. Número máximo de ações abrangidas
g. Número máximo de opções a serem outorgadas
h. Condições de aquisição de ações
i. Critérios para fixação do preço de aquisição ou exercício
j. Critérios para fixação do prazo de exercício
k. Forma de liquidação
l. Restrições à transferência das ações
m. Critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano
n. Efeitos da saída do administrador dos órgãos da Companhia sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações

13.5 Quantidade de ações ou cotas direta ou indiretamente detidas, no Brasil ou no exterior, e outros valores mobiliários conversíveis em ações ou cotas, 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[1]

A Companhia não tem programa de incentivo baseado em cotas ou ações. Entretanto, sem ônus e sem vinculação com os seus resultados, os administradores da Companhia, assim os seus empregados, podem participar de programa estabelecido pelo Grupo Controlador, cujos valores não apresentam percentual significativo em relação remuneração anual.

Os membros do Conselho de Administração e da Diretoria detêm, em 31.05.2010, 305.358 ações de emissão da Tractebel Energia, conforme abaixo distribuído.

Acionista	Ações	(%)
Conselho de Administração	287.372	0,0440250
Diretoria	17.986	0,0027550
Conselho Fiscal	-	-
Total	**305.358**	**0,0467800**

[1] Para evitar a duplicidade, quando uma mesma pessoa for membro do Conselho de Administração e da diretoria, os valores mobiliários por ela detidos devem ser divulgados exclusivamente no montante de valores mobiliários detidos pelos membros do Conselho de Administração.

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[1]

Não se aplica à Companhia.

[1] Para evitar a duplicidade, os valores computados como remuneração dos membros do conselho de administração devem ser descontados da remuneração dos diretores que também façam parte daquele órgão.

13.7 Em relação às opções em aberto do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária ao final do último exercício social

Não se aplica à Companhia.

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

Não se aplica à Companhia.

13.9 Descrição sumária das informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens "13.6" a "13.8", tal como a explicação do método de precificação do valor das ações e das opções

Não se aplica à Companhia.

13.10 Planos de previdência em vigor conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários

Conselho de Administração (Valores em R$ Mil)	
Número de membros	1
nome do Plano	Plano CD
Quantidade de administradores que reúnem condições para se aposentar	1
Condições para se aposentar antecipadamente	-
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	57
Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	17
Se há possibilidade de resgate antecipado e quais as condições	Não Aplicável

Diretoria Estatutária (Valores em R$ Mil)	
Número de membros	6
nome do Plano	Plano CD
Quantidade de administradores que reúnem condições para se aposentar	4
Condições para se aposentar antecipadamente	1
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	2.252
Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	459
Se há possibilidade de resgate antecipado e quais as condições	Não Aplicável

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		
	31/12/2009	31/12/2008	31/12/2007	31/12/2009	31/12/2008	31/12/2007	31/12/2009	31/12/2008	31/12/2007
Nº de membros	6,00	6,00	6,00	17,00	16,00	16,00	3,00	3,00	3,00
Valor da maior remuneração(Reais)	2.071.537,74	1.665.426,45	1.243.589,00	940.929,46	796.111,15	810.795,40	82.204,20	76.115,00	49.898,15
Valor da menor remuneração(Reais)	486.911,30	328.744,00	318.800,00	80.178,93	74.239,75	68.900,00	82.204,20	76.115,00	49.898,15
Valor médio da remuneração(Reais)	891.229,37	800.159,94	653.286,50	175.473,64	164.253,40	162.883,05	82.204,20	76.115,00	49.898,15

Observação

Diretoria Estatutária	
31/12/2009	Valores referentes a remuneração anual e não incluem encargos sociais.
31/12/2008	Valores referentes a remuneração anual e não incluem encargos sociais.
31/12/2007	Valores referentes a remuneração anual e não incluem encargos sociais.

Conselho de Administração	
31/12/2009	Valores referentes a remuneração anual e não incluem encargos sociais.
31/12/2008	Valores referentes a remuneração anual e não incluem encargos sociais.
31/12/2007	Valores referentes a remuneração anual e não incluem encargos sociais.

Conselho Fiscal	
31/12/2009	Valores referentes a remuneração anual e não incluem encargos sociais.
31/12/2008	Valores referentes a remuneração anual e não incluem encargos sociais.
31/12/2007	Valores referentes a remuneração anual e não incluem encargos sociais.

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 estruturem mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria e quais as consequências financeiras para a Companhia

A Companhia não tem arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturem mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria.

13.13 Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, indicar o 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

A remuneração total dos membros do Conselho de Administração que têm contratos de trabalho vinculados aos controladores diretos e indiretos da Companhia correspondem a 73%, 64% e 63% nos anos de 2009, 2008 e 2007, respectivamente. Na Diretoria Executiva e no Conselho Fiscal não há membros que possam ser considerados como partes relacionadas aos controladores da Companhia

13.14 Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, indicar os 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 houve pagamento de remuneração para membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária ou do Conselho Fiscal por qualquer razão que não a função que ocupam.

13.15 Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, indicar os valores reconhecidos no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas 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.

Não há quaisquer valores reconhecidos nos resultados dos nossos controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas, a titulo de remuneração como membros do nosso Conselho de Administração, da nossa Diretoria Executiva e do nosso Conselho Fiscal.

13.16 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Não existem outras informações relevantes sobre este item "13".

14.1 Descrição dos recursos humanos da Companhia, fornecendo as seguintes informações [1]

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

Exercício social encerrado em 31.12.2009				
Localização geográfica	Atividade			Total por localização geográfica
	Operação	Manutenção	Administração	
Região Sul	334	274	316	924
Região Sudeste	-	-	9	9
Região Centro-Oeste	35	28	2	65
Região Norte	4	5	4	13
Total	**373**	**307**	**331**	**1011**

Exercício social encerrado em 31.12.2008				
Localização geográfica	Atividade			Total por localização geográfica
	Operação	Manutenção	Administração	
Região Sul	322	268	317	907
Região Sudeste	-	-	22	22
Região Centro-Oeste	23	16	13	52
Região Norte	1	-	10	11
Total	**346**	**284**	**362**	**992**

Exercício social encerrado em 31.12.2007				
Localização geográfica	Atividade			Total por localização geográfica
	Operação	Manutenção	Administração	
Região Sul	316	256	301	873
Região Sudeste	-	-	19	19
Região Centro-Oeste	19	17	4	40
Região Norte	-	-	8	8
Total	**335**	**273**	**332**	**940**

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

Exercício social encerrado em 31.12.2009			
Localização geográfica	Atividade		Total por localização geográfica
	Apoio técnico	Apoio administrativo	
Região Sul	325	306	631
Região Centro-Oeste	3	26	29
Total	**328**	**332**	**660**

[1] Quando da apresentação anual do formulário de referência, as informações devem se referir aos 3 últimos exercícios sociais. Quando da apresentação do formulário de referência por conta do pedido de registro de distribuição pública de valores mobiliários, as informações devem se referir aos 3 últimos exercícios sociais e ao exercício social corrente.

14.1 - Descrição dos recursos humanos

Exercício social encerrado em 31.12.2008			
Localização geográfica	Atividade		Total por localização geográfica
	Apoio técnico	Apoio administrativo	
Região Sul	368	276	644
Região Centro-Oeste	-	28	28
Total	**368**	**304**	**672**

Exercício social encerrado em 31.12.2007			
Localização geográfica	Atividade		Total por localização geográfica
	Apoio técnico	Apoio administrativo	
Região Sul	342	310	652
Região Centro-Oeste	-	4	4
Total	**342**	**314**	**656**

c. índice de rotatividade

O índice de rotatividade foi de 3,73% em 2007, 3,95% em 2008 e 3,41% em 2009.

d. exposição da Companhia a passivos e contingências trabalhistas

Na esfera judicial, em 31.12.2009, a Companhia possuía 249 ações trabalhistas em andamento, das quais 46 ações estavam em fase inicial e ainda não haviam sido julgadas em primeira instância, 110 ações estavam em fase recursal, 61 ações já estavam em fase de execução, sendo a decisão de condenação da Companhia definitiva, e 32 ações pendiam de arquivamento ou encontravam-se suspensas.

Do total de ações, 164 eram ações movidas por ex-empregados; 2 por sindicato; e 83 por empregados de empresas terceirizadas. Os principais pedidos formulados nas ações individuais referem-se, substancialmente, a: reconhecimento de vínculo empregatício, FGTS, reflexos das verbas trabalhistas no plano de previdência complementar com o conseqüente reajuste de aposentadoria e responsabilidade subsidiária.

O potencial passivo trabalhista da Companhia perfazia, em 31.12.2009, R$ 41 milhões, dos quais R$ 16 milhões correspondem ao valor de risco de perda provável, R$ 9 milhões ao valor de risco de perda possível, e R$ 16 milhões correspondem ao valor de risco de perda remoto. Do valor considerado como perda provável, R$ 11 milhões encontram-se depositados judicialmente seja para garantia da condenação em execução ou efetivação de depósito recursal.

Os valores relativos as contingências trabalhistas da Companhia estão informados no quadro a seguir:

	Exercício social encerrado em		
Valores em R$ milhões	**31.12.2009**	**31.12.2008**	**31.12.2007**
Risco provável	16	21	20
Risco possível	9	12	12
Risco remoto	16	12	12
Total	**41**	**45**	**44**
Número de processos em andamento	**249**	**297**	**379**

As principais contingências trabalhistas da Companhia estão descritas no item “4.3”.

14.2 Comentários sobre qualquer alteração relevante ocorrida com relação aos números divulgados no item "14.1" acima

Não houve qualquer alteração relevante ocorrida com relação aos números divulgados no item anterior.

14.3 Descrição das políticas de remuneração dos empregados da Companhia

a. Política de salários e remuneração variável

Política de remuneração:
A política de remuneração da Companhia é a de manter um sistema de remuneração alinhado às praticas de mercado, que atenda os interesses da Companhia e de seus empregados. Desta forma, deve considerar que:

- o valor pago a cada empregado, por seu trabalho na Companhia, deve ser compatível com o valor deste trabalho no mercado;
- a remuneração deve refletir as responsabilidades de cada empregado, o grau de desempenho e os resultados alcançados, individualmente e em equipe.

Sistema de remuneração variável:
Em complemento ao pagamento de salário fixo, a Companhia mantém um sistema de remuneração variável, de periodicidade anual, que consistem em dois programas:

- Programa de Participação nos Lucros ou Resultados (PLR): aplicável a todos os empregados da Companhia, atrelado aos resultados auferidos;

- Programa de Bônus Gerencial (PBG): aplicável a todos os empregados enquadrados na carreira gerencial, atrelados aos resultados das suas áreas e desempenho individual.

b. Política de benefícios

Visando a atração, retenção e motivação de profissionais alinhados com os valores da Companhia, oferecemos benefícios com base na legislação vigente, buscando equilibrar as tendências de mercado e as aspirações dos empregados.

Neste sentido, todos os empregados da Tractebel Energia S.A. têm acesso em iguais condições a:

- Auxilio à recuperação da saúde (assistência médica, odontológica, farmacêutica, psicológica, fonoaudiológica e nutricional);
- Auxilio alimentação;
- Auxilio no atendimento aos portadores de necessidades especiais;
- Seguro de vida em grupo com cobertura para incapacidade e invalidez; e
- Previdência privada.

c. Características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não-administradores

A Companhia não tem programa de incentivo baseado em cotas ou ações. Entretanto, sem ônus e sem vinculação com os seus resultados, os empregados da Companhia, podem participar de programa estabelecido pelo Grupo Controlador GDF SUEZ.

14.4 Descrição das relações entre a Companhia e sindicatos

A Tractebel Energia *"segue as normas da Organização Internacional do Trabalho (OIT)"*, quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos (as) trabalhadores (as).

•**Lei nº 10.101** - Dispõe sobre a participação dos trabalhadores nos lucros ou resultados da Empresa e dá outras providências.
Comprovação: - através dos Acordos Coletivos negociados com as Entidades Sindicais representativas dos empregados.

•**Convenção OIT nº 87 -** Essa Convenção dispõe sobre a Liberdade Sindical e à Proteção do Direito de Sindicalização.
Comprovação: - através dos Acordos Coletivos negociados com as Entidades Sindicais representativas dos empregados, - através dos descontos, via folha de pagamento, das mensalidades sindicais.

•**Convenção OIT nº 98 -** Essa Convenção dispõe sobre a Aplicação dos Princípios de Organização e de Negociação Coletiva.
Comprovação: - através dos Acordos Coletivos negociados com as Entidades Sindicais representativas dos empregados. - através dos descontos, via folha de pagamento, das mensalidades sindicais.

A Empresa mantém relações com os seguintes sindicatos:

INTERSUL
- Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica de Florianópolis (SINERGIA-FPOLIS);
- Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica do Sul de Santa Catarina (SINTRESC);
- Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica de Lages (STIEEL);
- Sindicato dos Assalariados Ativos, Aposentados e Pensionistas nas Empresas Geradoras, ou Distribuidoras, ou Transmissoras, ou Afins, de Energia Elétrica no Estado do Rio Grande do Sul e Assistidos por Fundações de Seguridade Privada originadas no Setor Elétrico (SENERGISUL);
- Sindicato dos Empregados em Concessionárias dos Serviços de Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização de Energia Elétrica de Fontes Hídricas, Térmicas e Alternativas de Curitiba (SINDENEL);
- Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias e Comércio de Energia no Estado do Mato Grosso do Sul (SINERGIA-MS); e
- Federação Nacional dos Urbanitários (FNU).

INTERSINDICAL
- Federação Nacional dos Engenheiros (FNE) - (abrange o SENGE-Sindicato dos Engenheiros);
- Federação Nacional dos Técnicos Industriais (FENTEC) - (abrange o SINTEC-Sindicato dos Técnicos Industriais);
- Sindicato dos Contabilistas da Grande Florianópolis (SINCOPOLIS);
- Sindicato dos Economistas do Estado de Santa Catarina (SINDECON-SC); e
- Sindicato dos Administradores do Estado de Santa Catarina (SAESC).

SINSESC
- Sindicato dos Profissionais de Secretariado no Estado de Santa Catarina (SINSESC).

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 %**			
ENGIE Brasil Participações Ltda.					
01.370.013/0001-15	Brasileira-RJ	Não	Sim	21/09/2006	
448.512.633	68,710000%	0	0,000000%	448.512.633	68,710000%
Banco Clássico S.A.					
31.597.552/0001-52	Brasileira-RJ	Não	Não	11/08/2005	
65.268.744	10,000000%	0	0,000000%	65.268.744	10,000000%
OUTROS					
138.960.815	21,290000%	0	0,000000%	138.960.815	21,290000%
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:					
0	0,000000%	0	0,000000%	0	0,000000%
TOTAL					
652.742.192	100,000000%	0	0,000000%	652.742.192	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**
Banco Clássico S.A.				**31.597.552/0001-52**	
José João Abdala Filho					
245.730.788-00	Brasileira	Não	Não		
745.685.582	99,990000	0	0,000000	745.685.582	99,990000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
1.019	0,010000	0	0,000000	1.019	0,010000

TOTAL					
745.686.601	100,000000	0	0,000000	745.686.601	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**
ENGIE Brasil Participações Ltda.				**01.370.013/0001-15**	
OUTROS					
1	0,010000	0	0,000000	1	0,010000
SUEZ-Tractebel S.A.					
	Belga	Não	Sim	30/12/2008	
668.322.228	99,990000	0	0,000000	668.322.228	99,990000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
668.322.229	100,000000	0	0,000000	668.322.229	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**
SUEZ-Tractebel S.A.					
International Power (Zebra) Ltd.					
	Reino Unido	Não	Sim	03/03/2011	
159.290.415	99,990000	0	0,000000	159.290.415	99,990000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
1	0,010000	0	0,000000	1	0,010000
TOTAL					
159.290.416	100,000000	0	0,000000	159.290.416	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**
International Power (Zebra) Ltd.					
International Power Plc					
	Reino Unido	Não	Sim	03/03/2011	
5.000.000.000	100,000000	0	0,000000	5.000.000.000	100,000000

Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
5.000.000.000	100,000000	0	0,000000	5.000.000.000	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**
International Power Plc					
Electrabel S.A.					
	Belga	Não	Sim	03/03/2011	
3.554.347.942	69,800000	0	0,000000	3.554.347.942	69,800000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
1.537.913.715	30,200000	0	0,000000	1.537.913.715	30,200000
TOTAL					
5.092.261.657	100,000000	0	0,000000	5.092.261.657	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**
Electrabel S.A.					
GDF SUEZ S.A.					
	Francesa	Não	Não	21/12/2010	
120.655.366	99,130000	0	0,000000	120.655.366	99,130000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
1.059.769	0,870000	0	0,000000	1.059.769	0,870000
TOTAL					
121.715.135	100,000000	0	0,000000	121.715.135	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**
GDF SUEZ S.A.					
Groupe Bruxelles Lambert (GBL)					
	Belga	Não	Não	31/12/2010	
117.183.738	5,210000	0	0,000000	117.183.738	5,210000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
1.321.953.889	58,740000	0	0,000000	1.321.953.889	58,740000
República da França					
	Francesa	Não	Não	31/12/2010	
811.158.130	36,050000	0	0,000000	811.158.130	36,050000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
2.250.295.757	100,000000	0	0,000000	2.250.295.757	100,000000

15.3 - Distribuição de capital

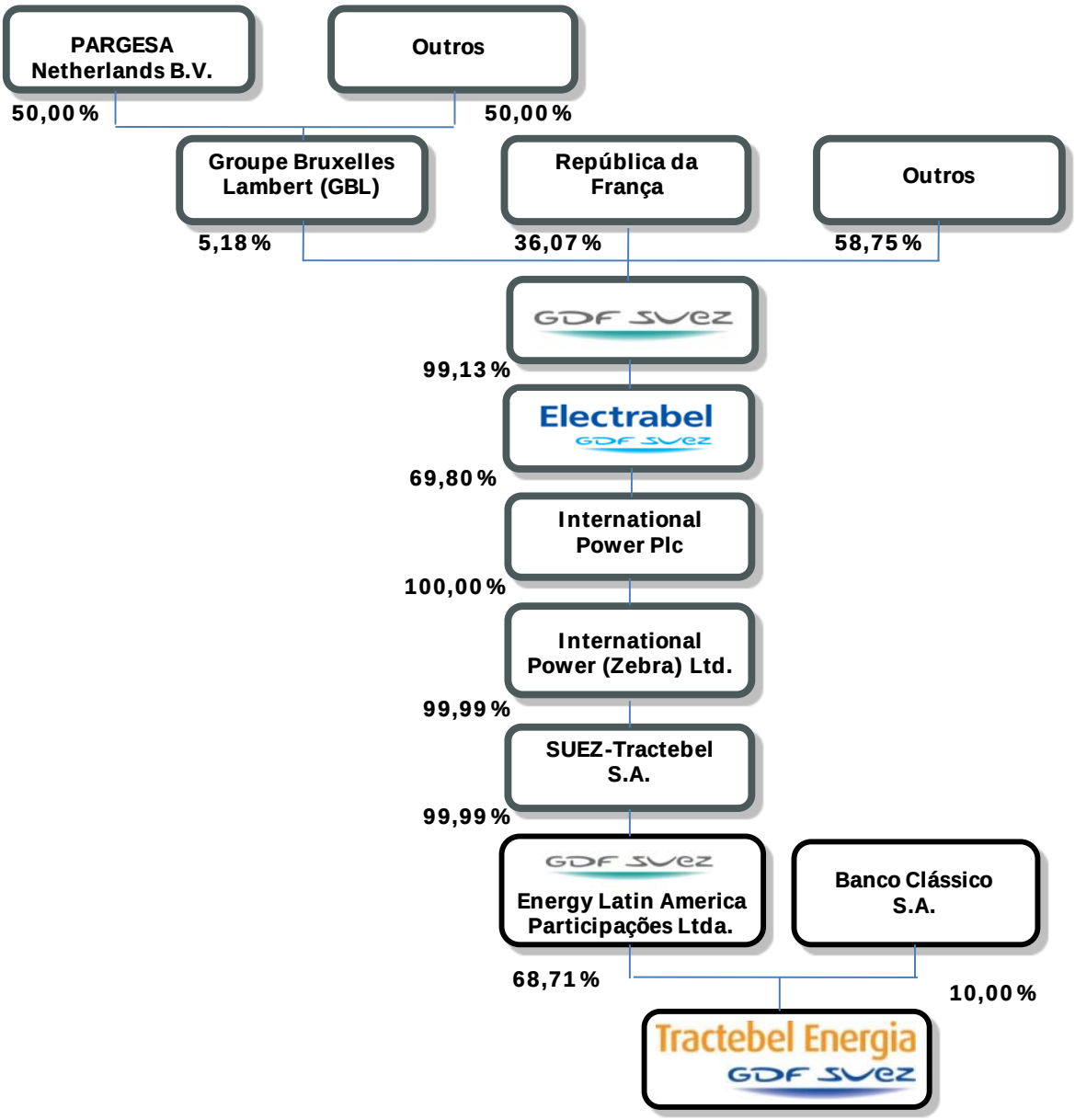
Data da última assembleia / Data da última alteração	04/02/2011
Quantidade acionistas pessoa física (Unidades)	4.984
Quantidade acionistas pessoa jurídica (Unidades)	1.086
Quantidade investidores institucionais (Unidades)	913

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)	204.090.924	31,270000%
Quantidade preferenciais (Unidades)	0	0,000000%
Total	204.090.924	31,270000%

15.4 Organograma dos acionistas da Companhia identificando controladores diretos e indiretos bem como acionistas com participação igual ou superior a 5% de ações (apresentação facultativa)



15.5 Acordos de Acionistas

Não há Acordo de Acionistas da Companhia arquivado em sua sede ou do qual o seu controlador seja parte com relação à Companhia.

a) Partes
b) Data de celebração
c) Prazo de Vigência
d) Descrição das cláusulas relativas ao exercício do direito de voto e do poder de controle
e) Descrição das cláusulas relativas à indicação de administradores
f) Descrição das cláusulas relativas à transferência de ações e à preferência para adquiri-las
g) Descrição das cláusulas que restrinjam ou vinculem o direito de voto de membros do conselho de administração

15.6 Alterações Relevantes nas Participações dos Membros do Grupo de Controle e Administradores da Companhia [1]

Não houve, nos últimos três exercícios sociais, alteração nas participações dos membros do grupo de controle, que tenham representado 5% ou mais do capital social da companhia.

[1] Quando da apresentação anual do formulário de referência, as informações devem se referir aos 3 últimos exercícios sociais. Quando da apresentação do formulário de referência por conta do pedido de registro de distribuição pública de valores mobiliários, as informações devem se referir aos 3 últimos exercícios sociais e ao exercício social corrente.

15.7 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Não existem outras informações relevantes sobre este item “15”.

16.1 Regras, Políticas e Práticas para Transações com Partes Relacionadas

A Companhia possui contratos celebrados com suas controladas e com sua controladora indireta, a Suez-Tractebel S.A., conforme a seguir especificados.

A contratação das operações descritas abaixo foi aprovada pelos órgãos da administração da Companhia e da Controlada ou da Suez-Tractebel, conforme o caso, em observância aos limites de competência definidos no Estatuto Social da Companhia e em seus procedimentos internos para contratação de tais operações, bem como no Estatuto ou Contrato Social de suas Controladas ou da Suez-Tractebel, conforme o caso, e em seus procedimentos internos para contratação de tais operações.

Considerando que a Companhia atua no setor elétrico, os negócios jurídicos realizados entre agentes concessionários, permissionários e autorizados e partes a eles relacionadas devem ser submetidos à anuência prévia da Aneel, sendo que o descumprimento dessa exigência pode ensejar a aplicação de penalidades.

Os termos e condições das operações com partes relacionadas, incluindo, mas não se limitando a valores, taxas e prazos, são compatíveis com os parâmetros usuais de mercado considerando as características e peculiaridades de cada uma dessas operações.

Comitê Especial Independente para Avaliação de Transações com Partes Relacionadas

A Companhia e sua controladora GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda. (GSELA) promoveram em 01.10.2010 uma apresentação aos acionistas e mercado em geral denominado "Business Day" onde foram anunciadas alterações na prática de governança a serem aplicadas a transações envolvendo partes relacionadas, especialmente, as aquisições de empresas da sua controladora direta GSELA e indireta GDF SUEZ. A principal novidade na governança foi a criação de um Comitê denominado "Comitê Especial Independente para Avaliação de Transações com Partes Relacionadas", o qual terá as principais atribuições e características:

- será nomeado pelo Conselho de Administração e composto por 3 à 5 membros, escolhidos entre membros independentes do Conselho de Administração e executivos da Tractebel Energia, tendo por maioria membros independentes do Conselho. A independência dos membros será caracterizada conforme definição do Novo Mercado;
- será responsável pela negociação das transações com a GDF SUEZ e a apresentação de recomendações ao Conselho de Administração da Tractebel Energia;
- avaliará a criação de valor do projeto durante as negociações, garantindo que a Tractebel Energia retenha ao menos 50% do valor agregado ao projeto. Além disso, a GDF SUEZ se compromete em limitar o montante recebido acima de suas contribuições de *equity*, ajustados por CDI, em no máximo 12% do CAPEX total;
- será autorizado a contratar advogados, assessores financeiros, consultores técnicos e outros assessores para apoio nas negociações;

O regulamento do Comitê Especial Independente para Avaliação de Transações com Partes Relacionadas está arquivado no site da Companhia (www.tractebelenergia.com.br) da Comissão de Valores Mobiliários (www.cvm.gov.br) e da BM&F Bovespa (www.bmfbovespa.com.br).

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 divida	Taxa de juros cobrados
Itá Energética S.A.	15/01/2001	238.865.651,64	Em 2009: R$ 503.967.886,79; Em 2008: R$ 576.112.110,33; Em 2007: R$ 551.770.168,06.	100%	30 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia entre Tractebel Energia e Itá Energética S.A. (61 MW)						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Falência/concordata; inadimplemento de obrigações não sanadas; falta de pagamento; se a Tractebel Energia deixar de ser acionista da Itasa.						
Natureza e razão para a operação							
Itá Energética S.A.	15/01/2001	2.218.873.795,03	Em 2009: R$ 2.265.464.839,61; Em 2008: R$ 2.195.531.072,42; Em 2007: R$ 2.118.785.763,50.	100%	30 anos.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia entre Tractebel Energia e Itá Energética S.A. (167 MW)						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Falência/concordata; inadimplemento de obrigações não sanadas; falta de pagamento; se a Tractebel Energia deixar de ser acionista da ITASA.						
Natureza e razão para a operação							
Itá Energética S.A.	11/09/1998	186.140.053,09	Em 2009: R$ 209.786.083,84; Em 2008: R$ 206.654.073,72; Em 2007: R$ 197.894.258,80.	100%	Até 16.10.2030.	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 divida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Contrato de Prestação de Serviços de Operação e Manutenção da UHE Itá.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Falência/concordata; inadimplemento de obrigações não sanadas; falta de pagamento; se a Tractebel Energia deixar de ser acionista da ITASA.						
Natureza e razão para a operação							
Lages Bioenergética Ltda.	15/03/2004	59.217.600,00	Em 2009: R$ 34.548.319,80; Em 2008: R$ 37.351.008,72; Em 2007: R$ 57.934.013,40.	100%	Até 31.03.2017	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada.						
Objeto contrato	Contrato de compra e venda de energia elétrica de até 26 MW médios mensais de energia.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Falência/concordata; inadimplemento de obrigações; falta de pagamento; alteração na legislação que impossibilite o cumprimento do contrato por qualquer uma das partes; manifestação da vendedora com antecedência mínima de 90 dias.						
Natureza e razão para a operação							
Lages Bioenergética Ltda.	01/04/2004	10.185.000,00	Em 2009: R$ 3.962.799,44; Em 2008: R$ 5.212.679,76; Em 2007: R$ 6.326.293,48.	100%	Até 31.03.2012.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Contrato de operação e manutenção da usina.						
Garantia e seguros	Proprietária deverá incluir a Operadora como co-segurada em sua apólice de Riscos Operacionais (Danos Materiais).						
Rescisão ou extinção	Falência/concordata; inadimplemento de obrigações; falta de pagamento; desapropriação ou aquisição compulsória das Instalações da Unidade de Co-geração.						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
Tractebel Energia Comercializadora Ltda.	21/11/2005	541.383.330,00	Em 2009: R$ 518.404.320,00; Em 2008: R$ 638.720.640,00; Em 2007: R$ 571.536.000,00.	100%	Até 01.03.2015.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Contrato de Compra e Venda de Energia - 150 MW médios mensais.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Em caso de rescisão de todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado firmados pela Compradora em decorrência do 2º Leilão de Energia Existente.						
Natureza e razão para a operação							
Tractebel Energia Comercializadora Ltda.	21/11/2005	781.868.544,00	Em 2009: R$ 782.780.540,00.	100%	Até 31.12.2016.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada.						
Objeto contrato	Contrato de Compra e Venda de Energia - 190 MW médios mensais.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Em caso de rescisão de todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado firmados pela Compradora em decorrência do 4º Leilão de Energia Existente.						
Natureza e razão para a operação							
SUEZ-Tractebel S.A.	17/04/2007	12.429.180,00	Em 2009: R$ 1.900.947,76; Em 2008: R$ 7.293.692,18; Em 2007: R$ 9.762.411,52.	100%	36 meses, renovado anualmente.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora indireta.						
Objeto contrato	Prestação de serviços de consultoria.						
Garantia e seguros	Não há.						

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 divida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	Inadimplemento de obrigações contratadas; cancelamento por não aprovação na Assembléia de Acionistas Minoritários convocada anualmente para a renovação do contrato.						
Natureza e razão para a operação							
SUEZ-Tractebel S.A.	23/04/2010	10.607.400,00	n.a.	100%	36 meses, renovado anualmente.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora indireta.						
Objeto contrato	Prestação de serviços de consultoria.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Inadimplemento de obrigações contratadas; cancelamento por não aprovação na Assembléia de Acionistas Minoritários convocada anualmente para a renovação do contrato.						
Natureza e razão para a operação							
Companhia Energética São Salvador	02/08/2004	192.000,00	Valor anual do contrato: R$ 192.000,00.	100%	Prazo indeterminado.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Prestação dos serviços de gerenciamento, planejamento, controle e administração econômica, contábil, fiscal, jurídica e financeira.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Mediante comunicação escrita à outra Parte com antecedência de 30 (trinta) dias, e nos casos previstos em lei.						
Natureza e razão para a operação							
Companhia Energética São Salvador	04/03/2002	47.906.815,40	Em 2009: R$ 51.305.000,00; Em 2008: R$ 55.025.000,00; Em 2007: R$ 58.745.000,00.	100%	Até 15.10.2023	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Contrato de Operação e Manutenção da Usina Hidrelétrica São Salvador.						
Garantia e seguros	Proprietária deverá incluir a Operadora como co-segurada em sua apólice de Riscos Operacionais (Danos Materiais).						

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 divida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	Falência/concordata; inadimplemento de obrigações; falta de pagamento; revogação ou término do contrato de concessão pela Aneel.						
Natureza e razão para a operação							
Controladas da Tractebel Energias Complementares Participações Ltda.	01/06/2009	667.854,60	Valor anual do contrato: R$ 667.854,60.	100%	Prazo indeterminado.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Prestação dos serviços de gerenciamento, planejamento, controle e administração econômica, contábil, fiscal, jurídica e financeira.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Mediante comunicação escrita à outra Parte com antecedência de 30 (trinta) dias, e nos casos previstos em lei.						
Natureza e razão para a operação							
GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda. (GSELA)	21/12/2009	604.389.783,26	Em 2009: R$ 604.389.783,26.	100%	Até 31.07.2010.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladora direta.						
Objeto contrato	Aquisição da SUEZ Energia Renovável S.A.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	n.a.						
Natureza e razão para a operação							
Ponte de Pedra Energética S.A.	01/06/2009	192.000,00	Valor anual do contrato: R$ 192.000,00.	100%	Prazo indeterminado.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada indireta.						
Objeto contrato	Prestação dos serviços de gerenciamento, planejamento, controle e administração econômica, contábil, fiscal, jurídica e financeira.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Mediante comunicação escrita à outra Parte com antecedência de 30 (trinta) dias, e nos casos previstos em lei.						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
Lages Bioenergética Ltda.	01/06/2009	180.000,00	Valor anual do contrato: R$ 180.000,00.	100%	Prazo indeterminado.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada.						
Objeto contrato	Prestação dos serviços de gerenciamento, planejamento, controle e administração econômica, contábil, fiscal, jurídica e financeira.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Mediante comunicação escrita à outra Parte com antecedência de 30 (trinta) dias, e nos casos previstos em lei.						
Natureza e razão para a operação							
Tractebel Energia Comercializadora Ltda.	01/06/2009	360.000,00	Valor anual do contrato: R$ 360.000,00.	100%	Prazo indeterminado.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada.						
Objeto contrato	Prestação dos serviços de gerenciamento, planejamento, controle e administração econômica, contábil, fiscal, jurídica e financeira.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Mediante comunicação escrita à outra Parte com antecedência de 30 (trinta) dias, e nos casos previstos em lei.						
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 Medidas para Tratar de Conflito de Interesses

A conduta dos negócios da Tractebel Energia segue as melhores práticas de governança corporativa e aquelas recomendadas pela legislação e/ou regulamentação. A Companhia tem como compromisso que as suas relações comerciais sejam transparentes e equilibradas, certificando-se sobre tudo que as informações sejam autênticas. Quando as entidades do Grupo GDF SUEZ estabelecem relações comerciais entre si, estas aplicam a mesma imparcialidade que é promovida para os clientes e fornecedores.

Os procedimentos necessários para a tomada de decisão no tocante as operações com partes relacionadas obedece às determinações estabelecidas no Estatuto Social da Companhia e as deliberações são adotadas pelos de órgãos de gestão pertinentes. Em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações, qualquer acionista ou membro do Conselho de Administração está expressamente impedido de votar em assunto em que tenha interesse conflitante com o da Companhia ou que possa beneficiá-lo de modo particular.

As operações praticadas pela Companhia com partes relacionadas são suportadas por avaliações prévias de seus termos e condições e, principalmente, do estrito interesse da Companhia em sua execução.

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 Autorizado**				
14/04/2009	5.000.000.000,00		0	0	0
Tipo de capital	**Capital Emitido**				
05/07/2001	2.445.766.091,90	Não aplicável	652.742.192	0	652.742.192
Tipo de capital	**Capital Subscrito**				
05/07/2001	2.445.766.091,90	Não aplicável	652.742.192	0	652.742.192
Tipo de capital	**Capital Integralizado**				
05/07/2001	2.445.766.091,90	Não aplicável	652.742.192	0	652.742.192

17.2 - Aumentos do capital social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Nos 3 (três) últimos exercícios sociais, não houve qualquer operação de aumento de capital da Companhia.

17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2007, 2008 e 2009, não houve qualquer desdobramento, grupamento ou bonificação de ações da Companhia.

17.4 - Informações sobre reduções do capital social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Até a presente data, não houve qualquer redução no capital social da Companhia.

17.5 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Não houve na Companhia, nos 3 (três) últimos exercícios sociais, qualquer operação de:
- aumento de capital;
- desdobramento, grupamento ou bonificação de ações da Companhia; e
- qualquer redução no capital social.

18.1 - Direitos das ações

Espécie de ações ou CDA	Ordinária
Tag along	100,000000
Direito a dividendos	§ 1º - Em cada exercício será obrigatória a distribuição de um dividendo não inferior a 30% do lucro líquido, ajustado nos termos da lei, devendo a destinação do resultado integral do exercício ser submetida à deliberação da Assembleia Geral. § 2º - A Companhia levantará balanço semestral podendo, o Conselho de Administração (CA), declarar dividendos intercalares com base no mesmo. § 3º - A Cia poderá levantar balanço e distribuir dividendos intercalares em períodos menores, desde que o total dos dividendos pagos em cada semestre não exceda o montante das reservas de capital de que trata a lei das S.As. § 4º - O CA poderá declarar dividendos intermediários, à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral. § 5º - A Cia, mediante deliberação do CA, poderá creditar ou pagar aos acionistas juros remuneratórios sobre o capital próprio. Prescreve em 3 anos a ação para pleitear dividendos, os quais, não reclamados reverterão para a Cia.
Direito a voto	Pleno
Conversibilidade	Não
Direito a reembolso de capital	Sim
Descrição das características do reembolso de capital	De acordo com a Lei das S.As., o direito de recesso poderá ser exercido, dentre outros, nos seguintes casos: cisão; redução do dividendo obrigatório; mudança do objeto social da Cia; fusão ou incorporação da Cia em outra sociedade; participação da Cia em um grupo de sociedades, conforme tal expressão é definida na Lei das S.As; incorporação de ações envolvendo a Cia nos termos do artigo 252 da Lei das S.As; e aquisição pela Cia do controle de qualquer sociedade, caso o preço de aquisição ultrapasse os limites estabelecidos na Lei das S.As. De acordo com a Lei das S.As., as ações da Cia podem ser resgatadas mediante determinação dos acionistas em assembleia geral extraordinária que representem, no mínimo, 50% do capital social da Cia. No caso de liquidação da Companhia, os acionistas receberão os pagamentos relativos a reembolso do capital, na proporção de suas participações no capital social, após o pagamento de todas as obrigações da Companhia.
Restrição a circulação	Não
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, nem o nosso Estatuto Social nem tampouco as deliberações adotadas pelos acionistas da Companhia em assembleias gerais, podem privar os acionistas dos seguintes direitos: • direito a participar na distribuição dos lucros; • direito a participar, na proporção da sua participação no capital social, na distribuição de quaisquer ativos remanescentes na hipótese de liquidação da Companhia; • direito de preferência na subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição, exceto em determinadas circunstâncias previstas na Lei das Sociedades por Ações; • direito de fiscalizar, na forma prevista na Lei das Sociedades por Ações, a gestão dos negócios sociais; e • direito de retirar-se da Companhia nos casos previstos na Lei das Sociedades por Ações.
Outras características relevantes	Não existem outras características relevantes relativas aos valores mobiliários de emissão da Companhia.

18.2 Regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública

Não há no estatuto da Companhia qualquer limite ao direito de voto de acionistas. Já as regras estatutárias quanto à realização de oferta pública estão previstas nos artigo 32 a 34, acima transcritas na alínea "e" do item 18.1 deste formulário, todas decorrentes do ingresso da Companhia no Novo Mercado da BM&FBovespa.

18.3 Descrição das 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 **31/12/2009**

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação
31/03/2009	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	764.120.400	18,71	16,34	R$ por Unidade
30/06/2009	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	978.664.990	18,10	16,40	R$ por Unidade
30/09/2009	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	716.529.560	21,75	18,05	R$ por Unidade
31/12/2009	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	900.867.253	22,65	20,61	R$ por Unidade

Exercício social **31/12/2008**

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação
31/03/2008	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	764.465.035	20,06	16,37	R$ por Unidade
30/06/2008	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	965.794.080	22,95	18,53	R$ por Unidade
30/09/2008	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.006.764.271	22,23	16,13	R$ por Unidade
31/12/2008	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	896.356.340	20,02	13,63	R$ por Unidade

Exercício social **31/12/2007**

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação
31/03/2007	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	523.207.231	15,51	13,62	R$ por Unidade
30/06/2007	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	545.517.061	19,20	14,78	R$ por Unidade
30/09/2007	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	760.215.734	21,34	14,95	R$ por Unidade
31/12/2007	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	941.332.235	22,74	17,61	R$ por Unidade

18.6 Indicação dos mercados brasileiros nos quais valores mobiliários da Companhia são admitidos à negociação

As ações da Companhia são negociadas na BM&FBovespa - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros, sob o código "TBLE3".

18.7 Valores Mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros

Em 01.06.1998, ocorreu a admissão e início de listagem no Nível I de A*merican Depositary Receipts* (ADR), para negociação no mercado de balcão norte-americano de títulos – OTC lastreados em ações ordinárias e preferenciais de emissão da Companhia. A entidade administradora do mercado no qual os valores mobiliários são admitidos à negociação é a Pink OTC Markets.

Para esse fim, o Itaú Unibanco S.A. é a instituição custodiante e o The Bank of New York Mellon é a instituição depositária nos Estados Unidos.

À época da listagem, cada *depositary share* ordinária representava 5 ações ordinárias e cada *depositary share* preferencial representava 5 ações preferenciais da Companhia.

Com a aprovação, em 17.08.2005, da conversão da totalidade das ações preferenciais de emissão da Companhia em ações ordinárias, as *depositary shares* preferenciais foram extintas, permanecendo, assim, somente as *depositary shares* ordinárias.

Em 08.10.2008, a Companhia promoveu a alteração da paridade entre as *depositary shares* e ações ordinárias, que passou a ser de um ADR para cada ação ordinária.

Em 2009, a proporção entre o volume negociado de *depositary receipts* em relação às ações ordinárias foi de 1,56%.

18.8 Descrição das ofertas públicas de distribuição efetuadas pela Companhia ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários da Companhia

Todas as ofertas públicas, realizadas entres os anos de 2007 a 2009, relativas a valores mobiliários da Companhia estão descritas no item "18.5" anteriormente comentado.

18.9 Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pela Companhia relativas a ações de emissão de terceiro

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2007, 2008 e 2009, a Companhia não realizou ofertas públicas de aquisição relativas a ações de emissão de terceiro.

18.10 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Principais características das debêntures

1 ª EMISSÃO

a. Identificação: Primeira Emissão de Debêntures
b. Quantidade: 20.000, sendo 14.000 Debêntures da 1ª Série e 6.000 Debêntures da 2ª Série
c. Valor: R$ 200 milhões
d. Data de emissão: 02.05.2005
e. Restrições à circulação: Não há restrição
f. Conversibilidade em ações ou conferência de direito de subscrever ou comprar ações da Cia: Não
g. Possibilidade de Resgate: Não
h. (i) Vencimento: (i) 1ª Série em 02.05.2011 e (ii) 2ª Série em 02.052010.
Hipóteses de Vencimento Antecipado:

- pedido de auto-falência ou de falência não elidido no prazo legal, decretação de falência, pedido de concordata preventiva, pedido de recuperação judicial ou extrajudicial, ou qualquer procedimento análogo que venha a ser criado por lei, da Emissora;
- falta de pagamento, pela Emissora, da Remuneração e/ou de quaisquer outros valores devidos aos titulares de Debêntures nas respectivas datas de vencimento, não sanada em 2 (dois) dias corridos contados da respectiva data de vencimento;
- liquidação, dissolução ou extinção da Emissora;
- inadimplemento de qualquer obrigação pecuniária prevista nesta Escritura de Emissão, que não as descritas no item (b) acima, não sanada no prazo de 10 (dez) dias corridos contados do aviso por escrito que lhe for enviado pelo Agente Fiduciário;
- não cumprimento, pela Emissora, de qualquer obrigação não pecuniária prevista nesta Escritura de Emissão, não sanada no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do aviso por escrito que lhe for enviado pelo Agente Fiduciário;
- protesto de títulos no valor unitário ou agregado, de, no mínimo, R$ 40 milhões, por cujo pagamento a Emissora seja responsável, ainda que na condição de garantidora, não sanado no prazo de 5 (cinco) dias corridos;
- vencimento antecipado de qualquer dívida da Emissora decorrente de inadimplemento contratual, no montante individual ou agregado, de, no mínimo, R$ 40 milhões;
- cisão, fusão ou ainda, incorporação da Emissora por outra companhia, salvo se, nos termos do artigo 231 da Lei das Sociedade por Ações, (a) tal alteração societária for aprovada por titulares de Debêntures representando a maioria das Debêntures em circulação ou (b) se for garantido o direito de resgate aos titulares de Debêntures que não concordarem com referida cisão, fusão ou incorporação;
- caso o controle acionário da Emissora, de forma direta e/ou indireta, deixe de ser da GDF SUEZ S.A., sociedade anônima, organizada e existente de acordo com as Leis da França, com sede em Paris, França;
- no caso de alienação, inoperância ou paralisação prolongada ou qualquer outra forma de disposição, pela Emissora, de ativos permanentes que representem, de forma individual ou agregada, 25% (vinte e cinco por cento) da capacidade de geração de energia elétrica da Emissora, tomando-se por base a capacidade instalada da Emissora na Data de Emissão e que comprovadamente afete a capacidade econômico-financeira da Emissora;

18.10 - Outras informações relevantes

- intervenção ou perda da concessão/autorização da Emissora, conforme o caso, para explorar atividades relacionadas à geração de energia;
- redução do capital social da Emissora, exceto se previamente autorizado pelos titulares de Debêntures em Assembléia Geral de Debenturistas, nos termos do parágrafo terceiro do artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações e do item 7.5. desta Escritura de Emissão;
- pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social da Emissora, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, se a Emissora estiver em mora com as suas obrigações pecuniárias referidas nesta Escritura de Emissão; e
- não observância, pela Emissora, enquanto houver Debêntures em circulação, dos seguintes índices e limites financeiros ("Índices e Limites Financeiros"): (i) na data de cada balanço trimestral da Emissora, a relação entre o somatório do EBITDA consolidado dos últimos 4 (quatro) trimestres da Emissora e o somatório das Despesas Financeiras Consolidadas no mesmo período não poderá ser inferior a 2,0; e (ii) na data de cada balanço trimestral, a relação entre a Dívida Consolidada e o somatório do EBITDA consolidado dos últimos 4 (quatro) trimestres da Emissora não poderá ser superior a 2,5.

(ii) Juros: (i) Debêntures da 1ª Série serão atualizadas pelo IGP-M e farão jus a uma remuneração que contemplará juros remuneratórios apurados mediante a aplicação de uma taxa percentual fixa de 9,29% ao ano, a
partir da Data de Emissão, incidente sobre o Valor Nominal Unitário das Debêntures da 1ª Série atualizado pelo IGP-M e (ii) As Debêntures da 2ª Série farão jus a uma remuneração equivalente à acumulação de 103,90% da Taxa DI

(iii) Garantia: Não há

(iv) Crédito quirografário ou subordinado: Quirografário

(v) Restrições: Não há

(vi) Agente fiduciário: Planner Corretora de Valores S.A.

i. Condições para a alteração dos direitos assegurados: Não há

j. Outras características relevantes: Não existem outras características relevantes.

2 ª EMISSÃO

a. Identificação: Segunda Emissão de Debêntures

b. Quantidade: 35.000

c. Valor: R$ 350 milhões

d. Data de emissão: 15.05.2007

e. Restrições à circulação: Não há restrição

f. Conversibilidade em ações ou conferência de direito de subscrever ou comprar ações da Cia: Não

g. Possibilidade de Resgate: Não

h. (i) Vencimento: As Debêntures vencem em 15.05.2014.

Hipóteses de Vencimento Antecipado:

- pedido de auto-falência ou de falência não elidido no prazo legal, decretação de falência, pedido de recuperação judicial ou extrajudicial, ou qualquer procedimento análogo que venha a ser criado por lei, da Emissora;
- falta de pagamento, pela Emissora, de quaisquer valores devidos aos Debenturistas nas respectivas datas de vencimento, não sanada em 2 (dois) dias corridos contados da respectiva data de vencimento;

18.10 - Outras informações relevantes

- liquidação, dissolução ou extinção da Emissora;
- não cumprimento, pela Emissora, de qualquer obrigação não pecuniária prevista nesta Escritura de Emissão, não sanada no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do aviso por escrito que lhe for enviado pelo Agente Fiduciário;
- protesto de títulos no valor unitário ou agregado, de, no mínimo, R$ 40 milhões, por cujo pagamento a Emissora seja responsável, ainda que na condição de garantidora, não sanado no prazo de 5 (cinco) dias corridos;
- vencimento antecipado de qualquer dívida financeira da Emissora no montante individual ou agregado, de, no mínimo, R$ 40 milhões;
- inadimplemento, em sua respectiva data de vencimento ou após decorrido qualquer prazo de cura ali previsto, no pagamento de qualquer dívida da Emissora no montante individual ou agregado, de, no mínimo, R$ 40 milhões;
- cisão, fusão ou ainda, incorporação da Emissora por outra companhia, salvo se, nos termos do artigo 231 da Lei das Sociedade por Ações, (a) tal alteração societária for aprovada por Debenturistas representando a maioria das Debêntures em circulação ou (b) se for garantido o direito de resgate aos Debenturistas que não concordarem com referida cisão, fusão ou incorporação;
- caso o controle acionário da Emissora, de forma direta e/ou indireta, deixe de ser (a) da Suez Tractebel Sociètè Anonyme, sociedade anônima, organizada e existente de acordo com as Leis da França, com sede em Paris, França, ou (b) de outra sociedade que venha a sucedê-la a qualquer título no âmbito de processo de fusão ou reestruturação societária entre a Suez Tractebel Sociètè Anonyme e outras empresas atuantes no mercado de atuação da SUEZ Tractebel Sociètè Anonyme, desde que tal processo de fusão ou reestruturação societária não acarrete no rebaixamento do *rating* atribuído às Debêntures à época;
- no caso de alienação, inoperância ou paralisação prolongada ou qualquer outra forma de disposição, pela Emissora, de ativos permanentes que representem, de forma individual ou agregada, 25% (vinte e cinco por cento) da capacidade de geração de energia elétrica da Emissora, tomando-se por base a capacidade instalada da Emissora na Data de Emissão e que comprovadamente afete a capacidade econômico-financeira da Emissora;
- intervenção ou perda da concessão/autorização da Emissora, conforme o caso, para explorar atividades relacionadas à geração de energia;
- transformação da Emissora em sociedade limitada, nos termos do artigo 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações;
- redução do capital social da Emissora, exceto se previamente autorizado pelos Debenturistas em AGD, nos termos do parágrafo terceiro, do artigo 174, da Lei das Sociedades por Ações;
- pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social da Emissora, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, se a Emissora estiver em mora com as suas obrigações pecuniárias referidas nesta Escritura de Emissão;
- não observância, pela Emissora, enquanto houver Debêntures em circulação, dos seguintes índices e limites financeiros ("Índices e Limites Financeiros"): (i) na data de cada balanço trimestral da Emissora, a relação entre o somatório do EBITDA consolidado dos últimos 4 (quatro) trimestres da Emissora e o somatório das Despesas Financeiras Consolidadas no mesmo período não poderá ser inferior a 2,0; e (ii) na data de cada balanço trimestral, a relação entre a Dívida Consolidada e o somatório do EBITDA consolidado dos últimos 4 (quatro) trimestres da Emissora não poderá ser superior a 2,5.

18.10 - Outras informações relevantes

(ii) Juros: As Debêntures serão atualizadas pelo IPC-A e renderão juros remuneratórios correspondentes a 7% ao ano, incidente sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures

(iii) Garantia: Não há

(iv) Crédito quirografário ou subordinado: Quirografário

(v) Restrições: Não há

(vi) Agente fiduciário: Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.

i. Condições para a alteração dos direitos assegurados: Não há

j. Outras características relevantes: Não existem outras características relevantes.

3 ª EMISSÃO

a. Identificação: Terceira Emissão de Debêntures

b. Quantidade: 60.000

c. Valor: R$ 600 milhões

d. Data de emissão: 01.04.2009

e. Restrições à circulação: Não há restrição.

f. Conversibilidade em ações ou conferência de direito de subscrever ou comprar ações da Cia: Não

g. Possibilidade de Resgate: Não

h. (i) Vencimento: As Debêntures vencem em 01.04.2011

Hipóteses de Vencimento Antecipado:

- falta de pagamento de dívidas ou descumprimento de obrigações pecuniárias pela Emissora, sua controladora e/ou qualquer de suas controladas ou coligadas, cujo valor, individual ou em conjunto, seja superior a R$ 40 milhões, e que não seja regularizada(o) no prazo máximo de 2 (dois) dias úteis contados da data do inadimplemento ou descumprimento da obrigação;
- vencimento antecipado de qualquer dívida financeira da Emissora, sua controladora e/ou qualquer de suas controladas ou coligadas cujo valor, individual ou em conjunto, seja superior a R$ 40 milhões;
- protesto de títulos por cujo pagamento a Emissora, sua controladora e/ou qualquer de suas controladas ou coligadas seja responsável, ainda que na condição de garantidora, em valor, individual ou em conjunto, superior a R$ 40 milhões, e que não sanado no prazo de 5 (cinco) dias;
- falência, liquidação, dissolução ou extinção da Emissora, sua controladora e/ou qualquer de suas controladas ou coligadas. Para os fins do disposto nesta alínea (iv), não será considerada hipótese de vencimento antecipado das Debêntures eventual liquidação, dissolução ou extinção das seguintes controladas não-operacionais da Emissora: Lagoa Formosa Bioenergética Ltda., inscrita no CNPJ/MF sob n.º 08.925.868/0001-04; Usina Termelétrica Seival Ltda., inscrita no CNPJ/MF sob n.º 05.132.203/0001-55; Seival Participações S.A., inscrita no CNPJ/MF sob n.º 05.790.957/0001-00; Delta Energética S.A., inscrita no CNPJ/MF sob n.º 04.739.720/0001-24; Tractebel Energias Renováveis S.A., inscrita no CNPJ/MF sob n.º 09.438.017/0001-08, e Épsilon Participações Ltda., inscrita no CNPJ/MF sob n.º 09.212.980/0001-60;
- pedido de recuperação judicial ou extrajudicial ou falência formulado pela Emissora, sua controladora e/ou qualquer de suas controladas ou coligadas, ou, ainda, qualquer procedimento análogo que caracterize estado de insolvência, incluindo acordo com credores, nos termos da legislação aplicável;
- cisão, fusão ou incorporação da Emissora por outra sociedade, salvo (a) se tal alteração societária for aprovada em AGD convocada para esse fim por Debenturistas representando a maioria das Debêntures em circulação; ou (b) se for garantido o direito de resgate aos Debenturistas que não concordarem com referida cisão, fusão ou incorporação;

18.10 - Outras informações relevantes

- alteração no controle acionário direto ou indireto da Emissora, conforme definido nos termos do artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações;
- alienação, inoperância ou paralisação prolongada ou qualquer outra forma de disposição, pela Emissora, de ativos permanentes que representem, de forma individual ou agregada, 25% (vinte e cinco por cento) da capacidade de geração de energia elétrica da Emissora, tomando-se por base a capacidade instalada da Emissora na Data de Emissão e que comprovadamente afete a capacidade econômico-financeira da Emissora;
- intervenção ou perda da concessão/autorização da Emissora, conforme o caso, para explorar atividades relacionadas à geração de energia;
- transformação da Emissora em sociedade limitada, nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações;
- redução do capital social da Emissora, exceto se previamente autorizado pelos Debenturistas representando a maioria das Debêntures em circulação reunidos em AGD;
- pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social da Emissora, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, caso a Emissora esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária relativa às Debêntures;
- inadimplemento por parte da Emissora com relação ao pagamento do Valor Nominal Unitário, da Remuneração e/ou de qualquer obrigação pecuniária relativa às Debêntures, prevista nesta Escritura de Emissão, não sanado no prazo máximo de 2 (dois) dias úteis contados da data do inadimplemento;
- descumprimento, pela Emissora, de qualquer obrigação não pecuniária prevista nesta Escritura de Emissão não sanado no prazo máximo de 2 (dois) dias úteis contados da data de recebimento de comunicação acerca do referido descumprimento, observado que tal prazo não será aplicável às obrigações para as quais tenha sido estipulado prazo de cura específico; e
- inobservância, pela Emissora, enquanto houver Debêntures em circulação, dos seguintes índices e limites financeiros ("Índices e Limites Financeiros"): (i) na data de cada balanço trimestral da Emissora, a relação entre o somatório do EBITDA Consolidado dos últimos 4 (quatro) trimestres da Emissora e o somatório das Despesas Financeiras Consolidadas no mesmo período não poderá ser inferior a 2,0; e (ii) na data de cada balanço trimestral da Emissora, a relação entre a Dívida Consolidada e o somatório do EBITDA Consolidado dos últimos 4 (quatro) trimestres da Emissora não poderá ser superior a 2,5, podendo atingir 3,5 em casos de novos investimentos e/ou aquisições, sendo que no último caso, o vencimento de qualquer nova dívida contraída pela Emissora deverá ocorrer somente em data posterior à Data de Vencimento.

(ii) Juros: As Debêntures farão jus a uma remuneração equivalente à acumulação de 117% da Taxa DI

(iii) Garantia: Não há

(iv) Crédito quirografário ou subordinado: Quirografário

(v) Restrições: Não há

(vi) Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM

i. Condições para a alteração dos direitos assegurados: Não há

j. Outras características relevantes: Não existem outras características relevantes.

18.10 - Outras informações relevantes

4 ª EMISSÃO

a. Identificação: Quarta Emissão de Debêntures
b. Quantidade: 400
c. Valor: R$ 400 milhões
d. Data de emissão: 05.11.2009
e. Restrições à circulação: As debêntures somente poderão ser negociadas entre Investidores Qualificados e depois de decorridos 90 dias da respectiva subscrição e integralização, nos termos da Instrução CVM nº 476.
f. Conversibilidade em ações ou conferência de direito de subscrever ou comprar ações da Companhia: Não
g. Possibilidade de Resgate: Sim.
A Companhia reserva-se o direito de, a seu exclusivo critério, a qualquer momento a partir do 12º mês contado da Data de Emissão, desde que mediante envio de Comunicação de Resgate Antecipado aos Debenturistas com antecedência de, no mínimo, 10 dias úteis, promover o Resgate Antecipado de parte ou da totalidade das Debêntures em circulação. A data de Resgate Antecipado deverá ser, obrigatoriamente, um dia útil.
O Resgate Antecipado parcial ou total será realizado mediante o pagamento do saldo do Valor Nominal Unitário não amortizado das Debêntures em circulação acrescido (i) da Remuneração, calculada *pro rata temporis* desde a Data de Emissão ou a Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento das Debêntures resgatadas; e (ii) de prêmio equivalente a 1% sobre o Valor Nominal Unitário das Debêntures resgatadas.
h. (i) Vencimento: As Debêntures vencem em 05 de novembro de 2015
Hipóteses de Vencimento Antecipado:

- falta de pagamento de dívidas ou descumprimento de obrigações pecuniárias pela Emissora, sua controladora e/ou qualquer de suas controladas ou coligadas, cujo valor, individual ou em conjunto, seja superior a R$ 40 milhões, e que não seja regularizada(o) no prazo máximo de 2 (dois) dias úteis contados da data do inadimplemento ou descumprimento da obrigação;
- vencimento antecipado de qualquer dívida financeira da Emissora, sua controladora e/ou qualquer de suas controladas ou coligadas cujo valor, individual ou em conjunto, seja superior a R$ 40 milhões;
- protesto de títulos por cujo pagamento a Emissora, sua controladora e/ou qualquer de suas controladas ou coligadas seja responsável, ainda que na condição de garantidora, em valor, individual ou em conjunto, superior a R$ 40 milhões, e que não seja sanado no prazo de 5 (cinco) dias;
- falência, liquidação, dissolução ou extinção da Emissora, sua controladora e/ou qualquer de suas controladas ou coligadas. Para os fins do disposto nesta alínea (iv), não será considerada hipótese de vencimento antecipado das Debêntures eventual liquidação, dissolução ou extinção das seguintes controladas não-operacionais da Emissora: Lagoa Formosa Bioenergética Ltda., inscrita no CNPJ/MF sob n.º 08.925.868/0001-04; Usina Termelétrica Seival Ltda., inscrita no CNPJ/MF sob n.º 05.132.203/0001-55; Seival Participações S.A., inscrita no CNPJ/MF sob n.º 05.790.957/0001-00; Delta Energética S.A., inscrita no CNPJ/MF sob n.º 04.739.720/0001-24; Eólica Porto das Barcas S.A., inscrita no CNPJ/MF sob n.º 09.438.017/0001-08, e Épsilon Participações Ltda., inscrita no CNPJ/MF sob n.º 09.212.980/0001-60;

18.10 - Outras informações relevantes

- pedido de recuperação judicial ou extrajudicial ou falência formulado pela Emissora, sua controladora e/ou qualquer de suas controladas ou coligadas, ou, ainda, qualquer procedimento análogo que caracterize estado de insolvência, incluindo acordo com credores, nos termos da legislação aplicável;
- cisão, fusão ou incorporação da Emissora por outra sociedade, salvo (a) se tal alteração societária for aprovada em AGD convocada para esse fim por Debenturistas representando a maioria das Debêntures em circulação; ou (b) se for garantido o direito de resgate aos Debenturistas que não concordarem com referida cisão, fusão ou incorporação, a ser exercido no prazo de 6 (seis) meses contados da data da publicação da ata da Assembléia Geral da Emissora que venha a deliberar sobre tal cisão, fusão ou incorporação;
- alteração no controle acionário direto ou indireto da Emissora, conforme definido nos termos do artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações;
- alienação, inoperância ou paralisação prolongada ou qualquer outra forma de disposição, pela Emissora, de ativos permanentes que representem, de forma individual ou agregada, 25% (vinte e cinco por cento) da capacidade de geração de energia elétrica da Emissora, tomando-se por base a capacidade instalada da Emissora na Data de Emissão e que comprovadamente afete a capacidade econômico-financeira da Emissora;
- intervenção ou perda da concessão/autorização da Emissora, conforme o caso, para explorar atividades relacionadas à geração de energia;
- transformação da Emissora em sociedade limitada, nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações;
- redução do capital social da Emissora, exceto se previamente autorizado pelos Debenturistas representando a maioria das Debêntures em circulação reunidos em AGD;
- pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social da Emissora, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, caso a Emissora esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária relativa às Debêntures;
- inadimplemento por parte da Emissora com relação ao pagamento do Valor Nominal Unitário, da Remuneração e/ou de qualquer obrigação pecuniária relativa às Debêntures, prevista nesta Escritura de Emissão, não sanado no prazo máximo de 2 (dois) dias úteis contados da data do inadimplemento;
- descumprimento, pela Emissora, de qualquer obrigação não pecuniária prevista nesta Escritura de Emissão não sanado no prazo máximo de 2 (dois) dias úteis contados da data de recebimento de comunicação acerca do referido descumprimento, observado que tal prazo não será aplicável às obrigações para as quais tenha sido estipulado prazo de cura específico; e

18.10 - Outras informações relevantes

- inobservância, pela Emissora, enquanto houver Debêntures em circulação, dos seguintes índices e limites financeiros ("Índices e Limites Financeiros"): (i) na data de cada balanço trimestral da Emissora, a relação entre o somatório do EBITDA Consolidado dos últimos 4 (quatro) trimestres da Emissora e o somatório das Despesas Financeiras Consolidadas no mesmo período não poderá ser inferior a 2,0; e (ii) na data de cada balanço trimestral da Emissora, a relação entre a Dívida Consolidada e o somatório do EBITDA Consolidado dos últimos 4 (quatro) trimestres da Emissora não poderá ser superior a 2,5, podendo atingir 3,5 em casos de novos investimentos e/ou aquisições, sendo que no último caso, o vencimento de qualquer nova dívida contraída pela Emissora deverá ocorrer somente em data posterior à Data de Vencimento.

(ii) Juros: As Debêntures farão jus a uma remuneração equivalente à acumulação de 110% da Taxa DI
(iii) Garantia: Não há
(iv) Crédito quirografário ou subordinado: Quirografário
(v) Restrições: Não há
(vi) Agente fiduciário: SLW Corretora de Valores e Câmbio Ltda.

i. Condições para a alteração dos direitos assegurados: Não há
j. Outras características relevantes: Não existem outras características relevantes.

Cana Brava – Série Única

a. Identificação: Cana Brava – Série Única
b. Quantidade: 18.000
c. Valor: R$ 180 milhões
d. Data de emissão: 01.04.1998
e. Restrições à circulação: Não há
f. Conversibilidade em ações ou conferência de direito de subscrever ou comprar ações da Companhia: Não
g. Possibilidade de Resgate: Sim.
A Companhia poderá efetuar a qualquer tempo o resgate facultativo da totalidade das debêntures, mediante pagamento do principal e juros a que fizerem jus.
h. (i) Vencimento: As Debêntures vencem em 01.04.2013

Hipóteses de Vencimento Antecipado:

- protesto legítimo e reiterado de títulos contra a Companhia;
- pedido de concordata preventiva formulado pela Companhia;
- liquidação ou decretação de falência da Companhia;
- falta de cumprimento pela Companhia de qualquer obrigação prevista na escritura de emissão, não sanada em 30 dias, contados a partir do aviso escrito que lhe for enviado pelo Agente Fuduciário;
- vencimento antecipado de qualquer dívida da Companhia em razão de inadimplemento contratual, cujo montante possa, de qualquer forma, vir a prejudicar o cumprimento das obrigações pecuniárias da Companhia na escritura de emissão de debêntures;
- extinção, a qualquer título, da concessão da Usina Hidrelétrica de Cana Brava, expedida conforme Decreto s/nº, de 12.06.1998;

18.10 - Outras informações relevantes

- falsidade da declaração a que alude o artigo 1º, parágrafo primeiro, alínea "c", do Decreto nº 99.746, de 24.08.1990.

(ii) Juros: As Debêntures farão jus a uma remuneração de 4% ao ano acima da Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), calculados sobre o valor nominal atualizado das debêntures.

(iii) Garantia: Carta de Fiança no valor de R$ 157 milhões emitido pelo Itaú Unibanco obrigando-se como fiador e principal pagador a cumprir as obrigações assumidas pela Companhia. A carta de fiança é válida até 15.10.2013.

(iv) Crédito quirografário ou subordinado: Subordinado

(v) Restrições: Não há

(vi) Agente fiduciário: Oliveira Trust DTVM S.A.

i. Condições para a alteração dos direitos assegurados: Não há

j. Outras características relevantes: Não existem outras características relevantes.

19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Em 31.12.2009, não tínhamos um plano de recompra de ações de nossa própria emissão.

19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não mantém valores mobiliários em tesouraria.

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

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não mantém valores mobiliários em tesouraria na data de encerramento do último exercício social.

19.4. Outras informações que a Companhia julga relevantes

Em 31.12.2009, a Companhia não tinha nenhum plano de recompra de ações de nossa própria emissão e não mantinha valores mobiliários em tesouraria na data de encerramento do último exercício social.

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários

Data aprovação	**27/04/2011**
Cargo e/ou função	Acionistas, administradores e empregados da Controladora e Sociedades Controladas e Coligadas; Pessoas físicas ou jurídicas não mencionadas anteriormente.

Principais características

Informação disponível no item 20.2.

Períodos de vedação e descrição dos procedimentos de fiscalização	Informação disponível no item 20.2.

20.2 Outras informações que a Companhia julga relevantes

A Política de Divulgação de Informações e Negociação de Ações da Tractebel Energia foi aprovada em Reunião do Conselho de Administração realizada em 08.11.2007, documento que sofreu aprimoramentos, tendo sua segunda versão sido aprovada pela 111ª Reunião do Conselho de Administração realizada em 27.04.2011.

Os Administradores e empregados da Companhia que, em virtude do seu cargo ou função, tenham acesso a Informações Relevantes; os Acionistas Controladores; os acionistas ou grupo de acionistas que tenham uma participação direta ou indireta de no mínimo 5% (cinco por cento) do capital da Companhia; os Administradores e empregados da Controladora e das Sociedades Controladas e Coligadas que, em virtude de seu cargo ou função, tenham acesso a Informações Relevantes; e as pessoas físicas ou jurídicas não mencionadas anteriormente que, entretanto, devido à sua função profissional, tenham acesso a Informações Relevantes devem assinar o Termo de Adesão a essa Política.

As pessoas que assinaram esse Termo devem abster-se de realizar quaisquer negociações com valores mobiliários no período de 15 (quinze) dias que anteceder a divulgação das informações trimestrais (ITR) e anuais (DFP). Entretanto, é permitida a aquisição de ações de emissão da Companhia pelos Acionistas Controladores, Administradores e/ou pessoas vinculadas no período citado acima, se realizada em conformidade com plano de investimento previamente aprovado pela Companhia, em conformidade com o disposto no §3º do artigo 15 da Instrução CVM nº. 358/2002, alterada pelas Instruções CVM nº. 369/2002 e nº. 449/2007.

Também é dever dos assinantes do Termo de Adesão comunicar ao Diretor de Relações com Investidores da Companhia e este, à CVM, à BM&FBOVESPA e, se for o caso, às Bolsas de Valores e Mercado de Balcão, a titularidade de valores mobiliários de emissão da Tractebel Energia, seja em nome próprio, seja em nome de pessoas a elas vinculadas, bem como as alterações em suas posições acionárias.

São consideradas pessoas vinculadas:

a) cônjuge, de quem não se esteja separado judicialmente, ou companheira(o);

b) qualquer dependente incluído na declaração anual do imposto sobre a renda; e

c) sociedades controladas direta ou indiretamente, sejam pelos Administradores e assemelhados, sejam pelas pessoas citadas nas alíneas anteriores.

A comunicação sobre a alteração na posição acionária deverá ser feita (i) imediatamente após a investidura no cargo em que se tenha acesso a Informações Relevantes e (ii) no prazo máximo de 10 (dez) dias após o término do mês em que se verificar alteração das posições detidas, indicando o saldo da posição no período.

Não há nenhuma fiscalização interna sobre as negociações efetuadas em período de vedação.

20.2 - Outras informações relevantes

A Política de Divulgação de Informações e Negociação de Ações também prevê a vedação de negociação com valores mobiliários emitidos pela Companhia, pelas pessoas que assinaram o Termo de Adesão, nos seguintes casos:

a) anteriormente à divulgação de Informação Relevante ao público investidor. Essa vedação não se aplica à aquisição de ações que se encontrem em tesouraria, através de negociação privada, decorrente do exercício de opção de compra de acordo com plano de outorga de opção de compra de ações aprovado na Assembléia Geral; e

b) quando se afastarem de cargos na Administração da Companhia e do seu relacionamento anteriormente à divulgação de Informação Relevante originada durante seu período de gestão e/ou relacionamento até o encerramento do prazo de 6 (seis) meses contado da data de seu afastamento ou até a divulgação ao público investidor da Informação Relevante, o que ocorrer primeiro;

c) sempre que estiver em curso processo de aquisição ou venda de ações de emissão da Companhia, processo esse que seja de conhecimento público, e sempre que tenha sido celebrado acordo ou contrato para transferência do controle acionário da Companhia, ou se houver sido outorgada opção ou mandato para os mesmos fins, bem como se existir a intenção de promover incorporação, cisão total ou parcial, fusão, transformação ou reorganização societária da Companhia, até a conclusão do respectivo processo.

As vedações de negociação abrangem as negociações realizadas direta e indiretamente pelas pessoas que assinaram o Termo de Adesão, excluídas as realizadas por fundos de investimento dos quais estas pessoas sejam quotistas, desde que não sejam fundos de investimento exclusivos ou fundos de investimento cujas decisões de negociação do administrador ou gestor da carteira não sejam diretamente influenciadas pelas pessoas que assinaram o Termo de Adesão e serão mantidas, mesmo após a divulgação da Informação Relevante, na hipótese em que eventuais negociações com valores mobiliários emitidos pela Companhia por parte de pessoas que assinaram o Termo de Adesão possam interferir, em prejuízo da Companhia ou de seus acionistas, com o ato ou fato associado à Informação Relevante.

21.1 Descrição de 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 descrita no item 21.2, a Companhia não adota qualquer outra norma, regimento ou procedimento interno relativo à divulgação de informações.

21.2 Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante adotada pela Companhia, indicando os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de informações relevantes não divulgadas

A Política de Divulgação de Informações e Negociação de Ações da Tractebel Energia foi aprovada em Reunião do Conselho de Administração realizada em 08.11.2007, documento que sofreu aprimoramentos, tendo sua segunda versão sido aprovada pela 111ª Reunião do Conselho de Administração realizada em 27.04.2011 nos termos da Instrução CVM nº 358/2002 e suas alterações presentes nas Instruções CVM nº 369/2002 e nº 449/2007, sendo aplicável aos:

i. aos Administradores e empregados da Companhia que, em virtude do seu cargo ou função, tenham acesso a Informações Relevantes;

ii. aos Acionistas Controladores;

iii. aos acionistas ou grupo de acionistas que tenham uma participação direta ou indireta de no mínimo 5% (cinco por cento) do capital da Companhia, doravante somente denominados "Acionistas";

iv. aos Administradores e empregados da Controladora e das Sociedades Controladas e Coligadas que, em virtude de seu cargo ou função, tenham acesso a Informações Relevantes; e

v. às pessoas físicas ou jurídicas não mencionadas nos subitens (i) a (iv) deste item que, entretanto, devido à sua função profissional, tenham acesso a Informações Relevantes.

Essas pessoas deverão aderir, mediante a assinatura do Termo de Adesão, à Política de Informações e Negociação de Ações da Tractebel Energia, sendo que a Companhia manterá em sua sede social a relação dessas pessoas, e suas respectivas qualificações, indicando cargo ou função exercida, endereço e número de inscrição no Cadastro Nacional de Pessoas Físicas ou Jurídicas, conforme o caso, sendo essa relação mantida à disposição da CVM.

A Política de Informações e Negociação de Ações da Companhia atribui responsabilidade direta e subsidiária pela divulgação de fato relevante ao Diretor de Relações com Investidores que deve divulgar e comunicar à Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e às Bolsas de Valores, imediatamente após a ciência, qualquer ato ou fato relevante ocorrido ou relacionado aos negócios da Companhia que seja considerado Informação Relevante. Deve ainda zelar pela ampla e imediata divulgação da informação relevante simultaneamente nas Bolsas de Valores e em todos os mercados nos quais a Companhia tenha valores mobiliários admitidos à negociação, assim como ao público investidor.

Adicionalmente, a Política estabelece que:

i. A comunicação de informações relevantes à CVM e às Bolsas de Valores deve ser feita imediatamente por meio de documento escrito;

ii. A divulgação de informações relevantes será feita por meio de publicação nos jornais de grande circulação utilizados habitualmente pela Companhia, podendo ser feita de forma resumida com indicação dos endereços na Internet onde a informação completa deverá estar disponível a todos os investidores, em teor no mínimo idêntico àquele remetido à CVM e às Bolsas de Valores;

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

iii. Sempre que for veiculada Informação Relevante por qualquer meio de comunicação, inclusive informação à imprensa ou em reuniões de entidades de classe, investidores, analistas ou com formadores de opinião, no País ou no exterior, a Informação Relevante será divulgada simultaneamente à CVM, Bolsas de Valores e ao público investidor;

iv. E. As pessoas que assinaram o Termo de Adesão e que tiverem conhecimento de Informação Relevante deverão comunicá-la imediatamente ao Diretor de Relações com Investidores. Tais pessoas devem ainda zelar pela divulgação da Informação Relevante pelo Diretor de Relações com Investidores, e, constatada a omissão do mesmo, comunicá-la diretamente à CVM;

v. A informação relevante deverá, preferencialmente, ser divulgada antes do início ou após o encerramento dos negócios nas Bolsas de Valores ou entidades do mercado de balcão organizado, prevalecendo, no caso de incompatibilidade de horário de negociação em mercados de diferentes países, o horário de funcionamento do mercado brasileiro.

Exceção à imediata divulgação de informação relevante

a. Os atos ou fatos que constituam informação relevante poderão deixar de ser divulgados se os Acionistas Controladores ou os Administradores entenderem que a sua revelação poderá colocar em risco interesse legítimo da Companhia.

b. Os Acionistas Controladores ou os Administradores da Companhia poderão decidir por submeter à apreciação da CVM o sigilo à questão acerca da divulgação ao público investidor de informação relevante que possa colocar em risco interesse legítimo da Companhia.

c. Constituem-se ressalvas à situação prevista no item "a" deste capítulo (i) o evento de uma informação relevante mantida em sigilo escapar ao controle dos Acionistas Controladores ou dos Administradores e (ii) a constatação de oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociada dos valores mobiliários. Nesses casos, as pessoas acima mencionados ficam obrigadas, diretamente, ou através do Diretor de Relações com Investidores, a providenciar para que a Informação Relevante seja imediatamente comunicada à CVM, Bolsas de Valores e ao público investidor.

Dever de sigilo

As pessoas que assinaram o Termo de Adesão à Política devem guardar sigilo acerca de informações relevantes que ainda não se tornaram públicas até que tais informações relevantes sejam divulgadas ao público investidor, bem como zelar para que subordinados e terceiros também o façam. Devem ainda restringir a discussão de informações relevantes em lugares públicos e comunicar imediatamente ao Diretor de Relações com Investidores da Companhia quaisquer violações da Política.

Divulgação de informações em ofertas públicas

O Diretor de Relações com Investidores deve divulgar, imediatamente após a deliberação da Companhia de realizar oferta pública que dependa de registro na CVM, a quantidade de valores mobiliários emitidos pela Companhia a serem adquiridos ou alienados, os preços, as condições de pagamento e demais condições a que estiver sujeita a oferta nos jornais de grande circulação utilizados habitualmente pela Companhia.

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

Divulgação de informações sobre negociações de valores mobiliários de emissão da Companhia

As pessoas que assinaram o Termo de Adesão deverão comunicar a titularidade de valores mobiliários de emissão da Companhia, seja em nome próprio, seja em nome de pessoas a elas vinculadas, bem como as alterações nessas posições.

Essa comunicação deverá ser encaminhada ao Diretor de Relações com Investidores da Companhia, por meio do endereço eletrônico diretorderi@tractebelenergia.com.br, com cópia para controlecvm358@tractebelenergia.com.br. Caberá ao referido Diretor encaminhar a comunicação à BM&FBOVESPA e, se for o caso, às Bolsas de Valores e Mercado de Balcão, sendo efetuada (i) imediatamente após terem sido nomeadas ao cargo e (ii) no prazo máximo de 5 (cinco) dias após a realização de cada negócio, indicando o saldo da posição no período.

Divulgação de informações sobre aquisição ou alienação de participação acionária relevante

Os Acionistas Controladores e demais acionistas da Companhia deverão comunicar ao Diretor de Relações com Investidores a aquisição ou alienação de participação acionária relevante.

Entende-se por participação acionária relevante aquela que corresponda, direta ou indiretamente, a 5% (cinco por cento) ou mais de espécie ou classe de ações representativas do capital social da Companhia.

A declaração acerca da aquisição ou alienação de participação acionária relevante deverá ser encaminhada à CVM, à BM&FBOVESPA e, se for o caso, às Bolsas de Valores e Mercado de Balcão.

A comunicação à CVM, à BM&FBOVESPA e às Bolsas de Valores e Mercado de Balcão deverá ser encaminhada imediatamente após ser alcançada a participação relevante, devendo a divulgação ser feita pelo Diretor de Relações com Investidores.

Período de silêncio

Visando assegurar a uniformidade na divulgação dos seus resultados, a Tractebel Energia adota o Período de Silêncio antes da divulgação pública de suas demonstrações contábeis.

Dessa forma, durante o referido Período, que se inicia a 15 (quinze) dias da data determinada para a divulgação, a Companhia abstém-se de comentar sobre as respectivas demonstrações.

Por outro lado, durante o Período de Silêncio, a Companhia não restringe a comunicação de qualquer das outras informações rotineiras.

21.3 Informar os administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações

O responsável pela política de divulgação de informações é o Diretor de Relações com Investidores.

21.4 Outras informações relevantes

21.4 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Não existem outras informações relevantes sobre este item "21".

22.1 Indicar a aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios da Companhia [1]

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2007, 2008 e 2009, a Companhia não adquiriu ou alienou qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal de seus negócios.

[1] Quando da apresentação anual do formulário de referência, as informações devem se referir aos 3 últimos exercícios sociais. Quando da apresentação do formulário de referência por conta do pedido de registro de distribuição pública de valores mobiliários, as informações devem se referir aos 3 últimos exercícios sociais e ao exercício social corrente.

22.2 Indicar alterações significativas na forma de condução dos negócios da Companhia [1]

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2007, 2008 e 2009, não houve qualquer alteração significativa na forma de condução dos negócios da Companhia.

[1] Quando da apresentação anual do formulário de referência, as informações devem se referir aos 3 últimos exercícios sociais. Quando da apresentação do formulário de referência por conta do pedido de registro de distribuição pública de valores mobiliários, as informações devem se referir aos 3 últimos exercícios sociais e ao exercício social corrente.

22.3 Identificar os contratos relevantes celebrados pela Companhia e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais [1]

Não há qualquer contrato relevante celebrado pela Companhia e/ou suas controladas com terceiros que não seja diretamente relacionado com suas atividades operacionais.

[1] Quando da apresentação anual do formulário de referência, as informações devem se referir aos 3 últimos exercícios sociais. Quando da apresentação do formulário de referência por conta do pedido de registro de distribuição pública de valores mobiliários, as informações devem se referir aos 3 últimos exercícios sociais e ao exercício social corrente.

22.4 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Não existem outras informações relevantes sobre este item "22".