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 11

3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido 12

3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas 13

3.7 - Nível de endividamento 14

3.8 - Obrigações de acordo com a natureza e prazo de vencimento 15

3.9 - Outras informações relevantes 16

4. Fatores de risco

4.1 - Descrição dos fatores de risco 18

4.2 - Comentários sobre expectativas de alterações na exposição aos fatores de risco 32

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes 33

4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores 56

4.5 - Processos sigilosos relevantes 57

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto 58

4.7 - Outras contingências relevantes 61

4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados 62

5. Risco de mercado

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado 63

Índice

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado 74
5.3 - Alterações significativas nos principais riscos de mercado 82
5.4 - Outras informações relevantes 83

6. Histórico do emissor

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM 85
6.3 - Breve histórico 86
6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas 89
6.6 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial 95
6.7 - Outras informações relevantes 96

7. Atividades do emissor

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas 97
7.2 - Informações sobre segmentos operacionais 104
7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais 105
7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total 126
7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades 127
7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior 182
7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades 183
7.8 - Relações de longo prazo relevantes 184
7.9 - Outras informações relevantes 185

8. Grupo econômico

8.1 - Descrição do Grupo Econômico 186
8.2 - Organograma do Grupo Econômico 188
8.3 - Operações de reestruturação 189
8.4 - Outras informações relevantes 191

9. Ativos relevantes

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros 192
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados 193

Índice

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia 194

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades 197

9.2 - Outras informações relevantes 200

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais 204

10.2 - Resultado operacional e financeiro 235

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras 242

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor 246

10.5 - Políticas contábeis críticas 254

10.6 - Controles internos relativos à elaboração das demonstrações financeiras - Grau de eficiência e deficiência e recomendações presentes no relatório do auditor 257

10.7 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios 258

10.8 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras 259

10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras 260

10.10 - Plano de negócios 264

10.11 - Outros fatores com influência relevante 267

11. Projeções

11.1 - Projeções divulgadas e premissas 268

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas 273

12. Assembleia e administração

12.1 - Descrição da estrutura administrativa 274

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais 280

12.3 - Datas e jornais de publicação das informações exigidas pela Lei nº6.404/76 282

12.4 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração 283

12.5 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem 284

12.6 / 8 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal 285

12.7 - Composição dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, financeiro e de remuneração 294

12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores 295

Índice

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros 296

12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores 328

12.12 - Outras informações relevantes 329

13. Remuneração dos administradores

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária 331

13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal 336

13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal 339

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária 340

13.5 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão 341

13.6 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária 342

13.7 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária 343

13.8 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária 344

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 345

13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários 346

13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal 347

13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria 348

13.13 - Percentual na remuneração total detido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores 349

13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam 350

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 351

13.16 - Outras informações relevantes 352

14. Recursos humanos

14.1 - Descrição dos recursos humanos 353

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos 356

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados 357

Índice

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos 359

15. Controle

15.1 / 15.2 - Posição acionária 361

15.3 - Distribuição de capital 369

15.4 - Organograma dos acionistas 370

15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte 371

15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor 372

15.7 - Outras informações relevantes 373

16. Transações partes relacionadas

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas 374

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas 376

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 382

17. Capital social

17.1 - Informações sobre o capital social 385

17.2 - Aumentos do capital social 386

17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações 387

17.4 - Informações sobre reduções do capital social 388

17.5 - Outras informações relevantes 389

18. Valores mobiliários

18.1 - Direitos das ações 390

18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública 391

18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto 393

18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados 394

18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação 395

18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros 396

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 397

18.9 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros 398

18.10 - Outras informações relevantes 399

19. Planos de recompra/tesouraria

19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor 406

19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria 407

19.3 - Informações sobre valores mobiliários mantidos em tesouraria na data de encerramento do último exercício social 408

19.4 - Outras informações relevantes 409

20. Política de negociação

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários 410

20.2 - Outras informações relevantes 411

21. Política de divulgação

21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações 413

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 414

21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações 418

21.4 - Outras informações relevantes 419

22. Negócios extraordinários

22.1 - Aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor 420

22.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor 421

22.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais 422

22.4 - Outras informações relevantes 423

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	01/12/2010
Descrição do serviço contratado	a) Auditoria das Demonstrações Financeiras conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil, referentes ao semestre e exercício social findos em 30 de junho e 31 de dezembro de 2010; b) Revisão especial das Informações Trimestrais (ITR) conforme requerido pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), relativas aos trimestres findos em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro de 2010; c) Revisão especial das informações financeiras (reporting package) conforme as práticas e políticas contábeis descritas nas instruções e manual de contabilidade emitido pela GDF SUEZ, referentes ao exercício social findo em 30 de junho de 2010; d) Auditoria das informações financeiras (reporting package) conforme as práticas e políticas contábeis descritas nas instruções e manual de contabilidade emitido pela GDF SUEZ, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2010; e) Realização de procedimentos previamente acordados de auditoria sobre os Índices Financeiros relativos ao contrato de financiamento em 2010; f) Revisão das Declarações Anuais de Informações Econômico-Fiscais da Pessoa Jurídica (DIPJ) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2010.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	Os honorários dos auditores independentes relativos ao ano de 2010 para a realização dos serviços de auditorias da Tractebel Energia e de suas controladas, foram de R$ 795.519,00. Este montante inclui a revisão das Declarações Anuais de Informações Econômico-Fiscais da Pessoa Jurídica (DIPJ) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2010 cujos honorários foram de R$ 80.199,00.
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	01/12/2010	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 2008, 2009 e 2010.

a) Data início de prestação de serviço dos auditores independentes da Companhia

Em virtude de uma limitação do sistema "EmpresasNet", informamos que a data inserida no campo "início da prestação do serviço" do quadro "2.1 /2 Identificação e remuneração" refere-se a data de renovação de contrato de auditoria e não a data de início de prestação de serviços de nossos auditores independentes, cujo início ocorreu em 10.05.2007. Adicionalmente informamos que não houve alteração no auditor independente da Companhia nos exercícios de 2010, 2009 e 2008.

b) Relação dos responsáveis técnicos desde a data de início da contratação dos serviços

Período	Nome	CPF	E-mail
De 10.05.2007 a 14.08.2007	Celso de Almeida Moraes	680.686.898-34	cmoraes@deloitte.com
De 15.08.2007 a 05.11.2007	Marcelo Cavalcanti Almeida	335.905.597-72	mcavalcanti@deloitte.com
De 06.11.2007 a 13.08.2008	Roberto Paulo Kenedi	898.355.657-91	rkenedi@deloitte.com
De 14.08.2008 a 07.11.2008	José Carlos Monteiro	443.201.918-20	jomonteiro@deloitte.com
De 08.11.2008 a 06.05.2009	Antônio Carlos Brandão de Souza	892.965.757-53	antoniobrandao@deloitte.com
De 07.05.2009 em diante	Paulo Roberto Marques Garrucho	373.525.127-72	pgarrucho@deloitte.com

c) Outras informações

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes sobre este item "2".

3.1 - Informações Financeiras - Consolidado

(Reais)	Exercício social (31/12/2010)	Exercício social (31/12/2009)	Exercício social (31/12/2008)
Patrimônio Líquido	5.072.683.742,94	4.449.048.073,29	0,00
Ativo Total	12.850.286.704,63	10.934.389.427,04	0,00
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	4.100.380.599,04	3.496.677.884,87	0,00
Resultado Bruto	2.212.308.494,44	1.929.357.538,32	0,00
Resultado Líquido	1.211.648.448,70	1.090.866.619,13	0,00
Número de Ações, Ex-Tesouraria (Unidades)	652.742.192	652.742.192	0
Valor Patrimonial de Ação (Reais Unidade)	7,771343	6,815935	0,000000
Resultado Líquido por Ação	1,856244	1,671206	0,000000

3.2 - Medições não contábeis

3.2 Medições não contábeis

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 da depreciação e amortização).

Conciliação entre o resultado operacional e o EBITDA consolidado:

	Exercício Social Encerrado em	
Em R$ milhões	**31.12.2010**	**31.12.2009**
Resultado operacional	1.721	1.537
(+) Resultado financeiro líquido	429	240
(+) Depreciação e amortização	462	425
	2.612	**2.202**

Observação: em razão do mencionado no item 3.9 a seguir, a Companhia não está apresentando as informações financeiras relativas ao exercício encerrado em 31.12.2008.

O EBITDA calculado pela Companhia corresponde ao lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, das despesas financeiras líquidas e da 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.

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

3.3 Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

- **Demonstrações financeiras consolidadas de 31.12.2010**

A autorização para conclusão das Demonstrações Contábeis da Companhia ocorreu no dia 04.02.2011 em reunião do Conselho de Administração da Companhia. O evento subsequente às demonstrações contábeis consolidadas de 31.12.2010 foi o seguinte:

Combinação de negócios entre a GDF SUEZ S.A. e a International Power PLC (IP)

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.

Na Combinação, a GDF SUEZ, por meio de sua subsidiária Electrabel e outras de suas subsidiárias, subscreveram 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.

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

- **Demonstrações financeiras consolidadas de 31.12.2009**

A autorização para conclusão das Demonstrações Contábeis de 31.12.2009 ocorreu no dia 22.02.2010 em reunião da Diretoria Executiva da Companhia. Os eventos subsequentes às demonstrações contábeis consolidadas desse ano foram os seguintes:

a) Aquisição da SUEZ Energia Renovável S.A. (SER) – Atualmente Companhia Energética Estreito (CEE)

A Companhia assinou o contrato de compra e venda da totalidade das ações ordinárias de emissão da SER, empresa controlada pela GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda. (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 é de R$ 324 milhões

Conforme previsto no artigo 256, § 1º da Lei das Sociedades Anônimas (LSA), a avaliação da SER, tendo como data-base 30.09.2009, foi realizada pelo Banco Santander (Brasil) S.A. através de laudo de avaliação elaborado com base na metodologia de fluxo de caixa descontado (Laudo de Avaliação).

Com base nos resultados apontados no Laudo de Avaliação, foi definido que o preço de compra a ser pago pela Tractebel Energia 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 Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (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.

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

O valor patrimonial da SER em 31.12.2009 é de R$ 549 milhões. 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 estará 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. A diferença entre o valor a ser pago, que corresponderá ao fair value, e o valor patrimonial na data do fechamento da aquisição terá como fundamento o direito de uso do bem público estabelecido no contrato de concessão e será alocado no ativo imobilizado, juntamente com o valor da concessão a ser considerada como parte desse ativo, em razão desse direito não ser separável, ou seja, não poder ser vendido ou transferido individualmente sem o ativo imobilizado.

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.

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

- **Demonstrações financeiras consolidadas de 31.12.2008**

A autorização para conclusão das Demonstrações Contábeis de 31.12.2008 ocorreu no dia 09.03.2009 em reunião da Diretoria Executiva da Companhia. Os eventos subsequentes às Demonstrações Contábeis consolidadas desse ano foram os seguintes:

a) 4ª Emissão de Notas Promissórias da Companhia

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada no dia 16.02.2009, aprovou a 4ª emissão de Notas Promissórias da Companhia, no valor total de até R$ 300 milhões, através de Oferta Restrita nos termos da Instrução CVM nº 476/09. As principais características da emissão estão apresentadas no quadro a seguir:

Número de Séries: Série Única.
Quantidade: 300 Notas Promissórias.
Valor Nominal Unitário: R$ 1.000.
Data de Emissão: Data de sua efetiva subscrição e integralização.
Forma: Serão emitidas fisicamente e ficarão depositadas em instituição habilitada à prestação de serviços de custódia.
Prazo e Vencimento: 360 dias contados da data de emissão, e será considerado o 360º dia como a data de vencimento.
Local de Negociação e de Pagamento: Mercado de balcão organizado, junto ao Sistema de Nota Promissória operacionalizado pela Câmara de Custódia e Liquidação (CETIP).
Remuneração: 125% das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros de um dia, expressa na forma percentual ao ano, base 252 dias úteis calculada e divulgada diariamente pela CETIP.
Resgate Antecipado: Será realizado mediante o pagamento do Valor Nominal Unitário acrescido da Remuneração, calculada pro rata temporis desde a Data de Emissão até a data do efetivo resgate.
Garantia: Não farão jus a nenhum tipo de garantia.
Destinação dos Recursos: Serão destinados ao pagamento de dívidas da Companhia e ao financiamento do capital de giro.

Em 06.03.2009 a Companhia recebeu os recursos referente a referida emissão, no valor de R$ 300 milhões, os quais foram destinados em parte para o pagamento da dívida representada pelas notas promissórias, emitidas em 20.05.2008 e com vencimento em 15.05.2009.

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

b) 3ª Emissão de Debêntures Simples

Na mesma reunião também foi aprovada a 3ª Emissão de Debêntures simples, não conversíveis em ações de emissão da Companhia, da espécie quirografária (sem garantia ou preferência), no valor de até R$ 600 milhões, observado que tal montante poderá ser objeto de aumento em virtude de demanda observada no processo de *bookbuilding*, os quais serão objeto de distribuição pública no âmbito do Programa de Distribuição, nos termos da Instrução CVM n.º 400/03, sendo que as principais características e condições são:

Número de Séries: Série Única

Quantidade: 60.000 Debêntures, sendo que a quantidade poderá ser eventualmente aumentada, em até 35% em razão de demanda apurada em procedimento de *bookbuilding*.

Valor Nominal Unitário: R$ 10.

Data de Emissão: 01.04.2009.

Forma: As debêntures serão nominativas e escriturais.

Espécie e Conversibilidade: Espécie quirografária, não conversíveis em ações de emissão da Companhia.

Prazo e Vencimento: O prazo será de 2 anos contados da Data de Emissão, vencendo-se, portanto, em 1º de abril de 2011.

Local de Negociação e de Pagamento: (a) distribuição no mercado primário, por meio do SDT (Módulo de Distribuição de Títulos), administrado pela CETIP, com base nas políticas e diretrizes fixadas pela Associação Nacional das Instituições do Mercado Financeiro (ANDIMA), (b) negociação no mercado secundário, por meio do SND (Módulo Nacional de Debêntures), administrado pela CETIP, com base nas políticas e diretrizes fixadas pela ANDIMA As Debêntures submeter-se-ão aos controles de compensação e liquidação da CETIP ou da CBLC, conforme o caso.

Remuneração: Equivalente à acumulação de, no máximo, 125% da Taxa DI, calculada de forma exponencial e cumulativa, *pro rata temporis* por dias úteis decorridos, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário desde a Data de Emissão até a Data de Vencimento das Debêntures, observado que a taxa final aplicável será apurada por meio do *Bookbuilding*. A Remuneração será devida semestralmente, nas seguintes datas: 01.10.2009, 01.04.2010, 01.10.2010 e 01.04.2011.

Destinação dos Recursos: (a) ao pagamento integral da dívida representada pelas Notas Promissórias e (b) ao pagamento de parte da dívida representada pelas notas promissórias comerciais da 3ª emissão da Companhia, emitidas em 20 de maio de 2008 e com vencimento previsto para 15 de maio de 2009.

3.4 - Política de destinação dos resultados

3.4 Política de destinação dos resultados

	Exercício Social Encerrado em		
	31.12.2010	**31.12.2009**	**31.12.2008**
a. Regras sobre retenção de lucros	Os lucros são retidos para a realização de investimentos, conforme estabelecido no orçamento de capital da Companhia. Além das reservas previstas na legislação societária, a Companhia não possui outras reservas reguladas no Estatuto. Do lucro do exercício findo em 31.12.2010, foram retidos R$ 543.575.263,05.	Os lucros são retidos para a realização de investimentos, conforme estabelecido no orçamento de capital da Companhia. Além das reservas previstas na legislação societária, a Companhia não possui outras reservas reguladas no Estatuto. Do lucro do exercício findo em 31.12.2009, foram retidos R$ 453.759.130,20.	Os lucros são retidos para a realização de investimentos, conforme estabelecido no orçamento de capital da Companhia. Além das reservas previstas na legislação societária, a Companhia não possui outras reservas reguladas no Estatuto. Do lucro do exercício findo em 31.12.2008, foram retidos R$ 303.095.641,53.
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	Não houve	Não houve	Não houve

A Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra, localizada em área de atuação da Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia (Sudam), tem direito à redução de 75% do imposto de renda incidente sobre o lucro da exploração, pelo prazo de 10 anos contados a partir do ano-calendário de 2006.

De acordo com a legislação pertinente, o valor do imposto não pago em virtude da redução não pode ser distribuído aos acionistas e constitui reserva de incentivo fiscal, que somente poderá ser utilizada para absorção de prejuízo ou aumento do capital social. O descumprimento dessa exigência implicará perda do incentivo e obrigação de recolhimento do imposto que deixou de ser pago, acrescido das penalidades cabíveis.

3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido

(Reais)	Exercício social 31/12/2010	Exercício social 31/12/2009	Exercício social 31/12/2008
Lucro líquido ajustado	1.207.945.029,05	1.092.293.174,43	
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado (%)	55,000000	57,120086	
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido do emissor (%)	23,885748	24,519102	
Dividendo distribuído total	664.369.766,00	623.918.804,02	
Lucro líquido retido	547.278.682,70	466.947.815,10	
Data da aprovação da retenção	05/04/2011	23/04/2010	

Lucro líquido retido		Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo
Outros							
Ordinária		286.100.160,49	15/10/2010	348.006.185,46	26/08/2009		
Ordinária		158.269.605,51	27/05/2011				
Ordinária				81.912.618,56	20/05/2010		
Juros Sobre Capital Próprio							
Ordinária		220.000.000,00	27/05/2011	194.000.000,00	20/05/2010		

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

Em 31.12.2010 a Companhia possuía R$ 1.246 milhões de reservas de retenção de lucros. 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
31/12/2010	7.777.602.961,09	Índice de Endividamento	1,53000000	

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

Exercício social (31/12/2010)					
Tipo de dívida	**Inferior a um ano**	**Um a três anos**	**Três a cinco anos**	**Superior a cinco anos**	**Total**
Garantia Real	242.581.547,62	535.990.799,05	401.870.495,29	2.681.235.306,57	3.861.678.148,53
Quirografárias	2.017.257.058,66	705.483.277,01	514.545.705,54	678.638.771,35	3.915.924.812,56
Total	2.259.838.606,28	1.241.474.076,06	916.416.200,83	3.359.874.077,92	7.777.602.961,09
Observação					

3.9 - Outras informações relevantes

3.9 Outras informações que a Companhia julga relevantes

a) Adoção inicial das normas internacionais de contabilidade

A Companhia adotou pela primeira vez as normas internacionais de contabilidade (*International Financial Reporting Standards – IFRS*) emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB),* as quais estão em consonância com os Pronunciamentos, Interpretações e Orientações Técnicas emitidos pelo CPC, que alteraram determinadas práticas contábeis anteriormente adotadas no Brasil, com vigência a partir de 01.01.2010, retroativa a 01.01.2009 ("data da transição"), para fins de comparação.

Desta forma, conforme orientação da Comissão de Valores Mobiliários (CVM), a Companhia, excepcionalmente no Formulário de Referência de 2011, não apresentou as informações financeiras relativas ao exercício findo em 31.12.2008, uma vez que as mesmas não são comparáveis com as informações referentes aos anos encerrados em 31.12.2009 e 31.12.2010.

b) Dividendos intercalares

O Conselho de Administração, em reunião realizada em 29.07.2011, aprovou distribuição de dividendos intercalares, com base nas demonstrações financeiras levantadas em 30.06.2011, no valor de R$ 658.014, correspondentes a R$ 1,0080763921 por ação, correspondentes a 100% do lucro líquido ajustado do primeiro semestre de 2011.

As ações da Companhia serão negociadas ex-dividendos intercalares, a partir de 11.08.2011.

O início do pagamento dos dividendos ocorrerá em 06.10.2011 com base nos dados cadastrais existentes no Itaú Unibanco. O registro contábil dos referidos dividendos ocorrerá no mês de julho de 2011.

c) Crédito de juros sobre o capital próprio

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 04.11.2011, aprovou o crédito de juros sobre o capital próprio relativos ao período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2011, no valor bruto de R$ 253.990, correspondente a R$ 0,3891122760 por ação.

O crédito dos juros sobre o capital próprio nos registros contábeis da Companhia ocorrerá na data de 31.12.2011, com base na posição acionária do dia 17.11.2011, e as ações da Companhia passarão a ser negociadas ex-juros sobre o capital próprio a partir de 18.11.2011.

3.9 - Outras informações relevantes

Os juros, líquidos do imposto de renda na fonte, serão imputados aos dividendos obrigatórios 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.

Não há outras informações que a Companhia julgue relevante sobre o item "3".

4.1 - Descrição dos fatores de risco

4.1 Descrição - Fatores de risco

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 a seguir relacionados. Os riscos podem materializar-se de forma individual ou cumulativamente. A ordem de apresentação dos riscos, dentro de cada categoria, procura levar em conta, de forma decrescente, a relevância, embora tal ordem possa variar em decorrência da severidade quando da eventual ocorrência de determinado risco. A ordem de apresentação 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".

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

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 Usinas Hidrelétricas (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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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 (UBP) para produção e comercialização de energia elétrica ou alguma outra imposição de restrição. 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.

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 Usinas Termelétricas (UTE), a respectiva autorização pode ser cassada. Este fato, 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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

A construção, expansão e operação das Usinas Hidrelétricas (UHE) e Usinas Termelétricas (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;
- 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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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

De acordo com os dados do Operador Nacional do Sistema (ONS), mais de 85% do efetivo suprimento de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN) é gerado por Usina Hidrelétrica. Como o SIN opera em sistema de despacho otimizado e centralizado pelo ONS, cada Usina Hidrelétrica, incluindo as 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. Entretanto, quase a totalidade da capacidade de geração hidrelétrica da Companhia está inserida no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) que distribui o risco hidrológico por todas as usinas vinculadas ao MRE.

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, pela aquisição de concessões já outorgadas (inclusive ao seu Acionista Controlador), ou por 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 investimentos em obras de adição e substituição. Caso a Companhia não consiga executar integralmente a sua estratégia de negócios pelo fato de a mesma implicar em custos de construção ou de investimentos posteriores muito altos se comparados aos retornos subsequentes, a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia poderão ser adversamente afetados.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

A ocorrência de danos ambientais envolvendo as atividades da Companhia pode sujeitá-la ao pagamento de 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 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 consequência, 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 podem obrigar a Companhia a retardar ou redirecionar investimentos em outras áreas e ter um efeito adverso para a Companhia.

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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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. As PCH José Gelazio e Rondonópolis não são participantes do MRE.

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 possa 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 consequência, 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.

Risco de suprimento de carvão

As Usinas Termelétricas (UTE) 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 Operador Nacional do Sistema (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 Centrais Elétricas Brasileiras S.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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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.

A Companhia pode vir a arcar com 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. No ano de 2004, a Companhia constituiu o Plano de Contribuição Definida na PREVIG, com adesão maciça. Ao final do ano de 2010 menos de 4% dos seus empregados ativos continuam no Plano de Benefício Definido. No exercício social encerrado em 31.12.2010, o montante do passivo reconhecido relativo aos benefícios pós-emprego de responsabilidade da Companhia era de R$ 435 milhões (sendo que R$ 242 milhões referem-se a ganhos não reconhecidos) dos quais R$ 132 milhões correspondiam a dívidas contratadas. Caso a Companhia tenha que vir a contabilizar perdas atuariais em decorrência de eventual mudança de premissas atuarias, taxas de desconto ou de prática contábil, sua posição patrimonial e financeira poderá ser adversamente afetada.

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

A Companhia é ré em diversas ações judiciais, tanto na esfera cível, trabalhista, previdenciária e tributária 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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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, grande 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.

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 pagamento de quaisquer dividendos futuros, observadas as exigências de pagamento do dividendo obrigatório, impostas pela Lei das Sociedades por Ações e pelo Estatuto Social da Companhia. O Acionista Controlador poderá ter interesse em realizar aquisições, alienações de ativos, parcerias, na obtenção de financiamentos ou operações similares que podem ser conflitantes com os interesses dos 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 desejado

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 parte ou todo o seu investimento.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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 suas 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 seus acionistas, o que pode consequentemente resultar na diluição da participação destes investidores no capital social.

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 propósitos específicos (SPE) em conjunto com outras empresas e construtoras brasileiras. Os riscos inerentes às SPE incluem a potencial falência dos parceiros destas SPE 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 SPE poderão ser responsabilizados por obrigações desta Sociedade em determinadas áreas, incluindo questões fiscais, trabalhistas, proteção ao meio ambiente e consumidor. Tais eventos poderão impactar adversamente os negócios e a condição financeira da Companhia.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

e. Riscos relacionados aos fornecedores da Companhia

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

Caso as empresas terceirizadas que prestam serviços à Companhia e às suas controladas não atendam às exigências da legislação trabalhista, a Companhia e suas controladas podem ser consideradas solidárias 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, consequentemente, 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.

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 consequência, a necessidade de energia elétrica, prejudicando, dessa forma, os resultados financeiros da Companhia.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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 Sistema Interligado Nacional (SIN), 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 e, consequentemente, em um racionamento de energia em âmbito nacional.

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 ativar 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. Historicamente, a Aneel, o MME e outros órgãos fiscalizadores exercem um grau substancial de influência sobre os negócios da Companhia, inclusive 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 Usinas Termelétricas (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 execução 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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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.

i. Riscos relacionados aos países estrangeiros onde a Companhia atue

A Companhia não possui atividades em países estrangeiros.

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

4.2 Expectativa de variação na exposição

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 macroeconômico e setorial que possam influenciar suas atividades, através de acompanhamento dos principais indicadores de desempenho. A Companhia possui 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", exceto no que diz respeito aos conflitos de interesses entre o Acionista Controlador e os minoritários, conforme a seguir mencionado:

Para mitigação desse risco foi criado o Comitê Independente Especial para Transações com Partes Relacionadas, composto, em sua maioria, por membros independentes do Conselho de Administração e complementado por executivos da Companhia. O Comitê será responsável pela negociação das transações que envolvam a Companhia ou sociedade sob seu controle com parte relacionada e apresentação de recomendações ao Conselho de Administração da Tractebel Energia. O modelo prevê que, doravante: (i) a GDF SUEZ continuará desenvolvendo projetos hidrelétricos e transferindo à Tractebel Energia após mitigação dos principais riscos; (ii) a Tractebel Energia vai continuar adquirindo apenas projetos que agreguem valor à Companhia;

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

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 31.12.2010, a Companhia possuía 219 ações trabalhistas em andamento, das quais 55 estavam em fase inicial e ainda não haviam sido julgadas em primeira instância, 60 em fase recursal, 46 já estavam em fase de execução, sendo a decisão de condenação da Companhia definitiva, e 58 pendiam de arquivamento ou encontravam-se suspensas.

Do total de ações, 159 eram ações movidas por ex-empregados; 3 por sindicato; e 57 por empregados de empresas terceirizadas. Os principais pedidos formulados nas ações individuais referem-se, substancialmente, a reconhecimento de vínculo empregatício, Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (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 31.12.2010, R$ 42 milhões, dos quais R$ 13 milhões correspondem ao valor de risco de perda provável, R$ 8 milhões ao valor de risco de perda possível, e R$ 21 milhões correspondem ao valor de risco de perda remoto. Do valor considerado como perda provável, R$ 6 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$ 1 milhão.

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

(II) Tributários

Os processos de naturezas tributárias nos quais a Companhia é parte envolvida são os seguintes:

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 **Réu**: Fazenda Nacional
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 367 milhões
Principais fatos	As Leis nº 10.637/2002 e 10.833/2003 instituíram a cobrança não-cumulativa do PIS e da Cofins, respectivamente, com majoração da alíquota total de 3,65% para 9,25%, preservando, contudo, os contratos firmados anteriormente a 31.10.2003, com prazo superior a um ano e a preço predeterminado, cujas receitas permaneceram no regime de tributação cumulativa. A Instrução Normativa SRF nº 468, de 08.11.2004, dispôs que o caráter predeterminado do preço subsistiria somente até o primeiro reajuste, devendo as receitas ser tributadas com base no novo regime. Devido a esse ato normativo, no período de novembro de 2004 a maio de 2005, a Companhia recolheu PIS e Cofins incidentes sobre as receitas de tais contratos com base no regime de tributação não cumulativa. No entanto, em julho de 2005, a Companhia decidiu impetrar Mandado de Segurança (MS), por entender que a referida IN 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, o qual vem sendo usado desde o Decreto-Lei nº 1.598/1977, o que implica ser a referida Instrução Normativa ilegal. Em conseqüência do MS, em junho de 2005 a Companhia passou a depositar os valores que entendia indevidos em conta vinculada ao Juízo. Em julho de 2006, a IN 468/2004 foi expressamente revogada pela IN 658/2006, que reproduziu integralmente os seus termos, o que levou a Companhia a ingressar, em setembro de 2006, com Apelação em Mandado de Segurança para que fosse analisada, também, essa nova IN.

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

Processo n° 2005.72.00.00.7202-7 - continuação	
Principais fatos – continuação	A Companhia, em virtude de previsão de decisão favorável do Tribunal Regional Federal da 4ª Região (TRF4), suspendeu, em novembro de 2006, os depósitos que vinham sendo efetuados desde junho de 2005 e, em abril de 2007, o TRF4 concluiu o julgamento do referido MS, dando-lhe, por unanimidade, integral provimento para reconhecer a ilegitimidade e inconstitucionalidade da IN 468/2004. 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 TRF4, analisado a Instrução Normativa SRF nº 658/2006. Em razão dessa omissão, a Companhia decidiu interpor Recurso Especial ao STJ e aguarda julgamento. Já o Recurso Especial da Fazenda Nacional não foi admitido pelo TRF4. 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 fevereiro de 2010, a 2º Turma do 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 TRF4, que não apresentou recursos. Em julho de 2010 foi deferido o pedido de expedição de alvará para levantamento dos depósitos judiciais realizados sob a vigência da IN 468/04, isto é, os depósitos atualizados efetuados no período de junho de 2005 a junho de 2006 que totalizaram R$ 109 milhões. Contra esta decisão, a Fazenda Nacional impetrou Recurso Especial, em novembro de 2010. Apesar das decisões favoráveis à Companhia, a Receita Federal do Brasil entende que o trânsito em julgado formal do Mandado de Segurança ainda não ocorreu e, em conseqüência, indeferiu, em fevereiro de 2011, o pedido de habilitação do crédito decorrente dos valores recolhidos indevidamente no período de novembro de 2004 a maio de 2005, que, em março de 2011, totaliza R$ 63 milhões. Finalmente, em maio de 2011 ao STJ negou provimento ao Recurso Especial da Fazenda Nacional, confirmando que o processo da IN 468/2004 transitou em julgado, restando pendente de julgamento no STJ apenas o recurso especial interposto pela Companhia.

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

<table>
<tr><th colspan="2">Processo n° 2005.72.00.00.7202-7 - continuação</th></tr>
<tr><td>Principais fatos – continuação</td><td>Os valores envolvidos (base 31.03.2011), desde o advento da IN 468/2004, são os seguintes, em R$ milhões:
<table>
<tr><td>Recolhimento nov/04 a mai/05</td><td>63</td><td>Pendente RFB</td></tr>
<tr><td>Dep. Judiciais jun/05 a jun/06 (IN 468)</td><td>109</td><td>Levantado</td></tr>
<tr><td>Dep. Judiciais jul/06 a out/06 (IN 658)</td><td>39</td><td>Pendente STJ</td></tr>
<tr><td>Valores não recolhidos nem depositados nov/06 a mar/11</td><td>328</td><td>Pendente STJ</td></tr>
</table></td></tr>
<tr><td>Chance de perda</td><td>Remota</td></tr>
<tr><td>Análise do impacto em caso de perda</td><td>Os valores pendentes de julgamento pelo STJ, cujo risco de perda é remoto, totalizam R$ 367 milhões, dos quais R$ 39 milhões encontram-se depositados judicialmente, e referem-se ao período de junho de 2005 a março de 2011, sob a égide da IN 658/2006.</td></tr>
<tr><td>Valor provisionado (se for o caso)</td><td>Não aplicável.</td></tr>
</table>

Processo n° 2004.72.00.00.0134-0	
Juízo	2ª Vara Federal de Florianópolis (SC)
Instância	Superior Tribunal de Justiça (STJ) - 1ª Turma
Data de instauração	23.12.2003
Partes no processo	**Autor**: Tractebel Energia **Réu**: Fazenda Nacional
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 10 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 Instituto Nacional do Seguro Social (INSS) foi condenado a restituir os depósitos convertidos em renda. Devido à interposição de recurso, por parte da Fazenda Nacional, a ação judicial encontra-se aguardando julgamento no STJ.
Chance de perda	Provável
Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de R$ 4 milhões, líquido do depósito judicial de R$ 6 milhões.
Valor provisionado (se for o caso)	R$ 10 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 **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 (CSLL), 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 Nacional. A Companhia está analisando a possibilidade da recuperação dos valores via processo judicial, em virtude do entendimento sobre a Lei da Anistia.
Chance de perda	A expectativa dos advogados que patrocinaram a ação era de que o STJ mantivesse a decisão de 1º grau, confirmada pelo TRF da 4ª Região 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 desembolso de R$ 20 milhões no segundo trimestre de 2010.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável. O valor da ação foi pago em 2010.

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

Processo n° 5009212.90.2010.404.7200	
Juízo	2º Vara Federal de Florianópolis
Instância	1º Grau
Data de instauração	14.10.2010
Partes no processo	**Réu:** Tractebel Energia **Autor:** Receita Federal do Brasil (RFB)
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 16 milhões
Principais fatos	A Companhia recebeu Notificação Fiscal de Lançamento de Débito (NFLD) sob o nº 35.330.263-5 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. O Conselho de Recursos da Previdência Social julgou improcedente o recurso da Companhia. Em virtude desta decisão, a Companhia decidiu interpor medida judicial visando à discussão do mérito, depositando em juízo, no mês de outubro de 2010, o montante de R$ 12 milhões.
Chance de perda	Provável
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia teria um desembolso de R$ 4 milhões, líquido do depósito em juízo de R$ 12 milhões.
Valor provisionado (se for o caso)	R$ 16 milhões

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 **Autor:** União – Fazenda Nacional
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 134 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 no período acima mencionado. 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 e, se necessário fará na esfera judicial. 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".

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

Processo n° 11516.003040/2006-13 - continuação	
Principais fatos – continuação	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$ 134 milhões em caso de perda.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável

Processo n° 10983.721353/2010-64	
Juízo	Delegacia da Receita Federal de Julgamento – Florianópolis (SC)
Instância	Primeira Administrativa
Data de instauração	30.12.2010
Partes no processo	**Autor:** Delegacia da Receita Federal do Brasil em Florianópolis **Réu:** Tractebel Energia
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 323 milhões
Principais fatos	Em 30.12.2010 a Receita Federal expediu auto de infração, sob a alegação de que a Companhia efetuou nos anos-calendários de 2005, 2006 e 2007, exclusões não autorizadas na apuração de imposto de renda e contribuição social, referentes a valores de Remuneração das Imobilizações em Curso (RIC). O Decreto-Lei nº 1.506, de 23.12.1976, instituiu importante benefício fiscal ao setor elétrico brasileiro, isentando a RIC da incidência do imposto de renda. Assim, as imobilizações em curso realizadas com capital próprio ou empréstimos passaram a incidir juros de até 10% ao ano, acrescidos ao ativo diferido vinculado às respectivas obras em andamento, cuja contrapartida era registrada no resultado do período e constituía receita isenta de imposto de renda.

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

Processo n° 10983.721353/2010-64 - continuação	
Principais fatos – continuação	Em 12.12.1985 o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) expediu a Portaria nº 250/1985, com o objetivo de alterar a contabilização até então adotada e a remuneração das imobilizações em curso (juros de até 10% a.a.), objeto de benefício da isenção do imposto de renda, por força do Decreto-lei nº 1.506/1976, passou a receber duas classificações contábeis distintas: a) a parcela das obras realizada com capital próprio passou a ser lançada no patrimônio líquido e, portanto, sem efeito no resultado do período; e b) a parcela das obras realizada com empréstimos passou a ser lançada a crédito do ativo diferido para posterior amortização no resultado, concomitantemente com os valores contratuais lançados a débito, também, do ativo diferido. Com este procedimento, a receita isenta que anteriormente era contabilizada no resultado no momento de sua apuração, passou a ser diferida com reconhecimento no resultado sob a forma de amortização credora, após a entrada em operação do ativo em construção que lhe deu origem ou, eventualmente, pela baixa do respectivo bem, sendo excluída para fins de apuração do lucro real. A isenção garantida pelo mencionado Decreto-lei vigorou para os valores calculados e contabilizado até 31.12.1998, tendo sido revogada pela Lei nº 9.718, de 27.11.1998, o que levou a Companhia a suspender seu cálculo e contabilização a partir de 01.01.1996.Desta forma, os valores de RIC que estão sendo glosados pela autoridade fiscal foram calculados e contabilizados ao amparo do referido Decreto-lei e, portanto, beneficiados pela isenção do imposto de renda. A Administração da Companhia e seus assessores jurídicos entendem que os argumentos utilizados para impugnar o lançamento do crédito fiscal propiciam uma expectativa otimista de êxito ao final da demanda.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Impacto negativo no resultado da Companhia e desembolso de R$ 323 milhões em caso de perda.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável

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

Processos n° 3.137.813-4; 3.139.698-7; 3.142.450-8 e 3.143.382-0	
Juízo	Tribunal de Impostos e Taxas (TIT)
Instância	2º Grau - Administrativa
Data de instauração	10.12.2010
Partes no processo	**Autor:** Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo(SEFAZ/SP) **Réu:** Tractebel Energia e Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC)
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 36 milhões
Principais fatos	A Companhia e sua controlada Tractebel Energia Comercializadora Ltda. foram autuadas pela Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo, sob a alegação de que as notas fiscais de venda de energia elétrica a consumidores livres são emitidas no mês seguinte ao fato gerador. Pelo entendimento do fisco, esta prática posterga em um mês o recolhimento do imposto devido ao Estado. A medição da energia utilizada pelo cliente é realizada pela distribuidora onde o mesmo está conectado. Posteriormente, a distribuidora remete as informações para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, entidade responsável pelos ajustes desta medição, a fim de possibilitar a contabilização da energia comercializada pelo agente. O procedimento de medição é concluído até o oitavo dia do mês seguinte ao fornecimento, portanto, somente a partir desta data que é possível faturar a energia consumida pelo cliente. Os referidos autos de infração estão sendo contestados pela Companhia que juntamente com seus advogados entendem que os mesmos não devem prosperar motivo pelo qual consideram que a chance de êxito é superior ao risco de perda. Ainda que se mantenham ou autos de infração, a Administração da Companhia e seus consultores legais entendem que o valor efetivamente devido seria inferior a 10% do lançado pela fiscalização, que adotou critérios de apuração sem embasamento legal. Em virtude da decisão denegatória da nossa contestação na Câmara de Julgamento da Delegacia Tributaria de São Paulo, a empresa impetrou Recurso Ordinário ao Tribunal de Impostos e Taxas (TIT), afim de que, reforme integralmente a decisão em questão.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Impacto negativo no resultado da Companhia e desembolso de R$ 36 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° 11516.001259/2007-69	
Juízo	Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF)
Instância	Primeira
Data de instauração	19.04.2007
Partes no processo	**Autor:** Tractebel Energia **Réu:** Receita Federal do Brasil em Florianópolis (RFB)
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 24 milhões
Principais fatos	Em 11.06.2008 a Companhia obteve decisão favorável da Delegacia de Julgamento em Florianópolis, relativamente parte de Auto de Infração emitido pela Receita Federal do Brasil, em virtude da utilização de base negativa de CSLL no ano calendário de 2003, originada de operação de incorporação. No mesmo Auto de Infração, o fisco exigiu o pagamento de tributos quitados em atraso pela Companhia, sem a incidência de Multa, através de compensação com créditos tributários existentes, com fundamento no instituto da Denúncia Espontânea prevista no artigo 138 do CTN. Os valores referentes à base negativa de CSLL são provenientes de incorporação de empresa, ocorrida em 29.04.1998, e foram utilizados em data posterior à modificação introduzida na legislação tributária através da Medida Provisória (MP) nº 2.158-35, de 2001, que vedou a utilização de bases negativas decorrentes de incorporação, fusão ou cisão de empresas. Como a incorporação se deu muito antes da vedação imposto pela referida MP, quando ainda era possível aproveitar a base negativa de CSLL da sucedida, a Companhia entende que a nova regra não alcança a incorporação levada a efeito, porquanto os valores foram integrados ao seu patrimônio, na qualidade de sucessora, o que lhe garante o direito de utilizá-los. Tais argumentos foram acatados pela Delegacia de Julgamento. No que respeita à quitação de tributos vencidos, sem a incidência de multa, antes de qualquer procedimento administrativo ou medida de fiscalização, com a utilização de créditos tributários, a Companhia entende que tal situação se enquadra no instituto da Denúncia Espontânea prevista no artigo 138 do CTN. Contudo, tal entendimento não foi acatado pela Delegacia de Julgamento de Florianópolis. O processo encontra-se em tramitação no 1ª Conselho, 7ª Câmara com Recurso de Oficio ao Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF), por parte da Receita Federal do Brasil, e com Recurso Voluntário da Companhia versando exclusivamente acerca da questão da não incidência da multa de mora.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Impacto negativo no resultado R$ 24 milhões, 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, União Federal, Eletrobras Geração S.A. (Eletroger), Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), Eletrosul - Centrais Elétricas S.A. (Eletrosul), 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 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 Ministério Público Federal (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

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

Processo n.° 9800031820 - continuação	
Análise do impacto em caso de perda	Não há como prever as consequências de uma eventual e 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 SUEZ 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.

Processo n.° 023010570317	
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$ 18 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 e a rescisão de tal contrato por suposto descumprimento de cláusula contratual pela Companhia. Em 10.10.2010 o Tribunal Regional Federal da 4ª Região, em decisão proferida no Agravo de Instrumento interposto pela Companhia, reconheceu a legitimidade da Aneel para figurar no pólo passivo da lide.
Chance de perda	Provável
Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de R$ 18 milhões e rescisão contratual. Essa eventual rescisão não resultaria em impactos negativos nos negócios da Companhia, uma vez que a Cien já não tem fornecido energia para a Companhia devido à indisponibilidade de energia para honrar o contrato em referência, conforme comprovado pela Aneel.
Valor provisionado (se for o caso)	R$ 18 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, 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. Em dezembro de 2009 a Companhia apresentou recurso de apelação ao Tribunal Regional Federal 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 cumpre 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 o CTJL é licenciado 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 ficarão sujeitos à comprovação mediante perícia médica. Eventual adequação, ainda que não admitida pela Companhia posto que as emissões do CTJL se encontram 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 conteúdo de 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 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.

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

Processo n.° 001061166589 - continuação	
Principais fatos - continuação	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 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 o recurso julgado improcedente. Atualmente aguarda-se o decurso do prazo para ajuizamento de Recurso Especial por parte da Petrobras. Por outro lado, a Medida Cautelar Preparatória foi julgada procedente e confirmou a liminar concedida.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Majoração dos preços do gás natural utilizado na UTWA 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 neste momento.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

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

Processo n.° 7442-81.2007.4.01.3500	
Juízo	2ª 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 (AGMA).
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) 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. 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.

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

Processo n.° 7442-81.2007.4.01.3500 - continuação	
Principais fatos - continuação	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 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.

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

Processo n.° 7442-81.2007.4.01.3500 - continuação	
Principais fatos – continuação	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. Em sede de liminar, o Juiz Federal da 2ª Vara determinou a transferência do processo de licenciamento para o Ibama; que a Companhia apresente estudos técnicos acerca da vegetação submersa; a implementação de um plano de ação para controlar a expansão de doenças na região; que a Companhia apresente uma proposta de compensação para a comunidade indígena e apresente relatório sobre a malha viária atingida. A Companhia interpôs Agravo de Instrumento contra essa decisão, que ainda não foi julgado. Em fevereiro de 2011 o processo foi suspenso por seis meses, a pedido do autor, o Ministério Público Federal.
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.
Valor provisionado (se for o caso)	R$ 3 milhões

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

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 (total de 83) Rés: Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social (ELOS) e Eletrosul. A Tractebel Energia figura como assistente das rés, em razão da cisão parcial da Eletrosul e de ser patrocinadora da ELOS, com responsabilidade em relação a 64 dos 83 autores.
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$ 26 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 alguns participantes da Elos requerem a declaração de nulidade da opção que exerceram de limitação da complementação de suas aposentadorias a três vezes o teto da Previdência Social. 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 e da Companhia. Recentemente, a Companhia celebrou acordo com 53 dos 64 autores da ação sob sua responsabilidade, que estabelece: (i) o pagamento, a partir de novembro de 2010, de complementação de aposentadoria em valor correspondente a 75% daquele que receberiam os autores nos termos da sentença, ou seja, sem limitação; (ii) a constituição de Reserva Matemática junto a ELOS para satisfazer esse aumento de benefício; e (iii) pagamento a cada autor, em parcela única, correspondente a 10% do valor da Reserva Matemática individual que deverá aportar para a ELOS. O valor desses 10%, adicionado aos honorários do advogado dos autores, importa em 2 milhões. O Valor correspondente à Reserva Matemática que a Companhia assumirá perante a ELOS importa em aproximadamente 11 milhões. Em relação aos demais 11 (onze) autores que não celebraram acordo a ação continuará seu trâmite normal.

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

Processo n.° 023.95.024520-4 - Continuação	
Chance de perda	Provável
Análise do impacto em caso de perda	A perda resultaria em um desembolso de R$ 26 milhões. Contudo, com o acordo celebrado esse valor será reduzido sensivelmente, estando em fase de elaboração o cálculo.
Valor provisionado (se for o caso)	R$ 26 milhões.

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: Tractebel Energia. (Autor original era a Ponte de Pedra Energética S.A. (PPESA), incorporada pela Tractebel Energia em 30.12.2010) 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$ 37 milhões.
Principais fatos	Refere-se à ação ajuizada pela PPESA, incorporada pela Companhia em 30.12.2010, 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 Companhia 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 Companhia substituiu os depósitos judiciais por uma carta de fiança bancária. A fim de reduzir o custo da fiança contratada, a Companhia vinculou até abril de 2011 ativos financeiros à referida fiança, os quais estavam sendo apresentados em conta retificadora desta provisão. A partir de abril de 2011, após aprovação das autoridades competentes, foi efetuada a substituição da antiga fiança bancária por outra de responsabilidade da Tractebel Energia sem a necessidade de vinculação de ativos financeiros (*Cash Colateral*)
Chance de perda	Provável
Análise do impacto em caso de perda	A perda resultaria em um desembolso de R$ 37 milhões.
Valor provisionado (se for o caso)	R$ 37 milhões

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

Processo n.° 1986-82.2009.8.06.0049	
Juízo	Vara Única da Comarca de Beberibe
Instância	Primeira
Data de instauração	20.01.2010
Tipo de ação	Ordinária
Partes no processo	Autor: Agropecuária Beraba Ltda. Réus: Eólica Beberibe S.A. (controlada indireta da Companhia)
Valores, bens ou direitos envolvidos	Contrato de Arrendamento de imóvel utilizado pela Usina Eólica Beberibe para a implantação de cinco torres eólicas com conversores de energia, torres de medição de vento e uma subestação elevadora.
Principais fatos	Trata-se de ação de rescisão de contrato c/c reintegração de posse ajuizada pela Agropecuária Beraba, requerendo (i) a rescisão do Contrato de Arrendamento da área onde está instalada parte da Usina Eólica Beberibe, (ii) a imediata desocupação da área e (iii) o pagamento de R$ 16 milhões referente a penalidades contratuais, multa rescisória de cinco vezes o valor da última anuidade paga, parcelas vincendas e honorários advocatícios. O autor alega que a Companhia não pagou o total do valor de reajuste avençado para a anuidade de 2009, o que acarretaria a rescisão contratual. Em sua defesa, a Companhia sustenta que o reajuste relativo à anuidade 2009 foi corretamente feito de acordo com o que previa o contrato. A inflação anual foi de 6% e o autor requer reajuste de 300%, o que contraria o contrato e a própria legislação brasileira. A ação se encontra em fase de perícia.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	O valor pleiteado pelo autor é de R$ 16 milhões. Além disso, a perda resultaria em inativação de parte da Usina Eólica Beberibe, trazendo impactos financeiros que não são passíveis de valoração neste momento.
Valor provisionado (se for o caso)	A Companhia considera que esta ação não se sustenta e, portanto, não constituiu qualquer provisão.

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

(IV) Arbitragem

Processo s/n.° 04/11	
Juízo Arbitral	Câmara de Arbitragem Empresarial - CAMARB
Instância	Primeira
Data de instauração	28.02.2011
Tipo de ação	Arbitragem
Partes no processo	Autor: Hidrelétrica Areia Branca S.A. (controlada indireta da Companhia) Réus: EMPA S.A. Serviços de Engenharia e ENERG Power Ltda. (empresas que formaram o Consórcio Construtor da PCH Areia Branca)
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 33 milhões
Principais fatos	Refere-se à arbitragem iniciada pela Companhia contra as empresas que formaram o consórcio responsável pela construção da PCH Areia Branca, requerendo reembolso dos custos incorridos com reparo de ruptura da ombreira direita da barragem da PCH Areia Branca, lucros cessantes pelo atraso na entrada em operação da usina e multas por descumprimento contratual. O contrato para a implantação da usina foi celebrado em 02 de fevereiro de 2007. Em novembro de 2009 a Companhia verificou a ocorrência de ruptura na ombreira direita da barragem e notificou as rés para que elas adotassem medidas urgentes para corrigir o problema e evitar o agravamento da situação. Ante à inércia das rés e negativa em reconhecer sua responsabilidade, a Companhia arcou com os custos de reparo e decidiu pela instauração da arbitragem, contratualmente prevista. A ação se encontra em fase de nomeação de árbitros.
Chance de perda	Remota
Análise do impacto em caso de perda	R$ 12 milhões (gastos já realizados com o reparo da ombreira e lucros cessantes)
Valor provisionado (se for o caso)	A Companhia não constituiu qualquer provisão, pois os gastos já foram realizados, tratando-se se cobrança de valor.

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 há 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.

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 h**á** processos sigilosos relevantes em que a Companhia ou suas controladas sejam parte e que não tenham sido divulgados nos itens anteriormente comentados.

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

4.6 Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, baseados em fatos e causas jurídicas semelhantes, que não estão sob sigilo e que em conjunto 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 **Autor:** Receita Federal do Brasil
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 48 milhões
Principais fatos	Em 08.08.2006, a Companhia recebeu Autos de Infração lavrados pela delegacia da RFB, em decorrência de ter efetuado compensações de débitos de IR e CSLL, 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 artigo 138 do CTN. Desta forma, a RFB 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 imputar multa contra a Companhia que possuía créditos fiscais a compensar e que declarou os seus débitos através do instituto da denúncia espontânea.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Impacto negativo no resultado da Companhia e desembolso de até R$ 48 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
Valores, bens ou direitos envolvidos	Entorno dos reservatórios das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago (UHSS) e Salto Osório (UHSO).
Principais fatos	Em 8 (oito) dessas Ações Civis Públicas, os municípios, sob o argumento de inadimplência, requerem que a Companhia repasse recursos monetários para que eles realizem o reflorestamento em Área de Preservação Permanente (APP) de 100 metros no entorno dos reservatórios das usinas. Nas outras 3 (três), que a Companhia construa escada para peixes e eclusa. 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.

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

Processos n.° 613/2007, 376/2007, 616/2009, 285/2007, 230/2008, 519/2008, 518/2008, 378/2007, 558/2007, 306/2007, 269/2008 - continuação	
Principais fatos – continuação	Além de inexistir a obrigação de compra da APP no entorno dos reservatórios, pois quando da construção das Usinas não havia previsão legal para tanto, a propriedade das áreas no entorno dos reservatórios permaneceu sendo de terceiros, não podendo tais municípios exigirem o 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 nas ações. 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. Em quatro das oito ações que versam sobre reflorestamento foram concedidas liminares obrigando a Companhia a elaborar e apresentar nos juízos de origem projetos de reflorestamento. Em duas delas já foram proferidas sentenças condenando a Companhia a elaborar e executar os projetos. Dessas duas decisões foram interpostos recursos de apelação para o Tribunal de Justiça do Paraná, onde aguardam julgamento. As demais estão tendo o seu curso normal.
Chance de perda	Remota
Valores envolvidos	Valores pleiteados em conjunto nas 11 ações, R$ 220 milhões.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

Em 31.12.2010, 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

4.7 Outras Contingências Relevantes

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

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

1º. 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 frequentemente na economia brasileira e ocasionalmente realiza 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 executadas 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. Como esse é um risco genérico, que impacta nos riscos individuais que estão elencados na sequência a mensuração quantitativa está mencionada, quando for o caso, em cada um dos riscos apresentados a seguir.

2º. 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.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

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.

Os investimentos previstos para os próximos anos, informados durante o terceiro trimestre de 2011, encontram-se demonstrados no quadro abaixo:

Em R$ milhões	**2011**	**2012**	**2013**
Financiado com dívida	246	336	-
Financiado com capital próprio	214	388	605
Total	**460**	**724**	**605**

Além dos valores acima, novos investimentos em expansão da capacidade geradora em projetos ainda não aprovados poderiam ser afetados.

3º *O impacto de uma potencial falta de eletricidade e o consequente 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 cerca de 70% da capacidade disponível no Sistema Integrado Nacional (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.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

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 e, consequentemente, no racionamento de energia. 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 ativar 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.

Embora os reflexos, na Companhia, de um racionamento sejam virtualmente impossíveis de se calcular, principalmente pelos efeitos adversos adicionais que causam no crescimento econômico do país, a título de sensibilidade foi simulada uma redução de 10% na energia assegurada e, consequentemente, nas vendas contratadas da Companhia para o ano de 2010. Como resultado o impacto no ano poderia significar redução na receita em cerca de R$ 376 milhões, com reflexo de R$ 248 milhões no resultado.

4º *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.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

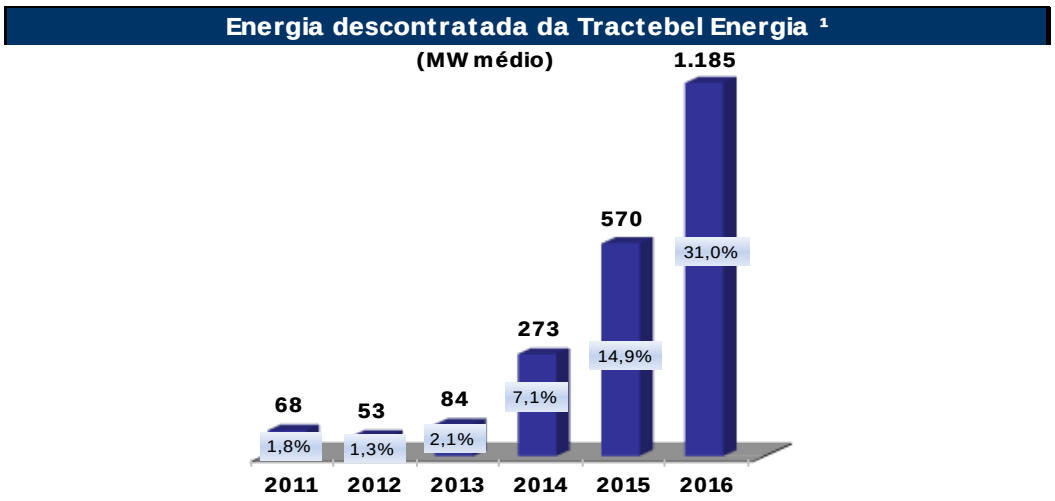
Este risco não produz efeito nos valores reportados atualmente pela Companhia, uma vez que a mesma não incorpora em suas informações dados relativos a eventuais projetos futuros. O referido risco diz respeito apenas à possibilidade, ou não, da expansão e diversificação futura dos negócios da Companhia.

5º 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 31.12.2010, a Companhia havia vendido 541 MW médios de energia nos leilões de energia existente do Ambiente de Contratação Regulada (ACR). 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 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.

A título de informação, estão demonstrados abaixo os patamares de energia descontratada no portfolio da Companhia no curto e médio prazo, que estão sujeitos às variações dos preços no mercado:



1 - Percentual dos recursos totais

Base: 31.12.2010

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

6º 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. Nos anos de 2008, 2009 e 2010 os índices de inflação foram de 5,90%, 4,31% e 5,91%, respectivamente, de acordo com o Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA).

As dívidas da Companhia e de suas controladas estão expostas a taxas de juros variáveis, tais como TJLP, *Libor*, *Euribor* e Taxa DI. Em 31.12.2010, o valor total das dívidas da Companhia (de curto e longo prazo) era de R$ 4.444 milhões – incluindo a dívida em moeda estrangeira -, sendo a quase totalidade sujeita a taxas de juros variáveis (R$ 4.255 milhões). Além disso, a Companhia possui um montante de concessões a pagar de R$ 1.135 milhões que está atrelado aos índices de inflação IPCA e IGP-M, os mesmos indexadores geralmente utilizados nos contratos de venda de energia. 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 consequência de maiores despesas financeiras.

Medidas do Governo Federal para o combate da inflação, 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.

Em decorrência do histórico de volatilidade dos índices de preço (inflação), a Companhia preparou uma análise de sensibilidade sobre suas dívidas, com base em premissas disponíveis no mercado, para demonstrar os impactos no seu resultado de 2011, considerando um cenário básico projetado bem como uma variação de 25% e 50% sobre esse cenário.

A Companhia considerou as seguintes premissas para a definição do cenário-base: IPCA de 5% e IGP-M de 7%. Os impactos no resultado da Companhia em decorrência dessas variações seriam:

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

Impactos no Resultado (R$ milhões)	Cenário Base	Cenário I 25%	Cenário II 50%
Variação nos índices de preços			
Debêntures	25	114	233
Concessões a pagar	165	181	195

Especificamente quanto ao risco de aceleração inflacionária, vale ressaltar que a totalidade dos contratos de venda de energia em vigor tem clausula de reajuste inflacionário – IGP-M ou IPCA o que representa um hedge natural de longo prazo para dívidas e obrigações ajustadas pela inflação e/ou atreladas à aceleração inflacionária – no caso do CDI.

7º 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, consequentemente, 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 Companhia tem provisionado o valor de R$ 6 milhões, relativo a quatro processos ambientais classificados como riscos prováveis, cujos objetos versam em três ações sobre o reflorestamento de áreas de preservação permanente (APP) ao redor do reservatório da Usina Hidrelétrica Salto Santiago (conforme descrito no item 4.6 deste Formulário de Referência) e em um processo a respeito de supostos danos causados em decorrência do enchimento do reservatório da Usina Hidrelétrica Cana Brava (conforme descrito no item 4.3 deste Formulário de Referência). As ações estão seguindo seus trâmites normais na justiça.

Além disso, a título de sensibilidade, foram estimadas as implicações da adoção de novos impostos ou contribuições da ordem de 1% da Receita Operacional Líquida (ROL) da Companhia. Tomando-se por base a receita do ano de 2010 poderia haver um aumento nos custos da ordem de R$ 41 milhões, com impacto de R$ 27 milhões no resultado.

8º *Alterações na legislação tributária do Brasil poderão afetar adversamente os resultados operacionais da Companhia.*

O Governo Federal regularmente realiza 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.

A título de sensibilidade, foram estimadas as implicações da adoção de novos impostos ou contribuições da ordem de 2% da Receita Operacional Líquida (ROL) da Companhia. Tomando-se por base a receita do ano de 2010 poderia haver um aumento nos custos da ordem de R$ 82 milhões, com impacto de R$ 54 milhões no resultado.

9º 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, consequentemente, suas receitas, resultados operacionais e capacidade de pagamento poderão ser adversamente afetados.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

A comercialização de energia com consumidores livres representou 30%, 23% e 22% da receita total da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 2008, 2009 e 2010, respectivamente.

Em termos de receita bruta de vendas os montantes acima representaram R$ 1.060 milhões, R$ 879 milhões e R$ 1.011 milhões respectivamente em 2008, 2009 e 2010.

10º Oscilações do valor do Real frente ao valor do Dólar e de outras moedas podem afetar negativamente a capacidade de pagamento da Companhia.

Em 31.12.2010, a Companhia possuía uma dívida total consolidada em moeda estrangeira de R$ 214 milhões, sendo que deste valor 57% eram denominados em Dólar e 43% em Euros. A Companhia não possui hedge para cobertura dessa dívida em moeda estrangeira. 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. 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 consequente efeito adverso sobre seus resultados e sua condição financeira.

Além disso, 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 Companhia preparou uma análise de sensibilidade sobre suas dívidas, com base em premissas disponíveis no mercado, para demonstrar os impactos no seu resultado de 2011, considerando um cenário básico projetado bem como uma variação de 25% e 50% sobre esse cenário.

A Companhia considerou as seguintes premissas para a definição do cenário-base: valorização do dólar frente ao real de 4% e desvalorização do euro frente ao real de 3%. Os impactos no resultado da Companhia em decorrência dessas variações seriam:

Impactos no Resultado (R$ milhões)	Cenário Base	Cenário I 25%	Cenário II 50%
Variação na moeda estrangeira	2	55	109

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

11º ***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, consequentemente, 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.

Em decorrência do histórico de volatilidade das taxas de juros a Companhia preparou uma análise de sensibilidade sobre suas dívidas indexadas ao CDI e TJLP, com base em premissas disponíveis no mercado, para demonstrar os impactos no seu resultado de 2011, considerando um cenário básico projetado bem como uma variação de 25% e 50% sobre esse cenário.

Em relação às premissas de taxas de juros, a Companhia considerou que ao final do ano de 2011 a TJLP permanecerá em 6% a.a. e o CDI sofrerá uma elevação de 1,2 p.p. Os impactos no resultado da Companhia em decorrência dessas variações seriam:

Impactos no Resultado (R$ milhões)	Cenário Base	Cenário I 25%	Cenário II 50%
Variação na taxa de juros	0,5	38	76

A Companhia possui seu disponível alocado em um Fundo de Investimento Exclusivo de Renda Fixa, o qual possui em sua política a alocação de seu patrimônio em ativos de baixíssimo risco. Em 31.12.2010 o Fundo possuía cem por cento de sua carteira em ativos com risco de crédito do governo brasileiro, todos de liquidez diária e pós-fixados, atrelados à variação da Selic. Estes recursos serão utilizados no curto prazo, reduzindo substancialmente o risco de quaisquer efeitos significativos nos seus rendimentos em decorrência de uma eventual redução da taxa básica de juros da economia brasileira.

Quanto ao risco de taxas de juros flutuantes, vale ressaltar que a maior parte das dívidas está vinculada à TJLP, com tendência a se tornar ainda mais importante, e que esta taxa, apesar de ser considerada uma taxa "flutuante" vem sendo mantida no patamar de 6% há vários anos, prestando a esta taxa, caráter *quasi*-fixo.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

12º 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 implantação 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.

Quando da implantação de novos projetos de geração a Companhia tem realizado todos os investimentos relativos às condicionantes impostas na liberação das licenças ambientais quanto aos reassentamentos, compensações ou indenizações. Além disso, para as usinas em operação a Companhia tem investido, de forma efetiva e proativa, para a melhoria das condições de vida das comunidades onde atua. Exemplo disso é a prioridade que dá para a contratação de recursos humanos e fornecedores locais. A Companhia também colabora com o desenvolvimento sustentável das regiões nas quais se insere por meio de iniciativas e programas adicionais que sejam capazes de gerar resultados econômicos, avanços sociais e preservação ambiental. Dessa forma, o cálculo de eventual impacto financeiro adicional para esse risco torna-se extremamente difícil, dada a impossibilidade de se prever que tipo de ações ou reinvindicações poderiam surgir dos referidos movimentos sociais organizados. Entretanto, como referência, eventuais atrasos na conclusão das obras em decorrência dos citados eventos resultariam na redução mensal da receita líquida de vendas de aproximadamente R$ 8,6 milhões por 100 MW médios de energia assegurada.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

13º) Descumprimento, da(s) contraparte(s), de disposições constantes dos contratos de venda e compra de energia firmados pela Companhia e operações na CCEE.

Esse risco pode se caracterizar por: (i) dificuldades financeiras dos clientes da Companhia; (ii) dificuldades em cortar o suprimento de energia e cancelar o registro dos contratos na CCEE, no caso de inadimplência do cliente; (iii) pressão de redução dos custos pelos clientes em relação às garantias dadas nos contratos de venda de energia da Tractebel Energia; (iv) interpretação divergente dos contratos ou da regulação vinculada a eles; (v) deterioração da situação financeira dos Estados, que podem afetar o caixa das distribuidoras estatais; e, (vi) diferença entre os preços dos contratos bilaterais e o preço spot ou o preço da distribuidora local. Qualquer evento nesse sentido pode afetar de maneira negativa os negócios do setor de energia elétrica e ter um efeito adverso para os negócios e resultados da Companhia, com consequências como: perda de receita, frustração de Caixa, aumento da incerteza no mercado livre, deterioração do *rating* e aumento dos custos de financiamento (em caso de inadimplência significativa dos clientes).

A Companhia não tem registrado nenhum caso de inadimplência de contraparte em seus contratos bilaterais. As situações de inadimplência no âmbito da CCEE têm sido tratadas de forma global pelos agentes e órgãos reguladores do setor, no sentido de se mitigar seus eventuais impactos. No limite, caso houvesse uma inadimplência geral de 3% da Receita Operacional Líquida (ROL) da Companhia, o impacto no ano seria de cerca de R$ 123 milhões, com reflexo de R$ 81 milhões no resultado, tomando-se por base o ano de 2010.

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, avaliando-se o saldo disponível de energia para contratação, o controle do lastro, o nível dos preços praticados no mercado, bem como a evolução do ambiente competitivo;
- Monitoramento contínuo do equilíbrio estrutural entre oferta e demanda do sistema elétrico brasileiro, bem como da expansão do parque gerador nacional a fim de antecipar-se a situações que possam impactar a estratégia de comercialização de energia da Companhia;
- Diversificação da base de clientes, monitorando o comportamento dos setores industriais dos quais os mesmos fazem parte;
- Acompanhamento das alterações regulatórias que tenham impacto para a Companhia, mantendo contato permanente com instituições representativas do Setor.
- Avaliação permanente do cenário econômico e político nacional;
- Busca por financiamentos em moeda local, salvo se houver receita em moeda externa;
- Utilização de índices de reajuste dos contratos de venda de energia idênticos aos de reajuste de custos e despesas; e
- Preferência por financiamento em atrelados à TJLP, quando possível, cujas taxas são relativamente estáveis e baixas para estímulo a novos investimentos.

Além disso, a Companhia faz monitoramento constante do seu parque gerador, investindo na atualização do mesmo, mantendo as certificações NBRISO 9.001 (Gestão da Qualidade) e 14.001 (Gestão Ambiental) e tendo implantado em 2010 a OHSAS 18001 (Segurança e Saúde Ocupacional).

No que se refere aos riscos financeiros, a Companhia possui Política de Investimentos e Derivativos que tem por finalidade definir critérios para a aplicação de recursos financeiros disponíveis no mercado financeiro e limites para a utilização de derivativos.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

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 avaliam necessários.

A Tractebel Energia possuía, em 31.12.2010, apólices de seguros abrangentes de riscos operacionais com valor declarado para danos materiais de US$ 4.867 milhões (R$ 8.106 milhões) e para lucro cessante no valor declarado de US$ 378 milhões (R$ 630 milhões). O limite máximo combinado para indenização de danos materiais e lucros cessantes é de US$ 250 milhões, equivalentes a R$ 416 milhões, por evento.

As controladas têm contratos de seguros com as seguintes principais características e valores de cobertura em 31.12.2010:

	Riscos operacionais		Lucro cessante	
	US$ milhões	R$ milhões	US$ milhões	R$ milhões
Lages	**40**	**67**	**8**	**13**
CESS	**232**	**386**	**20**	**33**
Ponte de Pedra	**197**	**327**	**11**	**19**
Tupan	**24**	**40**	**3**	**6**
Hidropower	**24**	**40**	**4**	**6**
Pedra do Sal	**25**	**41**	**11**	**18**
Beberibe	**49**	**83**	**14**	**24**
Ibitiúva	**52**	**87**	**19**	**31**

Além destas coberturas, a Companhia possui apólices de responsabilidade civil com cobertura no valor de R$ 87 milhões. Essas apólices incluem as usinas hidrelétricas Itá e Machadinho, exploradas em consórcio, a Unidade de Cogeração Lages, as usinas hidrelétricas Ponte de Pedra e São Salvador, as PCH Rondonópolis (Tupan), Engenheiro José Gelazio da Rocha (Hidropower), Areia Branca, a termelétrica Ibitiúva e as eólicas Pedra do Sal e Beberibe.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

Desde o ciclo 2009/2010 a Companhia decidiu aderir à apólice de seguro global de danos à propriedade e interrupção de negócios (*Property Damaged Business Interruption – PDBI*) do programa de seguros da GDF SUEZ por entender que as condições comerciais e de cobertura se mostravam mais favoráveis que as disponíveis no mercado local e possíveis de contratação pela Companhia.

Em 31.05.2010 esta apólice de seguro foi renovada para o ciclo 2010/2011 com redução da taxa de seguro de cerca de 9%, em bases comparativas com a do ciclo anterior. Em função das condições favoráveis disponibilizadas nesta apólice global, o Consórcio Estreito Energia, solicitou a inclusão da Usina Estreito na referida apólice corporativa, o que efetivamente ocorrerá a partir da entrada em operação dessa Usina.

Atualmente o Consórcio Estreito Energia possui seguro de risco de engenharia com valor declarado para danos materiais de R$ 2.405 milhões e perda de lucros esperados com valor declarado de R$ 612 milhões.

b. Estratégia de proteção patrimonial (hedge)

De acordo com a Política de Investimentos e Derivativos da Companhia:

- 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;
- 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 subsequente apresentação à Diretoria Executiva. Os casos em que a posição líquida em risco ultrapassar R$ 20 milhões deverão ser reportados ao Conselho de Administração.

c. Instrumentos utilizados para proteção patrimonial (hedge)

A Companhia não tem operações de *hedge* patrimonial.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

d. Parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos

Mensalmente, é produzido relatório no qual são monitorados diversos riscos financeiros, como:

- Análise da posição de caixa e investimentos de curto prazo, onde é informado o percentual alocado em risco público (títulos federais, etc.) e privado (CDBs, etc.). Esse monitoramento é feito para verificar a adequação à Política de Investimentos e Derivativos;
- Projeção da relação entre endividamento total e EBITDA consolidado da Companhia, principal *covenant* em vários instrumentos de dívida, para mitigar o risco de desenquadramento futuro;
- Mais recentemente, alguns índices de performance financeira (KPIs financeiros) foram introduzidos nesse relatório para monitoramento mensal ou trimestral, como os principais índices utilizados pelas agências de *rating* (para mitigar o risco de um rebaixamento na nota de qualidade de crédito da Companhia), o prazo médio da dívida e o custo médio da dívida.

A Companhia também monitora e informa trimestralmente ao mercado o perfil, custo e composição de seu endividamento (indexadores, moedas, curto *versus* longo prazo etc.).

No que se refere à administração do portfólio de energia, o monitoramento dos riscos envolve o acompanhamento, análise e prospecção das seguintes variáveis:

- Cronograma de manutenção de usinas e fatores de indisponibilidade apurados;
- Estoque de combustíveis;
- Tarifas das distribuidoras e tarifas dos leilões regulados;
- Custo marginal de operação, preço de liquidação das diferenças, diferença de preços entre submercados e margem no mercado de curto prazo;
- Armazenamento dos reservatórios, energia natural afluente, expansão da oferta, carga do sistema, restrições de transmissão;
- Preços contratados pela Companhia, volumes contratados, flexibilidades contratuais, consumo dos clientes, EBTIDA, etc.; e,
- Inadimplência na CCEE, exposição mensal ao PLD e média móvel de apuração de lastro.

Cada operação de venda é avaliada, quanto a sua adequação à política de comercialização da Companhia, em termos de margem, risco de crédito e limites de responsabilidade.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

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.

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.

A atuação do Comitê é de abrangência corporativa e tem como foco os riscos empresariais.

Conforme organograma geral da Tractebel Energia há sete Comitês, todos coordenados por Diretores.

Desses, os Comitês Financeiro, de Energia e de Planejamento Tributário contribuem para a análise e gerenciamento do risco de mercado.

O Comitê Financeiro tem por atribuições:

1. Submeter à Diretoria Executiva a política de aplicações de recursos financeiros, a política de antecipação de pagamentos a fornecedores e a política de postergações/antecipações de recebimento dos créditos (faturas de energia, etc.);
2. Orientar as aplicações de recursos financeiros;
3. Aprovar o "ranking" de bancos com os quais a Empresa irá trabalhar;
4. Recomendar à Diretoria Executiva a contratação de operações de reestruturação de passivo e de captação de recursos; e,
5. Identificar riscos de descasamentos nas operações ativas e passivas e, se pertinente, propor à Diretoria operações hedge.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

O Comitê é composto pelo Diretor Financeiro (DF) e de Relações com Investidores, Gerente da unidade organizacional Finanças (U.O. Finanças), Gerente de Gestão de Recursos e Tesouraria e Gerente de Gestão de Contratos, sendo coordenado pelo DF e secretariado pela U.O. Finanças.

No que diz respeito aos riscos relacionados à utilização de instrumentos financeiros, os mesmos são monitorados pelo Comitê Financeiro, que periodicamente avalia a exposição da Companhia e propõem estratégias operacionais, sistema de controle, limites de posição e limites de crédito com os demais parceiros do mercado, os quais são considerados na gestão dos riscos pelo Comitê de Gerenciamento de Riscos.

O Comitê de Energia tem por atribuições:

1. Aprovar a Política de Comercialização e Administração do Risco de Mercado, mantendo-a atualizada de acordo com a evolução do mercado e dos aspectos regulatórios;
2. Aprovar os Preços de Transferência a serem usados nas operações e avaliação das exposições do portfólio de contratos, estabelecer limites e autorizações, devendo assegurar a implementação de uma política de comercialização transparente e controlada;
3. Aprovar as estratégias para participação em leilões de compra e venda de energia;
4. Aprovar os contratos padrões de venda de energia;
5. Analisar e propor soluções mitigadoras para os processos relacionados com a comercialização de energia, que envolvam riscos apontados pelo Comitê de Riscos da Tractebel Energia e,
6. Reunir-se quinzenalmente para avaliar os negócios e a situação do mercado de energia elétrica.

   O Comitê é composto pelos Gerentes de cada uma das seguintes Unidades Organizacionais (UOs.): Comercialização de Energia, Planejamento da Oferta de Energia, Assuntos Regulatórios e de Mercado, Administração de Contratos de Energia e Contabilização e pelos Diretores de Planejamento e Controle (DC) e de Comercialização de Energia (DE), sendo coordenado pelo DC e secretariado pela U.O. Assuntos Regulatórios e de Mercado.

Quando houver necessidade de discussão de estratégias e políticas para comercialização de energia de empreendimentos em implantação será solicitada a participação de representante da Diretoria de Implantação.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

O Comitê de Planejamento Tributário tem por atribuições:

1. Interpretar a legislação tributária para definir procedimentos específicos, quando necessário;
2. Decidir sobre contestações administrativas e judiciais;
3. Apresentar sugestões para obtenção de benefícios junto às autoridades fiscais; e,
4. Participar das decisões sobre novos projetos, identificando as oportunidades de economia fiscal.
5. O Comitê é composto pelo Diretor Financeiro e de Relações com Investidores (DF) e pelos Gerentes das seguintes Unidades Organizacionais (UOs): Governança Tributária, Contabilidade, Assuntos Jurídicos, Planejamento e Controle Financeiro, Finanças, e pelos empregados responsáveis pelos Processos Tributários e pela empresa de consultoria tributária, sendo coordenado pelo DF e secretariado pela U.O. Governança Tributária (GTR).

Enquanto o Comitê de Gerenciamento de Riscos tem visão corporativa, os Comitês de Energia, Tributário e Financeiro tem visão específica.

Ainda dentro do objetivo de monitorar e gerenciar os riscos, a Companhia tem várias áreas formais com funções relacionadas ao monitoramento de risco de mercado, destacando-se o controle de portfólio, o acompanhamento da exposição mensal e da média móvel de lastro, a prospecção de preços de curto e longo prazos e a definição de estratégias para mitigação de riscos operacionais e de mercado. As atividades comerciais da Companhia seguem a Política de Comercialização e Administração de Risco de Mercado, onde cada operação é individualmente analisada com relação aos resultados e aos riscos.

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

O **Comitê de Gerenciamento de Riscos** da Companhia tem as seguintes atribuições:

1. Promover a conscientização do tratamento do risco na Empresa;
2. Definir metas e diretrizes para o processo de gerenciamento de risco empresarial;
3. Promover e sugerir melhorias no processo de avaliação de riscos gerenciados pelas Unidades Organizacionais;
4. Classificar os riscos da Companhia;
5. Definir os procedimentos de controle de riscos.

A atuação do Comitê é de abrangência empresarial e, deste modo, dispõe de representantes das áreas estratégicas da Companhia.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

Participam do Comitê, representantes 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 do Diretor de Planejamento e Controle, secretariado pela U.O. Planejamento e Controle Financeiro (DPF).

No processo de análise de riscos empresariais 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 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, se obtém uma matriz de riscos e oportunidades empresariais, submetida à aprovação da Diretoria Executiva e apresentada ao Conselho de Administração, e posteriormente ao Acionista Controlador.

Periodicamente, os planos de ação, previstos na matriz de riscos empresariais, são monitorados pelo Comitê de Gerenciamento de Riscos e submetidos à apreciação da Diretoria.

Enquanto o Comitê de Gerenciamento de Riscos tem visão corporativa, os Comitês de Energia, Tributário e Financeiro tem visão específica.

A Companhia possui um Sistema de Controles Internos que foi inicialmente implantado para atender à Lei norte-americana Sarbanes-Oxley, voltada às companhias de capital aberto que orienta a criação de mecanismos confiáveis de auditoria e segurança das informações, a fim de assegurar a veracidade do conteúdo dos relatórios financeiros.

Atualmente na Tractebel Energia a verificação da efetividade do Sistema de Controles Internos é realizada através do Programa de Controles Internos do Grupo, denominado INCOME, o qual é certificado anualmente pela Administração.

Dentro deste Programa, a cada ano os processos operacionais da Companhia são revisados, os riscos envolvidos analisados e as atividades de controles estabelecidos são testadas para certificar que as operações ocorreram corretamente, que os riscos identificados foram mitigados e que a legislação aplicável foi atendida.

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

Política de Investimentos e Derivativos

a) Finalidade

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

b) 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.

c) Alocação de Recursos

As aplicações financeiras disponíveis da Companhia e das suas subsidiárias devem 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.

d) 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.

e) 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:

- Bancos com Patrimônio Líquido mínimo de R$ 1 bilhão; e
- *Rating* mínimo AA- (S&P e Fitch) ou Aa3 (Moody's) em escala nacional.

f) 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, CDB 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.

5.4 - Outras informações relevantes

- 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.

g) Prazo da Operação

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

h) 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.

i) 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 operação 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;
- 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 subsequente apresentação à Diretoria Executiva. Os casos em que a posição líquida em risco ultrapassar R$ 20 milhões deverão ser reportados ao Conselho de Administração.

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 Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. (Gerasul). O patrimônio vertido à Gerasul, à época da cisão, representava cerca de 70% 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 Eletrobras. 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), pertencente ao Grupo GDF SUEZ, 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 (Valor histórico), posteriormente aumentou sua participação na Companhia tendo atingido o percentual máximo de 78,30% em abril de 2005.

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

6.3 - Breve histórico

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 além das exigidas pela legislação aplicável. Em dezembro do mesmo ano, realizou uma oferta secundária de 71 milhões de ações para promover maior valorização e liquidez de suas ações em atendimento aos requisitos do Novo Mercado, tendo a GDF SUEZ reduzido sua participação na Companhia de 78,30% para os atuais 68,71%.

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 2010

1998 - 2000	2001 - 2003	2004 - 2005	2006 - 2007	2008	2009	2010
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 William 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 Usina de 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 da BM&FBOVESPA (ISE) . 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, contemplando todas as 13 usinas da Companhia . 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** Aquisição da Companhia Energética São Salvador . Aquisição da participação da Celesc em Machadinho . Certificação CODIS - Programa de Controle Interno do Grupo GDF SUEZ nos padrões da Lei Sarbanes-Oxley	**2008** . Incorporação da Companhia Energética Meridional (CEM) . Aquisição da UHE Ponte de Pedra (176 MW) . Aquisição das PCHs Rondonópolis (26,6 MW) e Engenheiro José Gelazio da Rocha (23,7 MW) . Aquisição das Usinas Eólicas Beberibe (25,6 MW) e Pedra do Sal (18 MW) e da Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Areia Branca (19,8 MW) . Fusão entre a GDF (Gaz de France) e da SUEZ sem impactos para a Companhia	**2009** . Início da operação da UHE São Salvador (243,2 MW) . Aquisição da UHE Estreito (40,07% de 1.087 MW)	**2010** . Início da operação da PCH Areia Branca (19,8 MW) . Início da operação da UTE Destilaria Andrade (18,28 MW) – biomassa bagaço de cana . Obtenção de *rating* BRAA+ do Fitch . Certificação de 15 usinas nas normas NBR ISO 9001, ISO 14001 e BS OHSAS 18001 . Incorporação da Ponte de Pedra Energética S.A. (PPESA) . Criação de política de governança para transações com partes relacionadas.

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

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 2008

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

Em março de 2008, após o cumprimento de todas as condições precedentes, dentre elas, a anuência prévia da Aneel e a aprovação do BNDES, a Energia América do Sul Ltda. (EAS), controlada da Companhia, concretizou a aquisição de 99,9% do controle acionário da PPESA, pelo montante de R$ 645 milhões.

A PPESA detinha 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.

b) Incorporação da Companhia Energética Meridional (CEM)

Em março de 2008, a Companhia incorporou sua subsidiária 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. A Tractebel Energia detinha 99,99% do capital social da controlada incorporada.

c) Constituição de empresas

Ainda em 2008 a Companhia constituiu a controlada integral Tractebel Energias Renováveis S.A. (anteriormente denominada Sigma Participações), 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 possuía participação indireta de 76,0% na Ibitiúva (em 2010 essa participação foi elevada para 87,9%) 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

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

A Companhia, em dezembro de 2008, através de sua controlada, Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP), anteriormente denominada Gama Participações Ltda. (Gama), 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. A Hidropower é autorizada a explorar a PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha, com capacidade instalada de 23,7 MW. A aquisição foi autorizada pelo Poder Concedente - Aneel.

e) 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. havia concluído 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

a) Aquisição de empresas do Projeto Trairí

A Companhia, através de sua controlada integral TBLP, adquiriu em novembro de 2009, pelo montante de R$ 3 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, os projetos básicos e de impacto ambiental, exigidos para a licença de instalação.

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

Em 14.12.2009, A Companhia participou com quatro desses projetos no leilão de energia de reserva de fonte eólica promovido pela Aneel, não tendo sucesso no leilão de venda de energia, em função dos preços terem ficado abaixo do retorno mínimo exigido pela controladora indireta, Tractebel Energia, para projetos desta natureza.

Nos dias 25 e 26.08.2010 a Companhia participou com os mesmos projetos no Leilão de Energia de Reserva e do Leilão de Fontes Alternativas, promovidos pela Aneel e, do mesmo modo, não tiveram êxito na comercialização da energia do Projeto.

A implantação destes projetos foi aprovada em 2011, conforme mencionado no item a seguir relativo aos eventos societários de 2011.

b) Aquisição da Companhia Energética Estreito - CEE (atual denominação da SUEZ Energia Renovável S.A.)

Em 21.12.2009, a Companhia assinou o contrato de compra e venda da totalidade das ações ordinárias de emissão da CEE, empresa controlada pela GSELA. A CEE detém participação de 40,07% no Consórcio Estreito Energia (Ceste), criado em 05.11.2002 para a implantação e exploração da Usina Hidrelétrica Estreito (UHE Estreito), com capacidade instalada de 1.087 MW e energia assegurada de 641,08 MW médios. A energia assegurada desta Usina 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.

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 CEE. A concessão da UHE Estreito é compartilhada entre as consorciadas do Ceste, na proporção de suas respectivas participações no consórcio. O total dos aportes realizados pela GSELA na CEE até a data da assinatura do contrato foi 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 o preço de compra 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 21.12.2009 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 2º, no valor atualizado de R$ 329 milhões, foi quitada em 25.10.2010.

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

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 BNDES e outras instituições financeiras credoras da CEE, nos termos dos respectivos contratos de financiamento celebrados pela CEE. Dessa forma, o investimento só foi reconhecido pela Companhia em julho de 2010, após atendidas todas essas condições suspensivas estabelecidas no contrato. Vide informações complementares nos eventos societários relativos ao ano de 2010 apresentados a seguir.

Principais eventos societários no ano de 2010

a) Alienação do Projeto Seival

A Seival Participações S.A. foi adquirida pela Companhia, em novembro de 2007, através da controlada Delta Energética S.A. (Delta), pelo valor de R$ 23,8 milhões. Essa Sociedade detém 99,99% das quotas do capital social da Usina Termelétrica Seival Ltda. (UTE Seival), sediada na cidade de Charqueadas (RS) e constituída como uma SPE para implantar e explorar uma central geradora termelétrica a vapor, utilizando como combustível carvão mineral com até 540 MW de potência instalada (Projeto Seival).

Inicialmente a aquisição da UTE Seival tinha o objetivo de agilizar o projeto de exportação de energia ao Uruguai que, por razões regulatórias, foi retirado da estratégia de curto/médio prazo da Companhia. O projeto da UTE Seival detém autorização da Aneel, licenças prévias e de instalação e terreno em Candiota, Rio Grande do Sul, para a implantação da Usina.

Em 30.05.2010 a Companhia assinou uma Carta Proposta para a venda do Projeto Seival, compreendendo a UTE Seival e, sua controladora, a Seival Participações S.A. O valor estabelecido nesta Carta Proposta foi de até R$ 38 milhões, sujeito a descontos e ajustes decorrentes de dívidas, passivos e insubsistência ativas desconhecidas e não registradas que eventualmente poderiam ser identificadas no processo de auditoria realizado. Naquela data a mesma data a Delta Energética recebeu a título de adiantamento o valor de R$ 24 milhões.

Em 22.11.2010 foi assinado o Contrato de Venda da totalidade das ações que a Delta Energética detinha no capital da Seival. O valor remanescente, de R$ 14 milhões, será quitado após o cumprimento das condições precedentes estabelecidas no acordo. A operação resultará eu um ganho de capital de R$ 15 milhões que será reconhecido quando da sua conclusão.

Em 28.03.2011 a Aneel concedeu sua anuência à transferência do controle, tendo a Companhia, a partir da publicação desta decisão, 90 dias para finalizar a transferência das ações, que se dará ainda no primeiro semestre de 2011.

b) Aquisição da Companhia Energética Estreito (CEE) – continuação

No mês de julho de 2010 foram atendidas todas as condições suspensivas estabelecidas no contrato de Compra e Venda das ações da CEE e a ratificação da aquisição foi aprovada por unanimidade dos acionistas minoritários representados na Assembleia Geral Extraordinária (AGE) da Companhia, realizada em 19.10.2010.

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

A ratificação da aquisição ensejaria aos acionistas inscritos até 21.12.2009 nos registros da Companhia e que viessem a dissentir das deliberações na AGE, o direito de retirada, conforme tratado na Lei das Sociedades por Ação, porém o exercício deste direito pelos minoritários não ocorreu. Na AGE de 19.10.2010, o acionista controlador da Companhia, GSELA, se absteve da votação.

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

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, nos termos dos "Protocolos de Incorporação e Instrumentos de Justificação para Incorporação". O objetivo da incorporação proposta foi 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 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 PPESA e EAS a serem incorporados.

Em 30.12.2010 foi realizada nova AGE que aprovou a incorporação da PPESA pela EAS e da EAS pela Tractebel Energia, autorizando a Diretoria Executiva a praticar todos os atos necessários à consecução da operação de incorporação. A EAS possuía 99,99% do capital social da PPESA e a Tractebel Energia detinha 99,99% do capital social da EAS.

Principais eventos societários no ano de 2011

a) Projetos eólicos

O Conselho de Administração, em reunião realizada em 22.03.2011, aprovou a implantação dos parques eólicos Central Eólica Mundaú Ltda., com capacidade instalada de 30 MW; Central Eólica Fleixeiras I Ltda., com capacidade instalada de 30 MW; Central Eólica Trairi Ltda., com capacidade instalada de 25,4 MW; Central Eólica Guajirú Ltda., com capacidade instalada de 30 MW; e Eólica Porto das Barcas S.A., com capacidade instalada de 30 MW, sendo os quatro primeiros instalados no Município de Trairí (CE) e o último no Município de Parnaíba (PI).

A Companhia investirá aproximadamente R$ 630 milhões - incluindo fornecedores, juros durante construção, inflação, contingências, compensação ambiental e outros -, proporcionando um incremento de 145,4 MW de energia renovável não convencional ao seu parque gerador, após a entrada em operação, prevista para o quarto trimestre de 2012. A produção dos parques eólicos mencionados será totalmente direcionada para contratação no mercado livre.

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

b) Alienação do Projeto Seival - Continuação

Em 06.06.2011, após o cumprimento de todas as obrigações precedentes, incluindo a anuência prévia da Aneel e aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), a controlada Delta concluiu a venda da totalidade do capital social de Seival.

Ato contínuo foi registrado, nesta data, o recebimento de R$ 14,3 milhões, corrigido pelo IGP-M/FGV (*pro rata temporis*), valor esse referente à parcela final da venda, conforme condições contratuais. O preço total corrigido da transação atingiu R$ 38,5 milhões.

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 há outras informações que a Companhia julga relevantes sobre este item "6".

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

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).

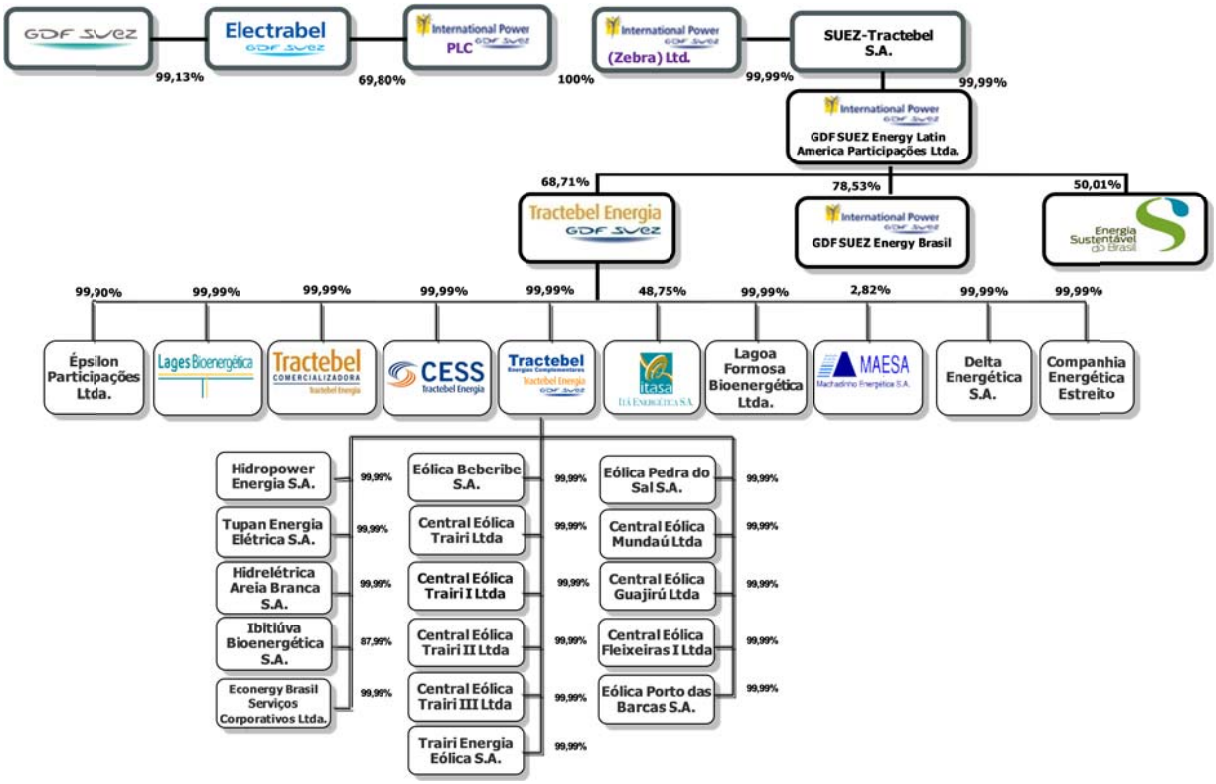
Objeto Social

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 a seguir. 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

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

A Itasa tem como objetivo a exploração da Usina Hidrelétrica Itá (UHIT ou UHE 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. Os demais 52 MW médios da energia assegurada são detidos diretamente pela própria Tractebel Energia.

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.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

Delta Energética S.A. (Delta Energética)

A Delta Energética detém 99,99%do capital social 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), Sociedade sediada na cidade de Charqueadas (RS), constituída como uma SPE para implantar e explorar uma central geradora termelétrica a vapor, utilizando como combustível carvão mineral com até 540 MW de potência instalada (Projeto Seival).

Em 22.11.2010 foi assinado o Contrato de Venda da totalidade das ações que a Delta Energética detinha no capital da Seival. A concretização da venda está condicionada ao cumprimento das condições precedentes estabelecidas no acordo, incluindo a anuência prévia do Poder Concedente – Aneel e a efetiva transferência das ações. Em 28.03.2011 a Aneel concedeu sua anuência à transferência do controle, tendo a Companhia, a partir da publicação desta decisão, 90 dias para finalizar a transferência das ações. A Companhia continua o desenvolvimento de outros projetos termelétricos

Em 06.06.2011, após o cumprimento de todas as obrigações precedentes, incluindo a anuência prévia da Aneel e aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), a controlada Delta concluiu a venda da totalidade do capital social de Seival.

Ato contínuo foi registrado, nesta data, o recebimento de R$ 14,3 milhões corrigido pelo IGP-M/FGV (*pro rata temporis*), valor esse referente à parcela final da venda, conforme condições contratuais. O preço total corrigido da transação atingiu R$ 38,5 milhões.

Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC)

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.

Lages Bioenergética Ltda. (Lages)

A Lages detém a autorização da Aneel para, através da central geradora termelétrica Lages (UCLA) 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.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

Companhia Energética São Salvador (CESS)

A CESS detém a concessão da Usina Hidrelétrica São Salvador (UHSA ou UHE São Salvador), 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, o qual teve início 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.

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

A EAS era uma controlada 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 (UHPP ou UHE Ponte de Pedra), uma usina hidrelétrica com capacidade instalada de 176,1 MW e energia assegurada de 131,6 MW médios. A usina está localizada no Rio Correntes (MS) e está em operação comercial desde setembro de 2005. A Usina possui isenção parcial de 75% 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).

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:

- 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 14,0 MW médios. A Tupan possui 85,51 GWh/ano de energia contratada com a Eletrobras, através do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), até 2027.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

- 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 80,79 GWh/ano de energia contratada até 2027 com a Eletrobras, através do Proinfa.

- Eólica Beberibe S.A. (Beberibe)

A Beberibe detém autorização outorgada pela Aneel para explorar o Parque Eólico Beberibe, com capacidade instalada de 25,6 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. A Eólica Beberibe entrou em operação comercial em setembro de 2008.

- 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 7,8 MW médios. Localizada em Parnaíba (PI), possui 66,29 GWh/ano de energia contratada com a Eletrobras através do Proinfa, por 20 anos. A Eólica Pedra do Sal operação comercial da sociedade foi iniciada em dezembro de 2008.

- 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 e energia assegurada de 10,9 MW médios. Localizada em Caratinga (MG), possui 90,84 GWh/ano de energia contratada por 20 anos com a Eletrobras, através do Proinfa. O início da operação comercial da PCH Areia Branca ocorreu em março de 2010.

- 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. No decorrer do ano de 2010 essa prestação de serviços foi transferida para a controladora indireta, Tractebel Energia.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

- Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)

A Ibitiúva é uma Sociedade de Propósito Específico (SPE) criada para construir e gerenciar o projeto e a operação da Usina Termelétrica Ibitiúva Bioenergética (UTE Ibitiúva Bionergética), situada no Município de Pitangueiras (SP), com capacidade instalada de 33 MW e energia assegurada de 20 MW médios. A Companhia é resultante da parceria entre a TBLP, controlada da Tractebel Energia, a Andrade Açúcar e Álcool S.A. (Andrade Açúcar e Álcool) e a Mega Consultoria Ltda. (Mega).

O Consórcio Andrade (Consórcio), do qual a Ibitiúva e a Andrade Açúcar e Álcool participam com 72,90% e 27,10%, respectivamente, foi criado para a implantação do empreendimento e vendeu 20 MW médios de energia no primeiro leilão de energia de reserva promovido pela Aneel, a ser entregue por um período de 15 anos, a partir de 2010.

A UTE Ibitiúva Bioenergética utiliza como combustível o bagaço resultante do processamento da cana-de-açúcar na unidade produtora de açúcar e etanol da Usina Andrade Açúcar e Álcool, cujo acionista majoritário é o Grupo Guarani. O início da operação comercial ocorreu em 27.05.2010.

Projetos de Geração de Energia Eólica

Em agosto de 2009, a TBLP adquiriu o "Projeto Trairí", que possuí empresas que detentoras de projetos de geração de energia eólica, 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.

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada no dia 22.03.2011, aprovou a implantação de quatro destes parques eólicos (Trairí, Fleixeiras I, Mundaú e Guajirú), além do empreendimento Porto do Delta, para vender a energia elétrica no mercado livre. A conclusão dos parques eólicos está previsto para outubro de 2012.

O projeto Porto do Delta pertencente à controlada indireta Eólica Porto das Barcas S.A., que por sua vez é controlada da TBLP.

Lagoa Formosa Bioenergética Ltda. (Lagoa Formosa)

A Sociedade é controlada 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$ 13 milhões.

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

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

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

A CEE detém participação de 40,07% no Consórcio Estreito Energia (Ceste), criado em 05.11.2002 para a implantação e exploração da UHE Estreito, com capacidade instalada de 1.087 MW e 641,08 MW médios de energia assegurada. A energia assegurada desta Usina 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.

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 CEE. A concessão da UHE Estreito é compartilhada entre as consorciadas do Ceste, na proporção de suas respectivas participações no consórcio. O início da operação comercial da primeira máquina ocorreu em 29.04.2011. As demais estão previstas para entrarem em operação durante o ano de 2011 e o primeiro semestre de 2012.

A parcela de energia que a CEE faz jus por sua participação no Ceste correspondente a 256 MW médios, foi vendida em outubro de 2007 no 5º Leilão de Energia Nova, por um período de 30 anos, que se iniciará em janeiro de 2012, para distribuidoras de energia elétrica que participam do Ambiente de Comercialização Regulado.

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

7.2 Segmento (s) Operacional (is) divulgados na (s) últimas demonstrações financeiras de encerramento de exercício social ou, quando houver, nas demonstrações financeiras consolidadas

A Companhia apresenta suas demonstrações contábeis considerando somente um segmento operacional, sendo esse segmento composto pelas atividades de geração e comercialização da energia elétrica gerada e comprada através de contratos de longo prazo. O referido segmento concentrou 99,6% e 98,6%, respectivamente, da receita total da Companhia nos anos de 2010 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	**2010**		**2009**	
Segmento	**Receita líquida**	**% do total**	**Receita líquida**	**% do total**
Energia Elétrica	4.100	99,6%	3.497	98,6%

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	**2010**		**2009**	
Segmento	**Lucro líquido**	**% do total**	**Lucro líquido**	**% do total**
Energia Elétrica	1.212	99,6%	1.091	98,6%

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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 nove Usinas Hidrelétricas (UHE), seis Usinas Termelétricas (UTE) e sete Usinas classificadas como complementares – biomassa, PCH e eólicas - localizadas nos Estados de Santa Catarina, Paraná, Rio Grande do Sul, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Goiás, Tocantins, Piauí, São Paulo e Ceará. Das 22 Usinas, 18 pertencem integralmente à Companhia, de forma direta ou indireta, por meio de suas controladas, e duas são operadas pela Companhia por meio de 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	Parte da Cia
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
Estreito	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	1.087,0	435,6
Total - Hidrelétricas			**7.270,3**	**5.559,7**
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	21,2
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			**174,7**	**162,9**
Total			**8.630,0**	**6.907,6**

(*) Complexo composto por 3 usinas.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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

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, Machadinho e Estreito) apresentou crescimento de 85,7%, passando de 3.719 MW para 6.908 MW. Verificou-se, ainda, um aumento de 77,7% na energia assegurada da Companhia (considerando as Usinas sob controle direto e indireto da Companhia, incluindo a participação da Companhia nas UHE Itá, Machadinho e Estreito), que passou de 2.143 MW médios para 3.808 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, Machadinho e Estreito) totaliza 8.630 MW, dos quais 84% oriundos de hidrelétricas, 14% de Termelétricas e 2% de usinas cuja energia é proveniente de fontes complementares. 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 4.760 MW 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 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

No ano de 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, 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. Cabe ainda informar que no decorrer do ano entraram em operação comercial a UHE São Salvador e o Usina Eólica Pedra do Sal que contribuíram com uma geração no ano de 393 GWh (45 MW médios).

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

A produção total de energia Companhia no ano de 2010 foi de 42.986 GWh ou 4.907 MW médios. Este valor se constitui num novo recorde de geração da empresa com um aumento de 35,3 % em relação ao valor obtido no ano anterior. Nas usinas hidrelétricas, a produção total de energia atingiu 37.047 GWh, ou seja, 35,9% superior à produção verificada no mesmo período de 2009, sendo que em 2010 as condições hidrológicas foram amplamente favoráveis. Nas usinas termelétricas, que operaram principalmente no atendimento ao consumo de carvão determinado pela Aneel, a produção foi 29,7% inferior a gerada em 2009, ou seja, de 5.421GWh. Já as usinas classificadas como complementares produziram em 2010 um total de 518 GWh, sendo este valor 55,2% superior ao total produzido em 2009. Adicionalmente cabe mencionar que no ano de 2010 iniciaram a operação comercial a UTE Ibitiúva Bioenergética e a PCH Areia Branca que agregaram 179 GWh (21 MW médios) na geração do ano de 2010.

Geração bruta medida nos 3 últimos exercícios:

	Produção (GWh)		
Usinas	**2010**	**2009**	**2008**
Usina Hidrelétrica Salto Santiago (UHSS)	9.273	6.760	7.399
Usina Hidrelétrica Salto Osório (UHSO)	6.226	4.728	5.138
Usina Hidrelétrica Passo Fundo (UHPF)	1.264	988	879
Usina Hidrelétrica Itá (UHIT) (em consórcio)	8.764	6.777	7.042
Usina Hidrelétrica Machadinho (UHMA) (em consórcio)	6.210	4.799	5.026
Usina Hidrelétrica Cana Brava (UHCB)	2 663	1.574	2.305
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra (UHPP)	1.225	1.279	822
Usina Hidrelétrica São Salvador (UHSA)	1.422	346	-
Usinas Hidrelétricas - Subtotal	**37.047**	**27.251**	**28.611**
Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL)	4.871	3.918	4.956
Usina Termelétrica Charqueadas (UTCH)	222	261	279
Usina Termelétrica Alegrete (UTAL)	-	-	79
Usina Termelétrica William Arjona (UTWA)	328	-	99
Usinas Termelétricas - Subtotal	**5.421**	**4.178**	**5.413**
Usina de Cogeração Lages (UCLA)	70	58	54
Usina Termelétrica Ibitiúva Bioenergética (UTIB)	123	-	-
PCH Rondonópolis (PHRO)	76	87	8
PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha (PHJG)	62	79	8
PCH Areia Branca (PHAB)	56	-	-
Usina Eólica Beberibe (UEBB)	76	61	34
Usina Eólica Pedra do Sal (UEPS)	55	47	-
Usinas de Fontes Complementares - Subtotal	**518**	**334**	**104**
Total	**42.986**	**31.764**	**34.128**

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Em 2008, a Tractebel Energia foi responsável pela produção de 3.895 MW médios, que representou cerca de 8% de toda energia requerida pelo SIN. Em 2009 a produção atingiu 3.626 MW médios, correspondendo a aproximadamente 7% de toda energia requerida pelo SIN e, em 2010 a produção alcançou 4.907 MW médios representando cerca de 9,0 % de toda a energia requerida pelo SIN.
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). Este desempenho é resultado dos investimentos da Companhia em desenvolvimento e treinamento profissional, manutenções preventivas planejadas e manutenções para revitalização das Usinas.

A disponibilidade total das Usinas durante os anos indicados está apresentada abaixo:

Ano	Disponibilidade
2006	93%
2007	93%
2008	95%
2009	95%
2010	94%

Geração Hidrelétrica - Usinas em operação

Usina Hidrelétrica Salto Santiago (UHSS): 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 para despacho no Sistema Integrado Nacional (SIN) em dezembro de 1980 e a quarta em setembro de 1982.

Usina Hidrelétrica Salto Osório (UHSO): 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 para despacho no SIN em outubro de 1975 e a sexta em junho de 1981.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Usina Hidrelétrica Passo Fundo (UHPF): 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 para despacho no SIN em março de 1973 e a segunda em junho de 1973.

Usina Hidrelétrica Itá (UHIT):. 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. A Usina está localizada 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 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 pertencem à Cimento Itambé S.A.

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 de (ii) 197,02 MW médios que correspondem à participação da Companhia na Itasa (48,75% de 404,14 MW médios), totalizando 512,88 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 (UHMA): 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 para despacho do ONS em fevereiro de 2002 e as demais em abril e julho de 2002.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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 têm direito a 83,06% (destes, 2,82% pertencem à Companhia), ou seja, 392,87 MW médios (destes, 11,09 MW médios pertencem à Companhia), que correspondem a sua parte na energia assegurada da UHMA. Os outros 16,94%, ou seja, 80,13 MW médios, acrescidos de 56 MW médios, que correspondem 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, são inteiramente da Companhia. Isto posto, pode-se afirmar que 147,22 MW médios de energia assegurada da UHMA pertencem à Companhia.

Usina Hidrelétrica Cana Brava (UHCB): 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 (UHPP): A UHPP tem capacidade instalada de 176,1 MW e energia assegurada de 131,6 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).

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Usina Hidrelétrica São Salvador (UHSA): A UHSA tem capacidade instalada de 243,2 MW e energia assegurada de 148,5 MW médios, possuindo duas unidades geradoras de 121,6 MW cada. A Usina está situada no Rio Tocantis, entre os municípios de São Salvador do Tocantins e Paranã, no Estado do Tocantins. A usina entrou em operação comercial em 2009, sendo que a primeira das 2 unidades geradoras foi disponibilizada para despacho do ONS em 06.08.2009 e a segunda em 27.11.2009. A energia assegurada da usina foi comercializada no 3º Leilão de Energia Nova, por um período de 30 anos, com início em 2011.

Usina Hidrelétrica Estreito (UHET): A UHET tem capacidade instalada de 1.087 MW e energia assegurada de 641,08 MW médios (435,6 MW médios pertencentes à CEE), possuindo oito unidades geradoras de 135,87 MW. A Usina está situada no Rio Tocantins, na divisa dos Estados do Tocantins e Maranhão, nos municípios de Estreito (MA), Aguiarnópolis e Palmeiras do Tocantins (TO). A primeira unidade geradora entrou em operação comercial no dia 29.04.2011. A energia assegurada da usina foi comercializada no 5º Leilão de Energia Nova, por um período de 30 anos, com início em 2012.

PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha (PHJG): 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 (PHRO): 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 (PHAB): A PHAB tem capacidade instalada de 19,8 MW e energia assegurada de 10,9 MW médios, com 2 unidades geradoras de 9,9 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 início 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. A termeletricidade é produzida por um gerador que é impulsionado pela queima de um combustível. Ao queimar, o combustível aquece uma caldeira com água, produzindo vapor com uma pressão tão alta que move as pás de uma turbina, que por sua vez acionam o gerador.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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 (CTJL): O CTJL possui o maior potencial termelétrico a carvão da América Latina. Localiza-se no município de Capivari de Baixo, Santa Catarina, e possui 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 era destinada, inicialmente, ao abastecimento energético do litoral sul e leste do Estado de Santa Catarina.

Usina Termelétrica Charqueadas (UTCH): 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 no SIN 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 (UTAL): 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 no SIN 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 (UTWA): A UTWA localiza-se no município de Campo Grande, Estado do Mato Grosso do Sul, e possui 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.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Unidade de Cogeração – Usina em operação

A cogeração 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 parte da energia do combustível é transformada em energia elétrica.

Na cogeração, 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 (UCLA): 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.

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.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Geração Eólica – Usinas em Operação

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 68,52 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 49,61 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 cogeração, 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 (UTE Ibitiúva Bioenergética): A UTE Ibitiúva Bioenergética está localizada na cidade de Pitangueiras (SP) e possui capacidade instalada de 33 MW e energia assegurada de 20 MW médios. A Usina utiliza como combustível o bagaço resultante do processamento da cana-de-açúcar na unidade produtora de açúcar e etanol da Usina Andrade Açúcar e Álcool, pertencente ao Grupo Guarani. O início da operação comercial ocorreu em maio de 2010.

A UTE Ibitiúva Bioenergética é resultante da parceria entre a Tractebel Energias Complementares Participações Ltda., controladora da Ibitiúva Bionergética S.A., da Andrade Açúcar e Álcool S.A. e da Mega Consultoria Ltda. A energia gerada por esta Usina foi vendida em 14.08.2008, no Leilão de Energia de Reserva promovido pela Aneel por um período de 15 anos.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Percentuais já depreciados dos ativos das usinas em 31.12.2010

As informações consideram os ajustes a valor justo do ativos imobilizados da Companhia em decorrência da primeira adoção do CPC 27 – Ativo Imobilizado e do ICPC 10 – Esclarecimentos sobre o CPC 27 e o CPC 28.

Usina	Entrada em Operação	% Depreciação Média
Hidrelétricas		
Usina Hidrelétrica Salto Santiago	1980	66,46
Usina Hidrelétrica Salto Osório	1975 a 1981	64,21
Usina Hidrelétrica Passo Fundo	1973	66,45
Usina Hidrelétrica Itá (em consórcio)	2000 e 2001	29,27
Usina Hidrelétrica Machadinho (em consórcio)	2002	23,20
Usina Hidrelétrica Cana Brava	2002	21,68
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra	2005	16,43
Usina Hidrelétrica São Salvador	2009	4,29
Térmicas		
Usina Termelétrica Jorge Lacerda A (UTLA) (unidades I a IV)	1965 a 1974	76,06
Usina Termelétrica Jorge Lacerda B (UTLB) (unidades V e VI)	1979 e 1980	83,76
Usina Termelétrica Jorge Lacerda C (UTLC) (unidade VII)	1997	69,02
Usina Termelétrica Charqueadas	1962	67,72
Usina Termelétrica Alegrete	1968	87,64
Usina Termelétrica William Arjona	1999 e 2001	50,21
Complementares		
Usina de Cogeração Lages	2003	28,43
Pequena Central Hidrelétrica Rondonópolis	2007	11,94
Usina Termelétrica Ibitiúva Bionergética	2010	3,71
Pequena Central Hidrelétrica Engenheiro José Gelazio da Rocha	2007	14,20
Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca	2010	4,10
Usina Eólica Beberibe	2008	11,34
Usina Eólica Pedra do Sal	2008	9,37

Riscos de interrupção da produção

A produção de energia está relacionada diretamente com o desempenho dos equipamentos das usinas, com o seu despacho na ordem de mérito econômico ou quando a usina é despachada para atendimento por restrições elétricas locais ou sistêmicas. A interrupção da produção pode ocorrer devido à falha ou indisponibilidade para manutenção.

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.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

As indisponibilidades programadas são decorrentes de paralisações para manutenções de unidades geradoras, seguindo rigorosos cronogramas que são antecipadamente negociados com o Operador Nacional do Sistema (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 mesmo sem risco.

As indisponibilidades forçadas são aquelas oriundas de ocorrências de interrupção intempestivas que provocam ou requerem parada da unidade geradora ou a limitação parcial da capacidade de produção de energia.

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.

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 31.12.2010, no Brasil, a Companhia atendia consumidores livres localizados nos Estados de São Paulo, Goiás, Paraná, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Paraíba, Mato Grosso, Minas Gerais, Santa Catarina e Espírito Santo, além de distribuidoras em todas as regiões do país, bem como comercializadoras de energia.

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 desprezível nas suas receitas.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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 2008, caindo para 25% em 2009 e 2010, 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 o diagnóstico de eficiência 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.

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, ações de *market experience* com enfoque regional, disponibilização de serviços exclusivos para o cliente na página da Companhia na internet ("Clientes *Online*"), seminários do setor elétrico, 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 agosto de 2010, apontou crescimento do índice de satisfação (percentual de clientes muito satisfeitos), que atingiu 73,0%, contra 69,3% em 31.12.2008. Agregando-se clientes satisfeitos e muito satisfeitos o percentual obtido na pesquisa em 2010 foi de 96,9%. A próxima pesquisa está planejada para o segundo semestre de 2012.

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.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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, mais concentrados nos Submercados Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil.

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

	Exercício Social encerrado em			
	31.12.2010		31.12.2009	
Em R$ milhões	Valor	%	Valor	%
Mercado nacional				
Distribuidoras	2.634	57,43	2.273	58,47
Consumidores livres	1.009	22,00	879	22,62
Comercializadoras	605	13,19	556	14,30
CCEE	289	6,31	65	1,67
Outras	19	0,66	52	1,38
	4.556	**99,59**	**3.825**	**98,44**
Mercado externo				
Exportação de energia	**30**	**0,41**	**61**	**1,56**
	4.586	**100,00**	**3.886**	**100,00**

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**

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

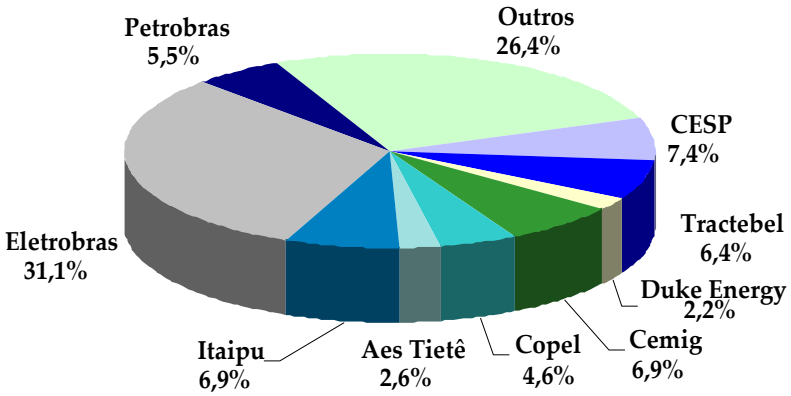
Em 31.12.2010, a Companhia atendia aproximadamente 151 unidades consumidoras no segmento de Consumidores Livres, localizadas nos Estados de São Paulo, Goiás, Paraná, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Mato Grosso do Sul, Mato Grosso, Minas Gerais, Santa Catarina, Espírito Santo e Paraíba. Dentre os Consumidores Industriais atendidos pela Companhia, destacavam-se: ArcelorMittal, Braskem, Vale Fosfatados, Fosfértil, White Martins, Volkswagen, Bayer, Brasil Foods (BRF), Stora Enso , Tupy, Pirelli e Michelin, 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.

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.

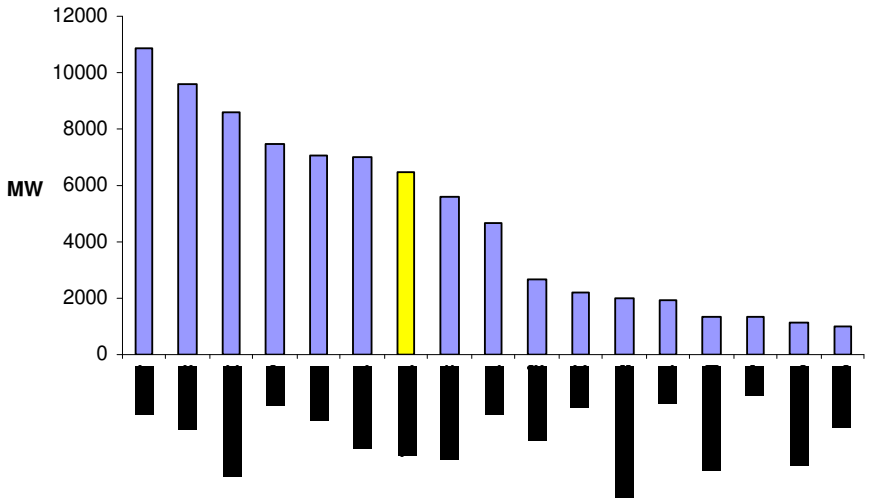
Em 31.12.2010, a Companhia possuía Capacidade Instalada de 6.472 MW, o que correspondia a uma participação de 6,4% no mercado brasileiro de energia elétrica. Além da Eletrobras, os principais concorrentes da Companhia eram: Companhia Paranaense de Energia (Copel), Companhia Energética de São Paulo (CESP), Petrobras, CPFL Energia, Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), AES Tietê, EDP Energias do Brasil e Duke Paranapanema.



7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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 31.12.2010:



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 PCH Areia Branca e a UTE Ibitiúva Bioenergética, cujo combustível é o bagaço da cana-de-açúcar. A atual capacidade instalada da Companhia, incluindo a participação nos consórcios Ita, Machadinho e Estreito é de 6.907,6 MW, dos quais aproximadamente 80,5% em usinas hidrelétricas, 17,2% em termelétricas e 2,3% em energias complementares.

Adicionalmente, cabe informar que a primeira máquina da Usina Hidrelétrica Estreito entrou em operação comercial em 29.04.2011, o qual agregou 54,4 MW à capacidade instalada da Companhia, correspondente a participação de 40,07% no total desta Usina.

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.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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 cogeração e os serviços de consultoria diversos, aproveitando as vantagens que desfruta por operar 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 International Power - GDF SUEZ.

Tanto o processo de expansão quanto a inserção em novos mercados estratégicos estão amparados na sólida estrutura organizacional e financeira do Grupo International Power - 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 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

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.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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. Os instrumentos firmados em 01.01.2006 foram prorrogados em 2010, estendendo 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 toneladas (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 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 cumprimento da "geração de referência" estabelecida pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para cada exercício econômico-financeiro da CDE.

Ratificando seu excelente desempenho 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).

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

No que diz respeito ao combustível secundário (derivados de petróleo: óleo combustível e óleo diesel) que é consumido no CTJL e na UTCH, até pouco tempo atrás essas aquisições eram realizadas mensalmente, a partir dos resultados de pregões eletrônicos, dos quais participavam, ao menos, 3 potenciais fornecedores. Esta prática mostrou-se eficiente e vantajosa ante a celebração de contratos de médio ou de longo prazo por neutralizar reajustamentos automáticos de preços fora de qualquer contexto de mercado. Contudo, no caso do CTJL, diante da percebida estabilização de preços ao consumidor final e dos volumes contratados, optou-se, pela possibilidade de prática de menores preços, pela retomada de contratos de médio prazo (12 meses de duração). 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 à 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, 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 consequência 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) no 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 combustível 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 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.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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.

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, possibilitando 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, 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. As aquisições complementares minimizam 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

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)
Rio Grande Energia S.A. (RGE)	15,77	647
CPFL Comercialização Brasil S.A.	11,90	488

b. Segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente

A Companhia apresenta suas demonstrações contábeis e informações trimestrais considerando somente um segmento operacional, sendo esse segmento composto pelas atividades de geração e comercialização de energia elétrica gerada e comprada através de contratos de longo prazo, o qual concentrou 99,6% e 98,6%, respectivamente, da receita total da Companhia nos anos de 2010 e 2009.

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 Ministério das Minas e Energia (MME) ou à Agência Nacional de Energia Elétrica (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 20 anos, a critério do Poder Concedente, de acordo com a legislação. O histórico recente – nenhuma renovação de concessão foi negada, aponta para uma alta probabilidade da renovação para o operador em dia com suas obrigações de concessionário. Existe, entretanto, razoável incerteza quanto à renovação das concessões detidas pela Companhia e quanto às condições de renovação destas e, portanto, o exercício da prudência que deve ser observada na definição dos procedimentos contábeis nos faz considerar, para estes fins, a limitação ao prazo de depreciação dos ativos ao primeiro período de concessão.

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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- 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.
- 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. 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 feita 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- 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 e, em linha com o exercício a prudência que acima mencionado, a Companhia, a partir de 01.01.2007, passou a depreciar estes ativos de acordo com as taxas determinadas pela Aneel, limitado ao prazo de concessão, em que pese os contratos preverem a possibilidade de renovação das concessões.

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 Aneel pode impor, a qualquer tempo, restrições aos seus termos e condições e, em circunstâncias extremas, determinar sua rescisão.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 Engenheiro 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

A Companhia possui direta e indiretamente 1.090 MW e 404 MW da capacidade instalada da UHE Itá e da UHE Machadinho, respectivamente.

As concessões e autorizações pertencentes à Tractebel Energia resultaram do leilão de privatização da Companhia realizado em setembro de 1998, exceto quanto à Usina Hidrelétrica Cana Brava e a Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra, que foram incorporadas pela Companhia, cujas concessões foram adquiridas pelos controladores de cada um destes empreendimentos através de leilões.

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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 10.848, de 15.03.2004), o Governo Federal, atuando principalmente por intermédio do MME, assumiu certas atribuições anteriormente de responsabilidade da Aneel. Entre as atribuições assumidas estão 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 10.11.2004, 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 Sistema Integrado Nacional (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 pelos 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 de 30.07.2004, 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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.

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 destinada 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 execução de ações do MME no âmbito da política energética nacional.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (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 atribuições 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 a 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;

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- 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 autocontratação (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.

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 das 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 Eletrobras 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. Consequentemente, os preços para UHE Itaipu estão sujeitos à variação da taxa de câmbio Dólar / Real.
As aquisições 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.

O Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

No 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 a sua demanda de energia elétrica para um determinado período.

Redução da Energia Contratada

O Decreto n.º 5.163 de 30.07.2004, 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.

O Ambiente de Contratação Livre (ACL)

No ACL 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 subsequente.

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 – quer 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 (CDB).

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 subsequentes 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.

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 de 30.07.2004.

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/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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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/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 MW médios, a um preço médio de R$ 98,91/MWh, com início de entrega em 2010.

No mês de dezembro de 2010 foi realizado o 9º leilão de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existente**.** Foram comercializados 98 MW médios de energia, ao longo dos três anos de suprimento. O preço médio ponderado foi de R$ 105,04/MWh.

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/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 de 30.07.2004. 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/MWh, e foi observado um preço marginal do leilão de R$ 139,00/MWh. O preço médio hidrelétrico foi R$ 114,30/MWh, ao passo que o preço médio termelétrico foi de R$ 127,30/MWh. Aproximadamente 28% da quantidade de energia elétrica disponível neste leilão não foi contratada.

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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

empreendimentos hidrelétricos e de 15 anos para os termelétricos. O preço médio ficou em R$ 128,13/MWh, com entrega a partir de 01.01.2009.

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/MWh. A energia contratada será entregue a partir de 01.01.2011.

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/MWh e a energia contratada terá início de fornecimento em 01.01.2010.

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/MWh. A energia contratada terá início de fornecimento em 01.01.2012.

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/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/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/MWh (lote). A energia contratada terá início de fornecimento em 01.01.2011. Com relação aos empreendimentos hidrelétricos, neste leilão não houve negociação por falta de oferta e consequentemente nenhum montante foi contratado.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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/MWh, e 3.004 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/MWh. A energia contratada terá início de fornecimento em 01.01.2013.

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, ou seja, 11 MW médios. O 9º Leilão, previsto para ser realizado em dezembro de 2009, foi cancelado pelo governo federal.

Em abril de 2010 foi leiloado o direito de exploração da UHE Belo Monte, saindo vencedor o Consórcio Norte Energia, liderado pela construtora Queiroz Galvão e pela Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF), com lance de R$ 78,00/MWh. Localizada no Rio Xingu, no Pará, a usina terá uma capacidade instalada de 11.233 MW e energia assegurada de 4.571 MW médios. Seu início de geração está previsto para fevereiro de 2015.

No dia 30 de julho de 2010 foi realizado o 10º Leilão de Energia Nova A-5 para entrega de energia por 30 anos a partir de 01.01.2015. Foram contratadas sete usinas que agregarão 808,9 MW de potência ao sistema elétrico nacional e que contribuirão com 327 MW médios de energia. O preço de venda médio ao Ambiente de Contratação Regulada ficou em R$ 99,48/MWh. O custo marginal do Leilão (lance vencedor mais elevado contratado) foi de R$ 154,49/MWh.

O 2º Leilão de Energia de A-5 de 2010 (Leilão 004/2010) ocorreu em dezembro de 2010 e resultou na contratação de 968 MW médios de energia elétrica aportados por duas usinas hidrelétricas: Teles Pires e Santo Antônio do Jarí. As duas usinas agregarão 2.120 MW de potência instalada ao sistema. A UHE Teles Pires foi arrematada pelo Consórcio Teles Pires Energia Eficiente (CTPEE) e o preço de lance vencedor foi de R$ 58,36/MWh. O Consórcio Amapá Energia (CAE) vendeu 97% da energia assegurada da UHE Santo Antônio do Jarí (190 dos 196,1 MW médios) no leilão, ao preço de R$ 104,00/MWh.

Leilão de Ajuste

Os leilões de ajuste estão previstos no artigo 26 do Decreto n.º 5.163 de 30.07.2004, e na Resolução Normativa Aneel n.º 162, de 01.08.2005, 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 31.08.2005, em razão da ausência de compradores.

A CCEE realizou, no dia 01.05.2006, o 2º leilão de ajuste envolvendo os produtos (i) CEL0330NE, com três meses de suprimento e início em 01.07.2006; (ii) CPA0630N, com seis meses de suprimento e início em 01.07.2006; e (iii) SAE0630NE com seis meses de suprimento e início em 01.07.2006. Nesse leilão foram negociados 17,5 MW médios.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 01.07.2007; e (ii) Produto 2, com três meses de suprimento e início em 01.10.2007. 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 01.07.2008; (ii) Produto 2, com três meses de suprimento e início em 01.10.2008; e (iii) Produto 3, com seis meses de suprimento e início em 31.12.2008. 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 1 MW médio para o Produto 2.

O 9º 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 01.03.2009; (ii) Produto 2, com sete meses e início de suprimento em 01.07.2009; e (iii) Produto 3, com 10 meses e início de suprimento em 01.03.2009. 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.

Em fevereiro de 2011 realizou-se o 10º leilão da modalidade de ajuste, onde foram comercializados 310,5 MW médios (621 lotes), totalizando a contratação de 1.607 GWh de energia a ser entregue entre 1º de março e 30 de junho (produtos "P04M") ou entre 1º de março e 31 de dezembro (produtos "P10M") deste ano.

Leilão de Energia de Reserva

Recentemente, foi previsto o leilão de energia de reserva, por meio do Decreto n.º 6.353, de 16.01.2008, 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 à contratação de energia proveniente de empreendimentos de energia eólica. Foram contratados 753 MW médios, de 71 usinas, correspondendo a uma potência instalada total de 1.805,7 MW. O preço médio resultante foi de R$ 148,00/MWh.

Em agosto de 2010, foi realizado novo Leilão de Energia de Reserva. No caso de início de suprimento em 2011, exclusivo para biomassa, foram contratados 56,1 MW médios no primeiro ano e 74,8 MW médios a partir do segundo ano, ambos com prazo de 15 anos. A potência instalada dos seis empreendimentos contratados foi de 286,9 MW, cujo preço médio ponderado foi de R$ 154,18/MWh. Já no caso cujo início de suprimento ocorrerá em 2012, também exclusivo para biomassa, foram contratados 24,1 MW médios no primeiro ano, 30,2 MW médios no segundo e 31,4 MW médios a partir do terceiro ano, todos com prazo de 15 anos, com preço médio ponderado de R$ 145,37/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, de 30.07.2004, 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/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/MWh. A energia contratada teve início de fornecimento em 01.01.2010.

Em agosto de 2010, foi realizado o 2º Leilão de Fontes Alternativas que consistiu em um leilão na modalidade de quantidade de energia voltado para Pequenas Centrais Hidrelétricas e outro na modalidade de disponibilidade de energia voltado para os empreendimentos de geração de fontes biomassa e eólica. O montante total contratado foi de 714,3 MW médios: 48,1 MW médios provenientes de PCH na modalidade por quantidade (preço médio ponderado de R$ 146,99/MWh) e 666,2 MW médios proveniente de fontes eólica e biomassa na modalidade por disponibilidade (preço médio ponderado de R$ 143,23/MWh).

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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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, de 30.07.2004);
- 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
- 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, de 30.07.2004).

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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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:

- Ao fornecimento de energia a sistemas elétricos isolados;
- Ao atendimento de seu próprio mercado desde que inferior a 500 GWh / ano; e
- 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 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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.

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 subsequentes, 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 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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, 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.

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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 Usina Termelétricas (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.

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:

- Aferição se a produção total líquida dentro do MRE alcança os níveis totais de energia assegurada dos membros do MRE como um todo;

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- Aferição se alguma Geradora gerou volumes acima ou abaixo de seus volumes de energia assegurada, conforme determinados pelo ONS;
- 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 (submercado) e, depois, entre as diferentes regiões, de forma a assegurar que todos os membros do MRE atinjam seus respectivos níveis de energia assegurada; e
- (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 participantes 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 (PPT)

Em 24.02.2000, 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 Usinas Hidrelétricas (UHE). Os benefícios concedidos a Usinas Termelétricas (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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Incentivos a Fontes Alternativas de Energia

Desde a promulgação da Lei n.º 10.438, de 26.04.2002, 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.

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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 26.11.2005, 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.

- 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 "Royalties"

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 28.12.1989. O pagamento é devido aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios em cujos territórios se localizem 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, de 26.12.1996, 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 autoprodução 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:

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);

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- 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. 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 IGP-M.

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. A partir de 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. Sua cobrança estava prevista para se extinguir no final de 2010, porém, em 30.12.2010, o Governo Federal publicou a Medida Provisória nº 517, que a prorroga até o ano de 2035.

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 fundos 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 TUST e/ou TUSD. Estes encargos são reajustados anualmente.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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, de 26.04.2002 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.

Para Usinas Termelétricas (UTE) que utilizam carvão mineral produzido no Brasil, a referida Lei 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 podem 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 impedem 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 Usinas Termelétricas (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.

Em fevereiro de 2011, a Aneel aprovou resolução normativa para regulamentar a Lei nº. 12.111, de 09.12.2009 e o Decreto nº. 7.246, de 28.07.2010, que tratam dos custos de produção de energia elétrica nos sistemas isolados e estabelecem procedimentos sobre a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC). Com esta nova resolução a CCC passará a reembolsar o gasto total com produção de energia para os sistemas isolados, o que inclui, além do combustível usado na geração termelétrica, os custos de compra de energia adicional, de geração própria e de encargos e impostos não recuperados pelas distribuidoras.

Anteriormente, apenas o custo de combustível era passível de reembolso. A regulamentação estipula ainda que a energia deverá ser contratada pelas distribuidoras por meio de licitação e a vigência da CCC passa a não depender da interligação dos sistemas isolados e, sim, dos prazos dos contratos de compra de energia.

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, de outros 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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

Princípios e Gestão Ambiental

A gestão ambiental desenvolvida na Companhia considera o equilíbrio entre a atuação da Companhia e a conservação ambiental, a fim de reduzir o impacto ao meio ambiente e promover o uso sustentável dos recursos naturais, pautada pelos princípios e diretrizes estabelecidos em sua Política de Gestão Sustentável.

Para assegurar o cumprimento dessas diretrizes e promover a adequada gestão ambiental, a Companhia conta com um sistema integrado de gestão que contempla a qualidade e o meio ambiente e que, em 2009, foi expandido também à gestão da responsabilidade social e da saúde e segurança do trabalho. Nesse sistema, procedimentos, ferramentas e programas ambientais dão a base para o controle de riscos e identificação de oportunidades de melhorias operacionais de processos e serviços.

Assim, a Política Tractebel Energia de Gestão Sustentável garante a condução da produção de energia elétrica em conformidade com os requisitos legais, tanto aqueles comuns a todas as usinas quanto aos específicos de cada empreendimento. Além disso, todas as comunicações das partes interessadas referentes à qualidade, meio ambiente, responsabilidade social e saúde e segurança do trabalho são inseridas e gerenciadas pelo sistema para que sejam devidamente acompanhadas e respondidas.

A Tractebel é signatária e participou da elaboração do Código de Ética Socioambiental do Instituto Acende Brasil, que apresenta 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:
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

Diretrizes do Sistema Integrado de Gestão da Qualidade, Meio Ambiente e Saúde e Segurança do Trabalho (SIG).

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.
Saúde e Segurança no Trabalho	Preservar a integridade física e psíquica de todos os empregados, prestadores de serviço, fornecedores, clientes e visitantes, por meio do reconhecimento, avaliação e controle dos perigos e riscos existentes, melhorando continuamente os processos, equipamentos e ambiente de trabalho.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Aspectos e Impactos Ambientais

Os aspectos e impactos ambientais decorrentes das atividades, produtos e serviços da Companhia são identificados de acordo com procedimentos definidos pelo SIG, e geridos com foco na prevenção ou mitigação baseada em processos e critérios de três esferas de gestão, conforme a Política de Gestão Sustentável e os objetivos e metas da Companhia:

Gestão dos aspectos e impactos ambientais

Controle operacional	• Definição de critérios e procedimentos. • Implantação de estruturas físicas de controle, como barreiras de contenção para conter vazamentos, sistemas separadores água-óleo, entre outros.
Atendimento a emergências	• Identificação de possíveis situações de emergência e desenvolvimento de Planos de Atendimento a Emergências Ambientais, que permitem a intervenção necessária, no momento mais oportuno, para impedir ou minimizar os impactos ao meio ambiente.
Medição e Monitoramento	•Definição de Planos de Monitoramento Ambiental para acompanhamento daquelas atividades com potencial de gerar aspectos e impactos significativos

Certificações e conformidade legal

Todas as usinas do parque gerador operado pela Companhia contam com as autorizações e licenças ambientais exigidas pelos órgãos competentes, cumprindo as condicionantes aplicáveis nas três fases do projeto: Licença Ambiental Prévia (avaliação de viabilidade do projeto), Licença Ambiental de Instalação e Licença Ambiental de Operação.

Constantemente, a Companhia avalia e ajusta suas operações e procedimentos, a fim de atender aos padrões legais e alcançar os compromissos voluntários que assume.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Além da conformidade legal, as 15 maiores usinas operadas pela Companhia, equivalente a 98,5% da capacidade instalada total do parque gerador, são certificadas conforme os requisitos da NBR ISO 14001-2004 – Sistema de Gestão Ambiental. Essas certificações refletem o constante trabalho de equipe em busca da excelência dos processos e representam importantes ganhos, com a adoção das melhores práticas na gestão do meio ambiente.

A ISO 14001 é uma, norma internacional que estabelece os requisitos necessários para a Gestão Ambiental de um empreendimento, com ênfase na avaliação dos aspectos ambientais e respectivos impactos associados, melhoria contínua do desempenho da organização na prevenção e controle da poluição, atendimento à legislação ambiental e no gerenciamento das situações de emergência.

As usinas que ainda não possuem certificação, mas que operam dentro desses padrões, são apenas as adquiridas ou que entraram em operação a partir de 2008: UHE Ponte de Pedra, PCH Rondonópolis, PCH José Gelazio da Rocha, Usina Eólica Beberibe, Usina Eólica Pedra do Sal, PCH Areia Branca e UTE Ibitiúva Bioenergética.

Percentual de Certificação (NBR ISO 14.001)	
Capacidade Instalada Total - MW	7.528
Capacidade Instalada nas Usinas Certificadas - MW	7.396
Geração Total - MWh	42.985.688
Geração nas Usinas Certificadas - MWh	42.538.395
Percentual de Certificação NBR ISO 14.001 (potência) - %	**98,3**
Percentual de Certificação NBR ISO 14.001 (geração) - %	**99,0**

Nota: Não foram consideradas neste cálculo as Usinas em fase de Implantação / Projeto.

Objetivos, Metas e Programas de Gestão Ambiental

Observando os princípios de sua Política de Gestão Sustentável, a Companhia define periodicamente seus objetivos e metas ambientais, que originam Programas de Gestão Ambiental. Os programas determinam as ações a desenvolver, bem como os responsáveis pela implementação das ações e os prazos para sua execução, com o intuito de melhorar o desempenho ambiental dos empreendimentos no desenvolvimento de suas atividades.

Programas e Projetos Ambientais Desenvolvidos nas Usinas

- **Estudos socioambientais para implantação de novos empreendimentos:** desenvolvidos para avaliar diferentes aspectos e possíveis impactos socioambientais previamente à implantação de novas usinas, são focados na flora e na fauna terrestre e aquática, na qualidade das águas superficiais e subterrâneas e no efeito erosivo, entre outros temas. Esses estudos são submetidos a consultas públicas e à análise dos órgãos competentes, a fim de garantir a observância de todos os aspectos relevantes para todas as partes interessadas.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- **Semana de Meio Ambiente e Sustentabilidade (SEMAS):** aberta aos empregados e à comunidade, a semana é realizada anualmente, desde 2007, com o objetivo de promover conscientização ambiental e, de modo mais abrangente, os princípios da sustentabilidade. A SEMAS de 2010 – realizada pelas usinas Itá, Machadinho e Passo Fundo em parceria com o Consórcio Machadinho e com o Consórcio Itá - teve como tema a Biodiversidade e o Desenvolvimento Regional e contou com 165 participantes, entre empregados, governo, clientes, organizações do terceiro setor e outros membros de diferentes grupos da sociedade.
- **Semana Interna de Segurança e Meio Ambiente (SISMA):** em 2010, pelo segundo ano consecutivo, a Companhia realizou a SISMA nas Usinas Cana Brava e São Salvador, sob o tema "Uma semana para compartilhar o espírito da Prevenção e da Conservação". O evento, voltado aos empregados e suas famílias, contou com participação de terceirizados e apresentou as operações da Companhia e sua gestão ambiental, incluindo temas relacionados à saúde e segurança, como saúde bucal, segurança no lar e prevenção de Doenças Sexualmente Transmissíveis (DST), além de atividades culturais como teatro e música.
- **Programa de plantio e doação de mudas:** desenvolvido nas áreas do entorno das usinas, tem como objetivo recuperar a vegetação das Áreas de Preservação Permanente, por meio do plantio de mudas. A doação de mudas de espécies nativas à comunidade colabora para a formação de multiplicadores do reflorestamento na região, promovendo, também, a conscientização sobre a importância da conservação ambiental.

Plantio e doação de mudas, por Usina

Usina	Plantadas	Doadas
Hidrelétricas		
UHE Itá	**16.394**	**7.286**
UHE Machadinho	**29.585**	**270**
UHE Passo Fundo	**23.595**	**16.523**
UHE Salto Santiago e UHE Saldo Osório	**89.337**	**15.680**
UHE Cana Brava	**17.470**	**15.574**
UHE São Salvador	**92.543**	**-**
Termelétricas		
Complexo Termelétrico Jorge Lacerda	**15.611**	**44.819**
UTE Charqueadas	**-**	**5.130**
UTE Alegrete	**1.000**	**-**
Usina de Cogeração Lages	**-**	**6.000**
Total	**285.535**	**111.282**

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- **Programa de conservação de nascentes:** em 2010, a Companhia implantou, por meio da UHE Salto Santiago, o Programa Água Boa, que visa desenvolver iniciativas para a proteção de 300 nascentes situadas em propriedades rurais de Chopinzinho (PR). Realizado em parceria com a Casa Familiar Rural, o Conselho Municipal dos Direitos da Criança e do Adolescente de Chopinzinho, a Prefeitura Municipal de Chopinzinho e o Rotary Clube de Chopinzinho, o Programa prevê, entre outros benefícios, a conservação dos recursos hídricos regionais em quantidade e qualidade, a geração e o compartilhamento de conhecimento na área ambiental e a fixação da população rural no campo.
- **Promoção da biodiversidade e parques ambientais:** como parte da compensação ambiental pela implantação dos empreendimentos, a Companhia financia e apoia, por meio de programas e parcerias, a criação e manutenção de parques de preservação ambiental para conservação da biodiversidade em áreas do entorno de seus reservatórios, dentre os quais se destacam:

  - Programa_Áreas Estratégicas para a Conservação da Biodiversidade no Paraná: desenvolvido em parceria com o Instituto Ambiental do Paraná (IAP), com a Secretaria do Estado do Meio Ambiente (SEMA) e com a *The Nature Conservancy* (TNC), o Programa visa à atualização do mapeamento da vegetação da Região Centro Sul do Paraná.

  - Parque Estadual Serra da Esperança: a Companhia assinou um convênio que prevê a destinação de R$ 5 milhões para a aquisição de áreas do parque, localizado na região do Salto do São Francisco (PR). A ação integra o processo de regulamentação fundiária da unidade de conservação, que contará com mais de 6 mil hectares e contribuirá com a preservação da Área de Proteção Ambiental (APA) da Serra da Esperança, onde estão localizados os maiores remanescentes florestais de araucária da região, bem como as nascentes do rio São Francisco.

  - Parque Ambiental Jorge Lacerda: ainda em construção, na cidade de Capivari de Baixo (SC), o parque tem por objetivo transformar uma área antes degradada em modelo de conservação. O projeto é realizado pela Tractebel Energia em parceria com a Fundação de Apoio à Educação, Pesquisa e Extensão da Unisul (Faepesul). A ideia é oferecer à população eventos culturais, educação ambiental, recreação, oficinas de arte, exibição de audiovisuais.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Em 2010, a Tractebel Energia concluiu a construção do pórtico e das pistas de caminhada. Em paralelo, iniciou as obras das ciclovias, do lago e das vias de acesso. As instalações do futuro parque foram projetadas com base em mecanismos sustentáveis, como a captação da água da chuva e o aquecimento dessa água com equipamentos feitos de material reciclado. Tanto a pavimentação das pistas de caminhada e da ciclovia quanto à construção dos prédios utilizarão as cinzas de carvão descartadas nas usinas, substituindo boa parte do cimento convencional necessário às obras.

- Parque Estadual Fritz Plaumann: localizado em Concórdia (SC), foi implantado em parceria com empresas privadas, a Fundação do Meio Ambiente de Santa Catarina (Fatma) e a sociedade civil, viabiliza a proteção e o uso público da mais importante área da remanescente Floresta Estacional Decidual (Floresta do Rio Uruguai). O parque é gerido por uma Organização da Sociedade Civil de Interesse Público (OSCIP), responsável pela equipe e manutenção das áreas da Unidade de Conservação, criada com esse objetivo e que conta com a participação da Tractebel Energia.

- Parque Natural Municipal Mata do Rio Uruguai Teixeira Soares: o parque, parte da compensação ambiental da implantação da UHE Itá, é localizado no município de Marcelino Ramos (RS), conta com uma área de 426,1 hectares e visa aumentar as áreas protegidas por meio da educação ambiental e da adequação de atividades de turismo ecológico e rural, entre outros projetos de desenvolvimento integrado aos objetivos da conservação ambiental.

- **Centro de Divulgação Ambiental (CDA) da UHE Itá:** no Centro, localizado em Itá (SC), 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 mais de 200 mil pessoas.

- **Projeto Coletores Solares:** envolve nove entidades dos municípios do entorno da UHE Salto Osório e da UHE Salto Santiago e consiste na realização de oficinas na UHE Itá, nas quais são apresentadas instruções de como montar um aquecedor, abastecido por energia solar, com o uso de materiais reciclados, como embalagens longa-vida e garrafas PET. Em 2010, foram desenvolvidos nove projetos de construção, dos quais sete foram concluídos e dois estão em andamento.

- **Programa de Relacionamento com a Comunidade:** a Companhia desenvolve uma série de iniciativas de relacionamento com as comunidades do entorno das suas usinas, com o objetivo de apresentar suas atividades e informar a população sobre conservação ambiental e desenvolvimento social. Entre essas iniciativas, destacam-se:

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- Visitas às Usinas e Comunicação Socioambiental: em parceria com o SESI, a Companhia abre suas usinas para visitações de estudantes e pesquisadores, apresentando as operações e os programas socioambientais desenvolvidos. Em 2010, foram mais de 45 mil visitantes às usinas da Companhia e mais de 41 mil participantes nos programas de educação ambiental.

- Projeto Vizinhos do Lago: desenvolvido na UHE Itá desde 2007, o Projeto visa uma aproximação da Usina com a população lindeira, constituindo um canal de comunicação permanente por meio do qual a Companhia busca conhecer e atender as demandas da comunidade.

- Centro de Apoio Socioambiental e Patrimonial (CASAP): a UHE Passo Fundo mantém um Centro de Atividades Socioambientais e Patrimoniais, que serve de apoio aos programas ambientais desenvolvidos na sua área de abrangência. Os programas têm como foco a qualidade da água, o monitoramento da ictiofauna, a revegetação das ilhas do reservatório, a educação ambiental e a vigilância ambiental, entre outros aspectos.

- Programa de Educação Ambiental UHE Passo Fundo: o Programa de Educação Ambiental nas Escolas Municipais dos municípios do entorno da UHE Passo Fundo é destinado à comunidade escolar e à população lindeira, de maneira geral, e tem como objetivo contribuir para a disseminação de conhecimentos e mudanças de hábitos que colaborem para o desenvolvimento sustentável, além de servir como um elo entre o empreendimento e a comunidade. Assim, a Companhia desenvolve palestras, oficinas, distribuição de material didático/informativo e seminário, buscando esclarecer a forma de atuação do empreendimento e questões ambientais relacionadas, principalmente, a aspectos locais.

- Concurso_de Redação das 8ª séries UHE Machadinho: O Consórcio Machadinho realiza o Concurso de Redação, destinado aos alunos de 8ª série das escolas dos municípios lindeiros à UHE Machadinho, a fim de fomentar o debate sobre questões culturais e ambientais e possibilitar o registro das impressões dos estudantes que visitaram o empreendimento.

- Programa de Formação de Educadores Ambientais (PFEA): Com o objetivo de formar multiplicadores, o PFEA soma-se a outras atividades de educação ambiental desenvolvidas pelo Consórcio Machadinho, em parceria com o poder público e as comunidades da área de abrangência da UHE Machadinho. O Programa foi estruturado para que os educadores aprimorem seus conhecimentos na área e, assim, possam identificar e analisar práticas pedagógicas que contribuam para disseminá-los.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Reservatórios[1]

A área dos reservatórios das usinas hidrelétricas que a Companhia opera e seus entornos são de responsabilidade jurídica da Companhia e de suas controladas, que conta com equipes de vigilância ambiental e sócio-patrimonial e mantém acordos de cooperação com a Polícia Ambiental local para os trabalhos de fiscalização.

Além disso, a Companhia incentiva o uso múltiplo dessas áreas pelas comunidades, estabelecendo 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.

Perfil dos Reservatórios

UHE Itá
Localização: entre os municípios de Itá (SC) e Aratiba (RS).
Área do reservatório: 142 km².
Área de Preservação Permanente (APP): 22,56 km².
Biodiversidade regional: 27 espécies de mamíferos, 94 de aves, 31 de répteis, 11 de anfíbios, 40 de peixes e 60 de flora (arbóreas).
Unidades de Conservação: Parque Estadual Fritz Plaumann (SC), de 7,41 km², Parque Municipal Teixeira Soares (RS), de 4,61 km², e Parque Municipal de Preservação Ambiental de Severiano de Almeida (RS), de 0,15 km².

UHE Machadinho
Localização: entre os municípios de Piratuba (SC) e Maximiliano de Almeida (RS).
Área do reservatório: 79 km².
Área de Preservação Permanente (APP): 44,05 km² .
Biodiversidade regional: 52 espécies de mamíferos, 192 de aves, 63 de peixes, pelo menos duas espécies relevantes de répteis e 522 de flora.
Unidades de Conservação: Parque Florestal Estadual Espigão Alto (RS), com 13,33 km² .

UHE Cana Brava
Localização: município de Cavalcante (GO).
Área do reservatório: 139 km².
Área de Preservação Permanente (APP): 3,2 km².
Biodiversidade regional: 92 espécies de mamíferos, 304 de aves, 98 de peixes, 41 espécies de anfíbios, 77 de répteis (Fonte: *Systema Naturae* Consultoria Ambiental Ltda.).
Unidades de Conservação: não mensurado.

[1] O item "biodiversidade regional", descrito em cada usina, apresenta quantitativamente a diversidade de espécies em cada área/região. Exceto quando especificada a fonte, os dados sobre biodiversidade foram levantados no Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e no Relatório de Impacto ao Meio Ambiente (RIMA) de cada usina.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

UHE Passo Fundo

Localização: município de Entre Rios do Sul (RS).
Área do reservatório: 151 km².
Área de Preservação Permanente (APP): 4,11 km².
Biodiversidade regional: 18 espécies de mamíferos, 122 de aves, 14 de répteis, 10 de anfíbios, 44 de peixes e 20 de flora (Fonte: PLUS – Plano de Uso e Ocupação das Águas e Entorno do Reservatório da UHE Passo Fundo).
Unidades de Conservação: Parque Estadual Rondinha, com 10 km², e Reserva Municipal da Sagrisa, com 4 km².

UHE Salto Santiago

Localização: entre os municípios de Rio Bonito do Iguaçu e Saudade do Iguaçu (PR).
Área do reservatório: 208 km².
Área de Preservação Permanente (APP): a legislação da época da implantação da Usina não estabelecia a obrigatoriedade de se adquirir áreas para a formação de APP.
Biodiversidade regional e Unidades de Conservação: o levantamento da biodiversidade da área de influência direta da Usina está em andamento.

UHE Salto Osório

Localização: entre os municípios de São Jorge d'Oeste e Quedas do Iguaçu (PR).
Área do reservatório: 55 km².
Área de Preservação Permanente (APP): a legislação da época da implantação da Usina não estabelecia a obrigatoriedade de se adquirir áreas para a formação de APP.
Biodiversidade regional e Unidades de Conservação: o levantamento da biodiversidade da área de influência direta da Usina está em andamento.

UHE Ponte de Pedra

Localização: entre os municípios de Itiquira (MT) e Sonora (MS).
Área do reservatório: 14,5 km².
Área de Preservação Permanente (APP): 7,8 km².
Biodiversidade regional: 80 espécies de mamíferos, 249 de aves, 58 de répteis, 17 de anfíbios e nove de invertebrados.
Unidades de Conservação: o reservatório da usina é adjacente ao Parque Estadual da Serra de Sonora, com aproximadamente 79 km².

PCH José Gelazio da Rocha

Localização: Rondonópolis (MT).
Área do reservatório: 0,27 km².
Área de Preservação Permanente (APP): não foi estabelecida pela legislação no entorno do reservatório da Usina.
Biodiversidade regional: 80 espécies de mamíferos, 249 de aves, 58 de répteis, 17 de anfíbios e nove de invertebrados.
Unidades de Conservação: não mensuradas.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

PCH Rondonópolis

Localização: Rondonópolis (MT).
Área do reservatório: 0,024 km².
Área de Preservação Permanente (APP): não foi estabelecida pela legislação no entorno do reservatório da Usina.
Índice de biodiversidade regional: 80 espécies de mamíferos, 249 de aves, 58 de répteis, 17 de anfíbios e nove de invertebrados.
Unidades de Conservação: não mensuradas.

UHE São Salvador

Localização: entre os municípios de São Salvador do Tocantins e Paranã (TO).
Área do reservatório: 104 km².
Área de Preservação Permanente (APP): 47,53 km².
Índice de biodiversidade regional: 26 espécies de mamíferos, 242 de aves, 38 de répteis, 29 de anfíbios e 209 de peixes.
Unidades de Conservação: não mensuradas.

UHE Estreito

Localização: entre os municípios de Estreito (MA), Aguiarnópolis e Palmeiras do Tocantins (TO).
Área do reservatório: 555,0 km².
Área de Preservação Permanente (APP): 125,0 km².
Índice de biodiversidade regional: duas espécies de mamíferos aquáticos, 164 de aves, 21 de répteis, 38 de anfíbios e 50 de peixes.
Unidades de Conservação: o reservatório é adjacente à Unidade de Conservação Monumento Natural das Árvores Fossilizadas, com 356,3 km².

Indicadores Ambientais Consolidados

Emissões

Gestão

A Companhia monitora constantemente suas emissões e, assim, desenvolve e aplica diversas técnicas, práticas e processos que as minimizem, tais como:

Contexto
As principais emissões atmosféricas originadas pelas usinas da Tractebel, resultantes do processo de geração de energia nas termelétricas, são:
- Dióxido de Carbono (CO_2)
- Dióxido de Enxofre (SO_2)
- Óxido de Nitrogênio (NOx)
- Material Particulado (MP)

- Uso de precipitadores eletrostáticos nas unidades do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, que retêm mais de 98,5% das emissões do material particulado.
- Instalação, em 2010, de filtros de mangas e dessulfurizador na Usina Termelétrica Charqueadas, que reduzem as emissões de material particulado e de dióxido de enxofre (SO_2).
- Redução da formação e emissão de dióxido de enxofre por meio do controle do teor de enxofre no carvão e óleos combustíveis.

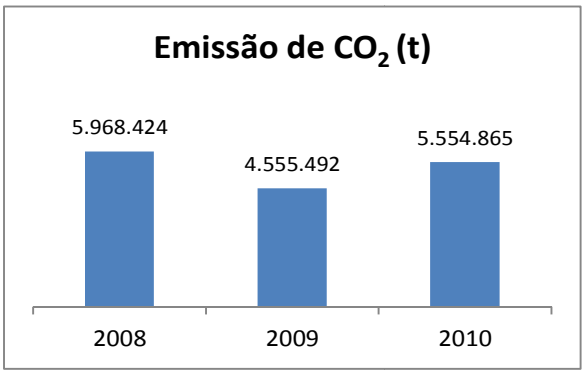
7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

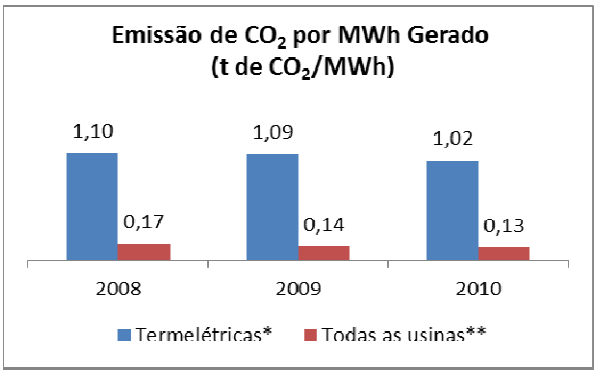
- Destinação de 100% das cinzas leves retidas nos equipamentos para a produção de cimento.
- Implantação de sistema (*software*) para estimativa das emissões de CO_2 em viagens aéreas junto à agência de turismo contratada para este serviço.
- Implantação de sistema de videoconferência em todas as usinas ou unidades regionais com o objetivo de reduzir o número de deslocamentos e, consequentemente, as emissões de Gases de Efeito Estufa.
- Início da contratação de prestação de serviço especializado para realização de Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa de toda a Tractebel.

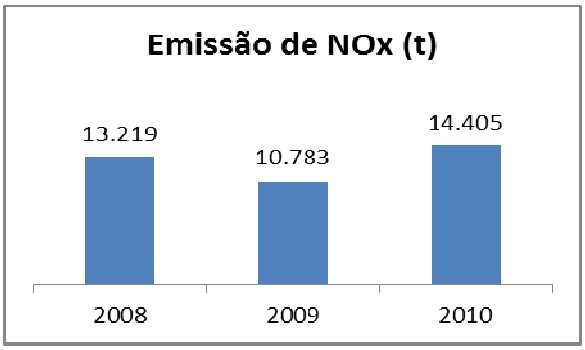
Indicadores

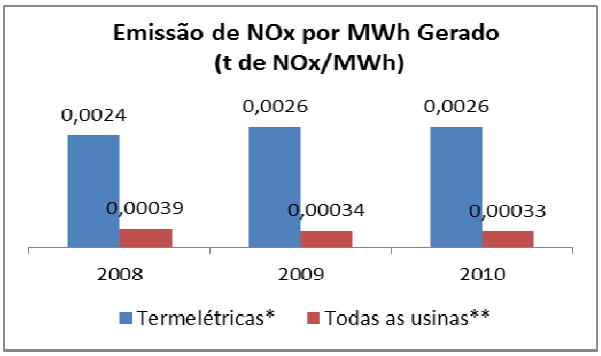
Em 2010, as emissões atmosféricas da Companhia totalizaram 5.688.730 toneladas, um aumento de 22,0% em relação a 2009, reflexo direto do incremento de 29,8% na geração das usinas termelétricas. Sendo assim, o avanço das emissões em proporção inferior ao avanço da produção de energia demonstra a eficácia das iniciativas implantadas e das melhorias operacionais de tecnologia nas operações da Companhia para minimizar as emissões.

Os gráficos a seguir apresentam o total de emissões e as emissões por MWh produzidas nas usinas termelétricas Charqueadas, Alegrete, William Arjona, do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, bem como da Unidade de Cogeração Lages e da UTE Ibitiúva Bioenergética, que operam à biomassa (respectivamente resíduo de madeira e bagaço de cana, fontes renováveis).

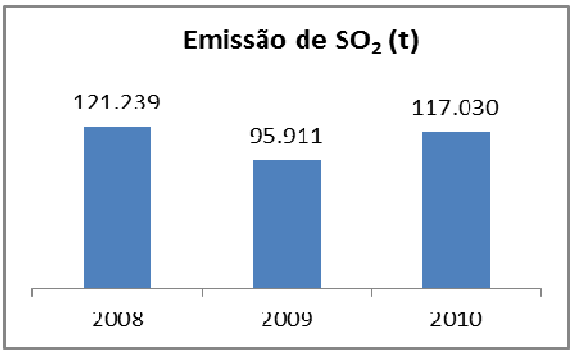


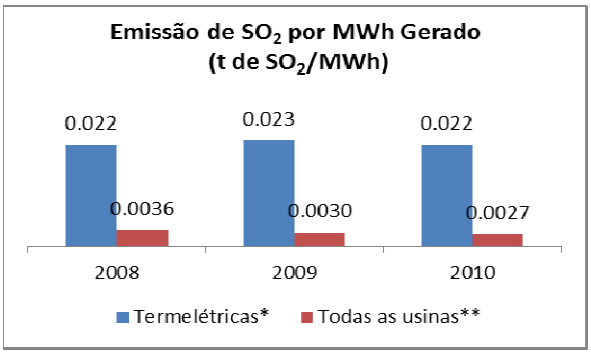


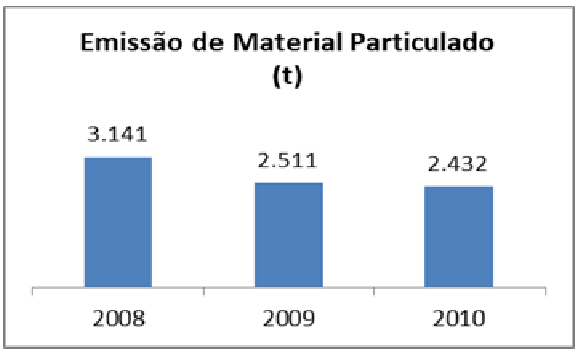




7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades







* Termelétricas - relação entre as emissões oriundas da combustão de fósseis para a geração de energia nas termelétricas e a energia gerada nessas usinas

** Todas as usinas - relação entre as emissões oriundas da combustão de fósseis para a geração de energia nas termelétricas e o somatório de toda a energia gerada pela Tractebel (UTE, UHE, PCH e Eólicas).

Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)

A Unidade de Cogeração Lages (SC) gera energia a partir de resíduos de madeira oriundos de diversas indústrias madeireiras, evitando seu descarte na natureza e, assim, contribuindo 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.

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), a usina está habilitada a gerar créditos de carbono, conforme estabelecido pelo Protocolo de Kyoto, para comercialização pela Lages Bioenergética.

MDL da Unidade de Cogeração Lages

- Geração estimada de 200 mil RCEs (Reduções Certificadas de Emissões) por ano, no período de uma década, entre 11.2004 e 10.2014.

- Três certificações, até 2010, com a emissão de 800.394 RCEs (277.768 RCEs geradas entre 11.2004 e 05.2006, 274.958 RCEs geradas entre 06.2006 e 05.2007 e 247.668 RCEs geradas entre 06.2007 a 05.2008).

- Estimativa futura de geração de 1.283.333 RCEs no período de 06.2008 a 10.2014.

- Todas as RCEs já emitidas foram comercializadas pela Companhia, totalizando 784.387 RCEs (2% do total de RCEs emitidas são destinados para um fundo específico gerido pela ONU, ou seja, das 800.394 RCEs geradas com as três certificações mencionadas anteriormente, 16.007 RCEs foram direcionadas à ONU). Adicionalmente, a Companhia também comercializou parte de sua geração futura de RCEs, totalizando mais 574.000 RCEs, as quais serão geradas e entregues em parcelas anuais até 2014.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Consumo de Energia Direta

Gestão

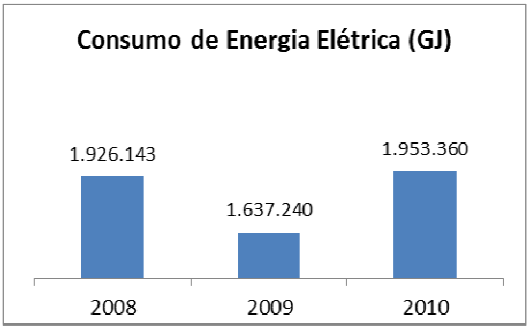
O processo produtivo da Companhia consome energia elétrica gerada por suas próprias usinas. Portanto, a redução do consumo está diretamente atrelada à diminuição na geração total de energia ou à melhorias no campo da eficiência energética. O consumo de energia direta proveniente de combustíveis fósseis, por sua vez, se dá apenas em suas termelétricas, conforme apresentado no item ''combustíveis''.

O consumo de combustíveis fósseis relacionado ao consumo de energia elétrica indireta decorre, principalmente, do transporte de empregados. Por isso, as iniciativas da gestão do consumo de energia desenvolvidas pela Companhia são focadas em medidas como a maior utilização de carros bicombustíveis, priorizando o álcool em sua frota de veículos, e a realização de teleconferências, a fim de minimizar o deslocamento de seus empregados, reduzindo a emissão de Gases do Efeito Estufa (GEE).

Indicadores

Em 2010, a Companhia consumiu 542,6 GWh (equivalente a 1,9 milhão de GJ) na operação das usinas de seu parque gerador para a produção de 42.985,7 GWh (equivalente a 154,8 milhões de GJ) de energia elétrica.

Nas termelétricas, foram consumidos 476,2 GWh (1,7 milhão de GJ) para produzir 5.421,3 GWh (19,5 milhões de GJ). Nas hidrelétricas, o consumo totalizou 33,0 GWh (118,7 mil GJ) e a produção de energia, 37.046,9 GWh (133,4 milhões de GJ). Nas usina complementares (PCHs, eólicas e termelétricas a biomassa), foram 33,4 GWh (120,4 mil GJ) consumidos e 517,5 GWh (1,8 milhão de GJ) produzidos.



Água

Gestão

A maioria das unidades termelétricas da Companhia conta com sistemas de efluentes líquidos que operam em regime fechado, evitando o lançamento de poluentes nos rios e possibilitando a reutilização da água. Assim, há uma redução média estimada de 50% do consumo. As unidades que ainda não contam com sistema fechado tratam os efluentes (tratamento físico-químico de sedimentação e neutralização) antes lançá-los ao corpo receptor e dispõem de bacias de contenção nos reservatórios de combustíveis para evitar a poluição das águas decorrente de possíveis vazamentos.

Contexto

Mais de 99% do consumo de água e dos efluentes líquidos gerados pela Companhia é procedente das usinas termelétricas. Nas hidrelétricas, a Tractebel monitora constantemente a qualidade da água dos reservatórios e dos rios do entorno.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

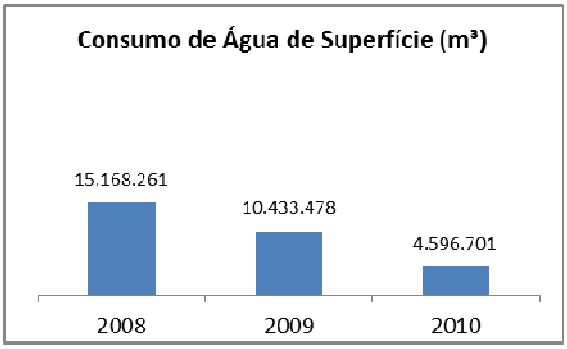
Em 2010, foi concluída a implementação do fechamento do Sistema de Arraste de Cinzas Pesadas no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, o que proporcionará uma redução média no consumo de água industrial da usina em aproximadamente 95%.

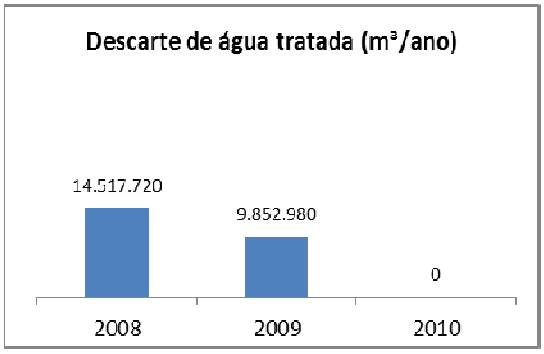
Nas hidrelétricas, a Companhia mantém metas mais rigorosas do que os padrões estabelecidos pela legislação para redução da concentração de óleos e graxas nos efluentes dos poços de drenagem e treina e capacita seus profissionais acerca da coleta e análise de efluentes, com o objetivo de evitar a contaminação dos corpos d'água.

Nesse sentido, foi concluída na UHE Machadinho a substituição do sistema de lubrificação a óleo mineral das bombas e tanques de drenagem por lubrificação a água, evitando os riscos de derramamentos ou vazamentos de óleo. As UHE Passo Fundo, Machadinho, Cana Brava e Itá contam ainda com um controle dos efluentes dos poços de drenagem, por meio de um sistema que separa a água do óleo dos efluentes gerados na casa de máquinas.

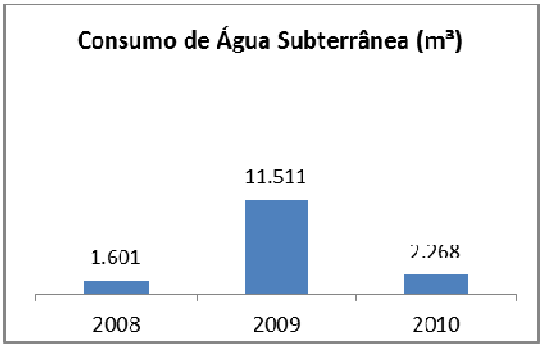
Em 2010, a Companhia deu início à implantação do Sistema de Utilização da Água de Drenagem das Galerias de Inspeção da Barragem, na UHE Salto Osório, diminuindo o uso de produtos químicos no tratamento da água. Esse sistema já se encontra implantado nas UHE Itá e Machadinho desde 2007.

Indicadores





A redução significativa no consumo total de água de superfície, assim como a eliminação do descarte de água tratada (efluentes líquidos), estão diretamente relacionadas à conclusão do Sistema de Extração e Arraste de Cinzas Pesadas no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, operando totalmente em circuito fechado (recirculação) desde 2010, em conformidade com o princípio de reutilização da água.



7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

A redução significativa no consumo de água subterrânea em relação ao ano de 2009 explica- se pelo aprimoramento do sistema dessa medição na UHE Ponte de Pedra. Em 2009, esse levantamento havia sido feito por estimativa de consumo.

Resíduos Perigosos

Gestão

A gestão de resíduos perigosos contempla o acondicionamento, o armazenamento interno temporário, o transporte e a destinação final obedecendo às regulamentações do licenciamento ambiental, às normas da Organização das Nações Unidas (ONU) e os demais requisitos legais aplicáveis.

A Companhia adota 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 – e contrata apenas empresas devidamente habilitadas e licenciadas dentro do território nacional para esse tipo de transporte.

Contexto

Os resíduos perigosos oriundos da atividade da Companhia são os resíduos combustíveis (borras de tanque e tintas, entre outros) e são destinados ao coprocessamento pela indústria de cimento. O óleo lubrificante usado vai para o rerrefino e é transformado em óleo básico, principal matéria-prima da fabricação do lubrificante acabado.

Indicadores

Destinação dos resíduos perigosos em 2010

Método de disposição	Tipo de resíduo	Quantidade(t)
Aterro industrial classe I	Água contaminada com óleo, embalagens descartáveis de produtos químicos, materiais contaminados com óleos, graxas e produtos químicos, pilhas e baterias, produtos químicos, resíduos de pintura, materiais com amianto ou lã-de-vidro, materiais com mercúrios, resíduos de solda, resinas, equipamentos de proteção individual, lâmpadas, brita contaminada com óleo, querosene e solventes contaminados, cartuchos de impressoras e *tonners*, lodo de ETA, resíduos de saúde, eletrólito de baterias, manta de isolação acústica e sucata eletrônica.	158,26
Co-processamento	Borra de óleo ou xisto, água contaminada com óleo, embalagens descartáveis de produtos químicos, materiais contaminados com óleos, graxas e produtos químicos, produtos químicos, resíduos de pintura, materiais com amianto ou lã-de-vidro, equipamentos de proteção individual, lâmpadas, brita contaminada com óleo, querosene e solventes contaminados, cartuchos de impressoras e *tonners*, embalagem reutilizáveis de produtos químicos, graxa residual e óleos isolantes usados.	13,32

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Método de disposição	Tipo de resíduo	Quantidade(t)
Incineração	Resíduos de saúde – infectante, pérfuro-cortante e medicamentos.	0,04
Reciclagem	Embalagens de defensivos, lâmpadas, óleos lubrificantes usados, elemento de bateria, água contaminada com óleo, materiais contaminados com óleos e graxas, óleos isolantes usados, querosene e outros solventes contaminados e cartuchos de impressoras e *tonners*.	166,04
Reutilização	Toalhas industriais renováveis, embalagens reutilizáveis de produtos químicos e óleos lubrificantes usados.	6,60
Tratamento / descontaminação	Resíduos de saúde, lâmpadas, lodo de esgoto e detectores de fumaça radioativos.	68,89
Armazenamento local		**61,18**
Subtotal (resíduos perigosos transportados e destinados adequadamente)[1]		**413,11**

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

Resíduos Não Perigosos

Gestão

A Tractebel se empenha para reaproveitar, reutilizar ou reciclar seus resíduos não perigosos, a fim de evitar o impacto ambiental de seu descarte e da extração de novos materiais da natureza.

As cinzas leves correspondem a aproximadamente 86% do volume total de resíduos, e são vendidas à indústria cimenteira como insumo do cimento pozolânico, substituindo o calcário em sua composição.

Contexto
Os principais resíduos não perigosos gerados pela Tractebel são as cinzas, originadas no processo de combustão das usinas termelétricas a carvão e biomassa, além de papéis, plásticos, vidro e sucata metálica ferrosa e não ferrosa.
As cinzas são divididas em leves, que são arrastadas com os gases de combustão e retidas nos precipitadores eletrostáticos ou filtros de manga, e pesadas, que permanecem no fundo da caldeira.

As cinzas pesadas são aproveitadas como base para a pavimentação asfáltica de rodovias e como neutralizadoras da acidez do solo na recuperação de depósitos de rejeitos de carvão, devido ao seu pH alto. As cinzas pesadas provenientes da UTE Charqueadas e do Complexo Termelétrico 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 foi extraído.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Indicadores

Em 2010, 97,6% do volume total de resíduos não perigosos foram reciclados, reutilizados, ou ainda reaproveitados em processos de compostagem, pavimentação de estradas e recuperação de áreas degradadas (cava da mineração).

O consumo total de papel na Companhia foi reduzido em mais de 50% e, das 8,4 toneladas consumidas, 8,1 (96,4%) foram provenientes de reciclagem, um avanço de 4,6 p.p. em relação ao total de papel proveniente de reciclagem utilizado em 2009.

Destinação dos Resíduos Não Perigosos em 2010

Método de disposição	Tipo de resíduo	Quantidade (t)
Aterro industrial classe I	Resíduos de solda, sucata de borracha e eletrônica, manta de isolação acústica, lã-de-rocha, cinzas pesadas e tijolos refratários*.	35,05
Aterro industrial classe II	Escória de jateamento, filtro de sistemas de ar-condicionado, lã-de-rocha, resíduos de solda, sucata de borracha e eletrônica, vidros, cinzas pesadas, entulho de construção e isopor.	29.851,70
Aterro sanitário	Filtro de sistemas de ar-condicionado, isopor, resíduos comuns e orgânicos, papel e papelão, plásticos, vidros, podas de jardim, madeiras e sílica gel não contaminada	124,14
Bota-fora	Podas de jardim e madeiras.	33,69
Compostagem	Resíduos orgânicos e madeiras.	10,00
Coprocessamento	Madeiras, isopor, sucata de borracha e resíduos de pintura.	107,28
Pavimentação de estradas	Entulho de construção.	2,13
Reciclagem	Cartuchos de impressoras e *tonners*, papel e papelão, plásticos, isopor, sucatas metálicas ferrosas e não ferrosas, vidros, sucata de borracha e eletrônica, cinzas pesadas, cinzas leves, madeiras, resíduos de solda e tijolos refratários.	1.184.080,94
Recuperação de áreas degradadas	Madeiras, cinzas pesadas e podas de jardim.	20.616,86
Reutilização	Embalagens reutilizáveis de produtos químicos, madeiras e entulho de construção.	0,44
Tratamento / descontaminação	Lodo de esgoto.	41,54
Armazenamento local	Cinzas Pesadas	174.303,38
Total		**1.234.903,76**

***** Esses resíduos são destinados para aterro industrial classe I devido à inexistência de estrutura adequada nas regiões de algumas Usinas.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Combustíveis

Contexto
A Companhia consome combustíveis derivados do petróleo (óleo diesel e combustível), carvão mineral e gás natural, para geração de energia nas usinas termelétricas, e resíduos de madeira e bagaço de cana-de-açúcar para a produção de energia das usinas de biomassa.

Gestão

A Companhia desenvolve continuamente pesquisas e estudos para a geração de energia por meio de fontes renováveis, a fim de minimizar o consumo de combustíveis fósseis, fonte esgotável e de maior impacto ambiental.

Além das fontes hídricas, que correspondem à maior parte do portfolio, a Companhia conta com dois parques eólicos e duas usinas termelétricas de biomassa que dispensam o uso de combustíveis fósseis e são abastecidas por resíduos de madeira (Unidade de Cogeração Lages) e por bagaço de cana-de-açúcar (UTE Ibitiúva Bioenergética). Assim, o impacto ambiental é reduzido ao evitar a extração de recursos naturais não-renováveis e o descarte de resíduos, além da redução das emissões de gases de efeito estufa.

Indicadores

Em 2010, a Companhia consumiu 17,4 mil GWh (equivalente a 62,7 milhões GJ) em suas usinas termelétricas.

Consumo de combustíveis

Materiais	2008	2009	2010
Carvão mineral (t)	3.532.719	2.751.989	3.344.524
Óleo combustível (t)	29.776	2.943	4.590
Óleo diesel (m³)	37.267	2.480	3.067
Gás natural (m³)	-	-	114.375.774

Biodiversidade

A Companhia monitora continuamente as áreas do entorno de seus reservatórios, desenvolvendo programas voltados à conservação da flora e da fauna. Aliados a iniciativas de manejo, esses programas garantem a biodiversidade e as condições ambientais necessárias à conservação e ao desenvolvimento das espécies antes, durante e após a construção dos reservatórios.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Além disso, a Companhia investe em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento focados na conservação de espécies ameaçadas e em iniciativas de educação ambiental, para conscientizar as comunidades e a sociedade de maneira geral sobre a importância da conservação do meio ambiente.

Programa de Monitoramento de Fauna no Canal de Adução da UHE Ponte de Pedra

O Programa consiste na inspeção do canal duas vezes ao dia, no início da manhã e no final da tarde. Executado por biólogos e técnicos em meio ambiente, o trabalho permite o resgate de animais e sua relocação em áreas apropriadas. No período de 2004 a 2010 foram resgatados 983 animais; dos quais 51,7% eram répteis (cobras e lagartos) e 36,2% mamíferos (principalmente ratos silvestres). No ano de 2010 foram resgatados 117 animais, dos quais 49,6% eram mamíferos de pequeno porte e 32,5% eram répteis (cobras e lagartos).

Fauna

Durante a construção de uma usina hidrelétrica, a Companhia realiza o estudo e o salvamento dos animais da região no período de desmatamento e formação do reservatório e mantém faixas de preservação em suas bordas para o desenvolvimento da flora e fauna local.

As espécies que possam ser foco de problemas de saúde da população local também são monitoradas e controladas por meio de estudos e levantamentos periódicos - sobre insetos e caramujos transmissores de doenças e animais peçonhentos – e do desenvolvimento de programas de prevenção de acidentes.

Flora

A Companhia monitora a flora das regiões em que atua, coletando sementes e flores para estudo, catalogação e posterior produção de mudas. Assim, busca garantir a continuidade das espécies nativas por meio do reflorestamento e a recuperação da vegetação e da faixa ciliar das áreas do entorno das usinas e comunidades locais.

Em 2010, foram plantadas aproximadamente 285 mil mudas e outras 111 mil, doadas a órgãos públicos, comunidades e organizações do terceiro setor. Nos cinco anos de existência do programa, cerca de 1,8 milhão de mudas já foram produzidas, plantadas e doadas.

Ictiofauna

Por meio de projetos de pesquisa da ictiofauna, a Companhia busca compreender o equilíbrio dinâmico estabelecido ao longo da formação e maturidade dos lagos e, assim, adotar em cada usina o manejo específico que minimize os impactos desse processo sobre as espécies. Entre as principais iniciativas desenvolvidas, destaca-se o repovoamento dos rios por meio da reprodução em laboratório de alevinos de espécies nativas.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

A Tractebel, por meio do Consórcio Itá, mantém um convênio com o Ibama para repovoamento de peixes na 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 alevinos de espécies ameaçadas de extinção na região, como piracanjuba, dourado, curimbatá e piava, entre outros.

Custos e investimentos em gestão ambiental

Em 2010, a Companhia investiu R$ 48,6 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$ 0,6 milhão foram gastos com seguro de responsabilidade civil sobre qualquer evento relacionado ao meio ambiente em decorrência de poluição súbita, como derramamentos, e R$ 0,1 milhão em 639 horas de treinamento e conscientização ambiental, além de R$ 0,2 milhão no processo de certificação e recertificação das usinas.

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

A Companhia auferiu receitas decorrentes da exportação de energia elétrica para a Argentina e o Uruguai nos montantes de R$ 30 milhões em 2010, R$ 61 milhões em 2009 e R$ 34 milhões em 2008, correspondentes a 0,66%, 1,56% e 0,91%, respectivamente, da sua receita bruta consolidada.

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

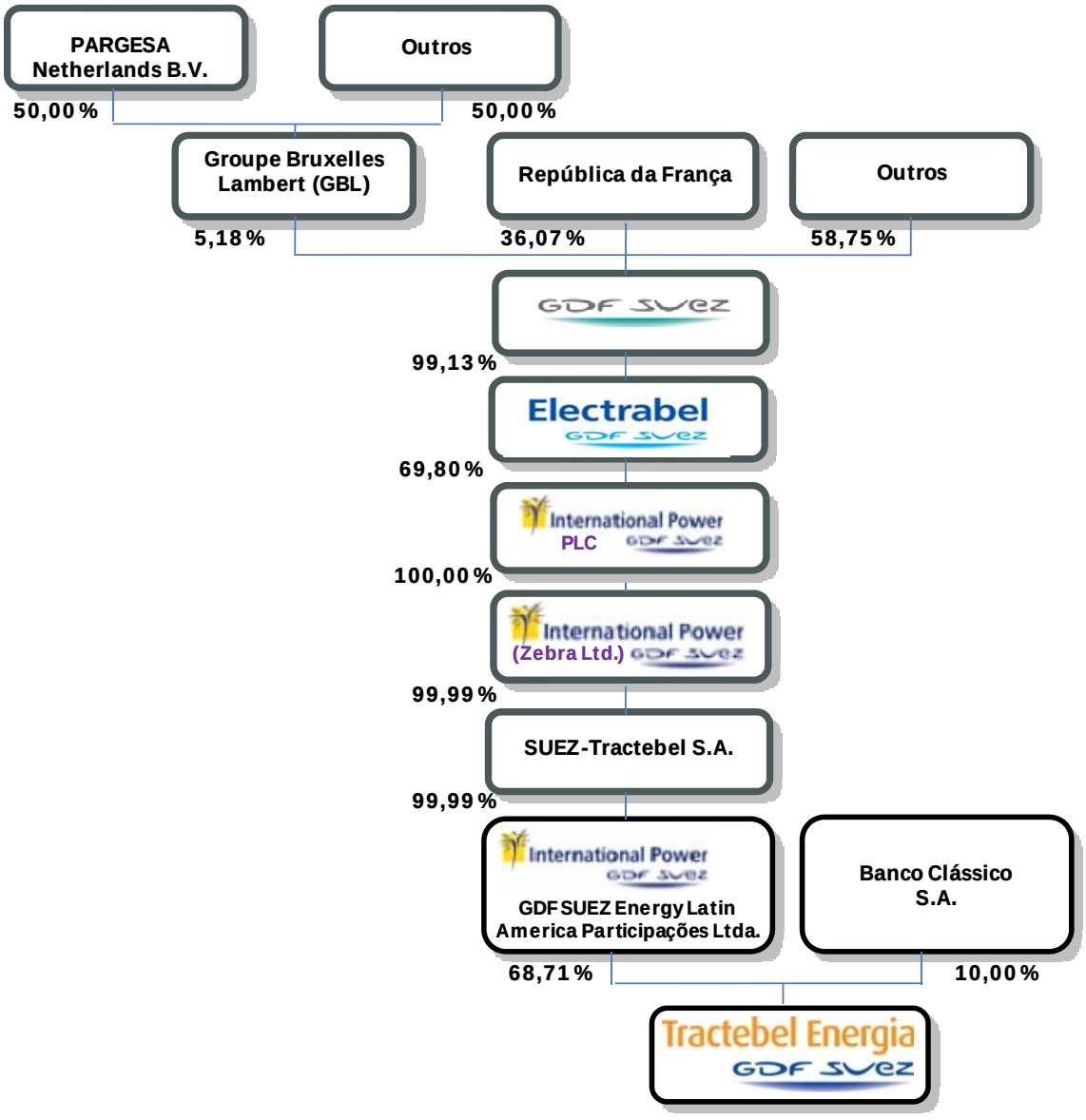
Não há outras informações que a Companhia julga relevantes sobre este item "7".

8.1 - Descrição do Grupo Econômico

8.1 Descrição do grupo econômico em que se insere a Companhia

a. Controladores diretos e indiretos

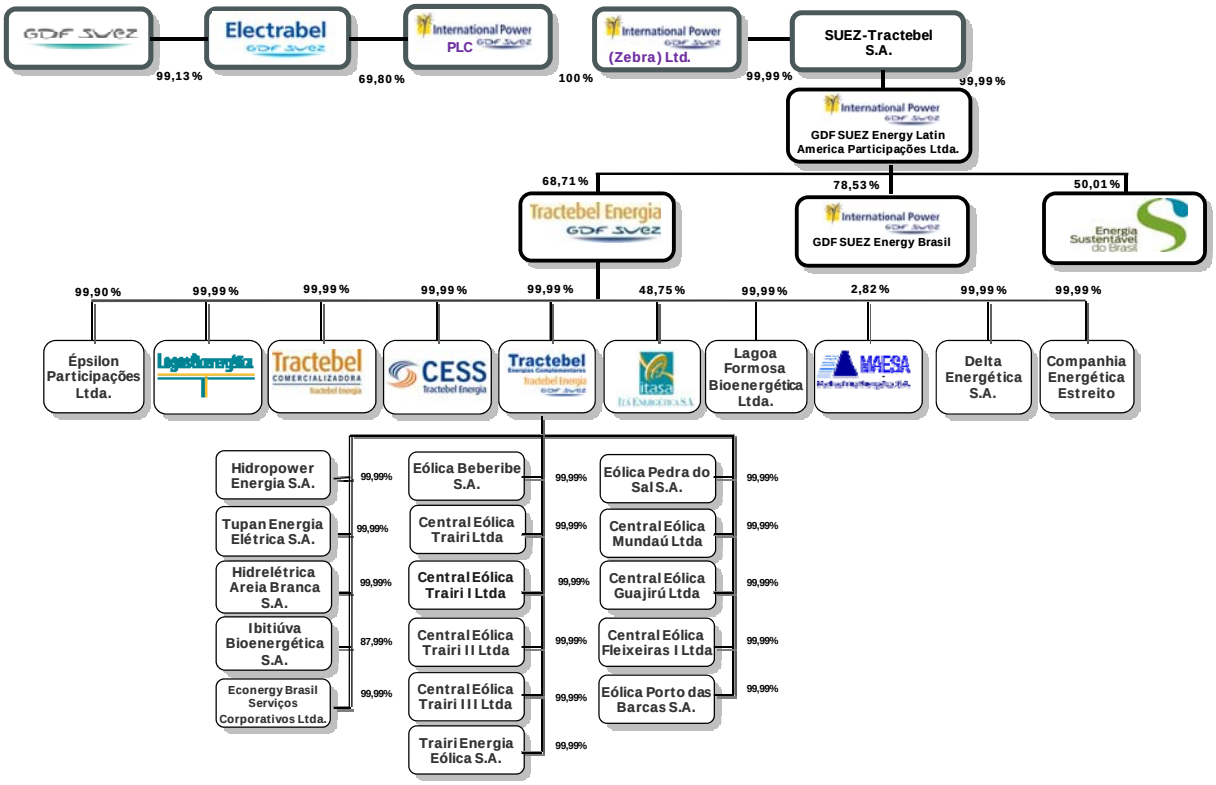
A Companhia tem ações negociadas no Novo Mercado da BM&FBOVESPA S.A. e é controlada pela GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda. (GSELA), subsidiária do grupo franco-belga GDF SUEZ, um dos maiores do mundo nas áreas de energia, água e gestão de resíduos, que possuí 68,71% das ações do capital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

8.2 Organograma do grupo econômico em que se insere a Companhia

Os organogramas do grupo econômico em que a Companhia se insere estão mencionados nos itens 8.1.″a″ e ″b″ acima.

8.3 - Operações de reestruturação

Data da operação	**22/03/2011**
Evento societário	Outro
Descrição do evento societário "Outro"	Implantação de parques eólicos
Descrição da operação	O Conselho de Administração, em reunião realizada em 22.03.2011, aprovou a implantação dos parques eólicos Central Eólica Mundaú Ltda., Central Eólica Fleixeiras I Ltda., Central Eólica Trairi Ltda., Central Eólica Guajirú Ltda., e Eólica Porto das Barcas S.A., sendo os quatro primeiros instalados no Município de Trairí (CE) e o último no Município de Parnaíba (PI). Maiores detalhes sobre este evento estão descritos neste formulário no item 6.5 Principais eventos societários.
Data da operação	**30/12/2010**
Evento societário	Incorporação
Descrição da operação	Incorporação da Ponte de Pedra Energética S.A. (PPESA) pela Energia América do Sul (EAS) e desta pela Companhia. O objetivo da incorporação proposta foi 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. Maiores detalhes sobre este evento estão descritos neste formulário no item 6.5 Principais eventos societários.
Data da operação	**30/05/2010**
Evento societário	Aquisição e alienação de ativos importantes
Descrição da operação	A Companhia assinou uma Carta Proposta para a venda do Projeto Seival, compreendendo a UTE Seival e, sua controladora, a Seival. Em 28.03.2011 a Aneel concedeu sua anuência à transferência do controle. Maiores detalhes sobre este evento estão descritos neste formulário no item 6.5 Principais eventos societários.
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 Companhia Energética Estreito - CEE (atual denominação da SUEZ Energia Renovável S.A.), empresa controlada pela GSELA. A CEE 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

8.3 - Operações de reestruturação

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. (Hidropower). 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
Descrição da operação	Constituição da controlada integral Tractebel Energias Renováveis S.A., 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.

8.4 - Outras informações relevantes

8.4 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Em 04.02.2011 a Companhia emitiu Fato Relevante informando que os Conselhos de Administração da GDF SUEZ S.A. e da International Power PLC (IP) anunciaram que a combinação entre certos ativos havia sido 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 teve 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 modificou ou afetou, 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.

9.1 Bens do ativo não circulante relevantes para o desenvolvimento das atividades da Companhia, referentes ao último exercício social

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
Salas comerciais	Brasil	SC	Florianópolis	Própria
Usina Hidrelétrica Estreito (40,07% pertence a Companhia Energética Estreito)	Brasil	MA	Estreito	Própria
Edifício Sede	Brasil	SC	Florianópolis	Alugada

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 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
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

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 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
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 CEE)	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.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

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 Estreito (CEE)	08.976.022/0001-01	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	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).	99,990000

Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)
				Valor mercado		
31/12/2010	100,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2010	868.508.846,56
31/12/2009	0,000000	0,000000	0,00			
31/12/2008	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 (%)
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		
31/12/2010	8,290000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2010	351.731.751,76
31/12/2009	20,090000	0,000000	0,00			
31/12/2008	0,570000	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		
31/12/2010	3,540000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2010	23.856.045,38
31/12/2009	15,160000	0,000000	0,00			
31/12/2008	-4,260000	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	0,000000

Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)
				Valor mercado		

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)**		
31/12/2010	0,000000	0,000000	0,00	**Valor contábil**	31/12/2010	0,00		
31/12/2009	0,000000	0,000000	0,00					
31/12/2008	0,000000	0,000000	0,00					

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Rentabilidade dos investimentos.
Em 30.12.2010 a sociedade foi incorporada pela sua controladora Tractebel Energia.

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
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				
31/12/2010	0,000000	0,000000	0,00	**Valor contábil**	31/12/2010	999,00		
31/12/2009	0,000000	0,000000	0,00					
31/12/2008	0,000000	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 (%)
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				
31/12/2010	6,510000	0,000000	4.896.876,91	**Valor contábil**	31/12/2010	291.742.268,69		
31/12/2009	8,040000	0,000000	5.790.372,13					
31/12/2008	2,900000	0,000000	7.500.003,14					

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 (%)
Lages Bioenergética S.A. (Lages)	05.210.535/0001-00	-	Controlada	Brasil	SC	Lages	Geração e comercialização de energia elétrica	99,990000
				Valor mercado				
31/12/2010	11,140000	0,000000	0,00	**Valor contábil**	31/12/2010	71.192.599,38		
31/12/2009	35,640000	0,000000	0,00					
31/12/2008	17,050000	0,000000	0,00					

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

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)**		
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
				Valor mercado				
31/12/2010	-0,010000	0,000000	0,00	**Valor contábil**	31/12/2010	268.998,65		
31/12/2009	-0,360000	0,000000	0,00					
31/12/2008	440,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Possibilidade de desenvolvimento de um novo negócio.								
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				
31/12/2010	-9,220000	0,000000	0,00	**Valor contábil**	31/12/2010	65.431.448,48		
31/12/2009	126,660000	0,000000	0,00					
31/12/2008	657,120000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Rentabilidade dos investimentos.								
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				
31/12/2010	3,300000	0,000000	0,00	**Valor contábil**	31/12/2010	514.069.230,31		
31/12/2009	111,610000	0,000000	0,00					
31/12/2008	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.b - Concessões e autorizações detidas pela Companhia e suas controladas para a exploração da atividade de geração de energia elétrica:

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

Conforme mencionado anteriormente no item 7.5.a deste documento, 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 Usinas Termelétricas (UTE), não será devida indenização dos investimentos realizados, assegurando-se, porém, ao produtor independente ou ao autoprodutor remover as instalações.

9.2 - Outras informações relevantes

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.

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 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.

Adicionalmente, cabe informar que a Companhia não tem nenhuma patente, licença, franquia ou contrato de tecnologia.

9.2 - Outras informações relevantes

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 31.12.2010 não há variação no valor contábil devido a incorporação da sociedade pela sua controladora Tractebel Energia; para 31.12.2009 a variação é 2,29%; e, para 31.12.2008 a variação é 63.882.500,00%.

• TBLP – Para 31.12.2010 a variação é 3,30%; para 31.12.2009 a variação é 111,61%; e, para 31.12.2008 a variação é 23.516.900,00%.

10.1 Comentários dos diretores sobre:

a. Condições financeiras e patrimoniais gerais

Informações relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2010:

A Companhia se encontra em situação patrimonial e financeira favoráveis, apresentando:

- Geração de lucro crescente e consistente. O lucro líquido do exercício de 2010 foi de R$ 1.212 milhões, o que representa valores crescentes pelo sétimo ano consecutivo.
- Forte geração de caixa operacional. O EBITDA - no conceito de Resultado Líquido mais Depreciações, Amortizações e Despesas Financeiras Líquidas - no ano de 2010 foi de R$ 2.612 milhões.
- Baixo nível de endividamento que reflete o potencial da Companhia de aproveitar as oportunidades de crescimento. A relação endividamento total / EBITDA em 31.12.2010 foi de 1,7 vezes e a relação endividamento líquido / EBITDA, na mesma, data foi de 1,3 vezes.
- Reduzido nível de inadimplência em função da diversificação do portfólio de clientes e do rigoroso processo de análise de crédito.
- Elevado nível de contratação de sua capacidade comercial para os próximos 4-5 anos.
- Manutenção da liderança do setor privado de geração de energia elétrica, sendo a responsável por aproximadamente 6,4% da capacidade instalada do Brasil (fonte: ONS). O crescimento sustentado pela sua estratégia de avaliação de riscos e oportunidades no mercado permitiu a elevação da capacidade instalada da Companhia de 3.719 MW para 6.472 MW ao longo dos 12 anos de operação desde sua privatização.
- Remuneração aos acionistas sem a descapitalização financeira da Companhia. Os dividendos mínimos de 2005 a 2007, de 2008, de 2009, e de 2010 foram de, respectivamente, 100%, 72% e 58% e 55% do lucro líquido distribuível do exercício, numa estratégia de distribuição compatível com o plano de investimentos da Companhia.
- Manutenção da Companhia no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da BM&FBOVESPA, divulgado ao final de 2010. A Companhia participa desse índice desde a sua primeira edição.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Informações relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2009:

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$ 1.091 milhões.

• Forte geração de caixa operacional. O EBITDA no ano de 2009 foi de R$ 2.202 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 0,98 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 57% do lucro líquido distribuível do exercício.

Informações relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2008:

Conforme anteriormente mencionado, de acordo com o disposto no Oficio-Circular 007/2001, a Companhia está adotando a faculdade da não apresentação das informações contábeis relativas ao exercício findo em 31.12.2008 em virtude das mesmas não serem comparáveis, visto que foram preparadas com base no padrão contábil anterior à adoção do IFRS.

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

Estrutura de capital

- A Diretoria entende que a Companhia possui estrutura de capital adequada às suas operações e nível confortável de alavancagem financeira para aproveitar as oportunidade de crescimento futuro.
- 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 e despesas realizados pela Administração da Companhia.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Informações relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2010

- A Tractebel Energia encerrou o ano de 2010 com uma divida líquida de R$ 3.360 milhões, resultado do endividamento total de R$ 4.443 milhões e de seu saldo de caixa e equivalentes de R$ 1.083 milhões. A dívida de longo prazo, correspondente a 75% do total do endividamento, e o grau de alavancagem de 40% (dívida líquida / dívida líquida + patrimônio líquido) garantem uma situação de liquidez confortável para a Companhia.
- O patrimônio líquido da Companhia em 31.12.2010 era de R$ 5.073 milhões com variação positiva de 14,0% em relação ao final de 2009, em decorrência (i) do lucro líquido do exercício de R$ 1.212 milhões; (ii) do pagamento de R$ 82 milhões de dividendos complementares relativos ao ano de 2009; e (iii) da destinação de parte do lucro de 2010 para distribuição de dividendos intercalares e juros sobre o capital próprio, no valor de R$ 506 milhões.
- Em 31.12.2010 a Companhia tinha a sua estrutura de capital composta por 39,5% de capital próprio e 60,5% de capital de terceiros. O capital próprio está representado pelo patrimônio líquido e o de terceiros pelos passivos circulantes e não circulantes.

Informações relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2009

- 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$ 4.449 milhões com variação positiva de 14% em relação ao patrimônio apurado em 01.01.2009 já de acordo com as novas práticas contábeis, em decorrência, substancialmente, (i) do lucro líquido do exercício de R$ 1.091 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.
- Em 31.12.2009 a Companhia tinha a sua estrutura de capital composta por 40,7% de capital próprio e 59,3% de capital de terceiros. O capital próprio está representado pelo patrimônio líquido e o de terceiros pelos passivos circulantes e não circulantes.

Informações relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2008:

Conforme anteriormente mencionado, de acordo com o disposto no Oficio-Circular 007/2001, a Companhia está adotando a faculdade da não apresentação das informações contábeis relativas ao exercício findo em 31.12.2008 em virtude das mesmas não serem comparáveis, visto que foram preparadas com base no padrão contábil anterior a adoção do IFRS.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Possibilidade de resgate de ações

Não há intenção da Administração da Companhia o resgate de ações em função da necessidade do uso dos recursos gerados para fazer face aos investimentos necessários para, no mínimo, manter sua participação no mercado no robusto cenário de crescimento de consumo de energia 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.

(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 seus investimentos. Os Administradores 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 2010, era de 1,7 vezes, e a relação EBITDA / despesas financeiras era de 4,7 vezes.

A classificação de risco da Companhia foi elevada em 2010 pelas duas agências de *rating* que a classificam (brAA+ pela *Standard & Poor's* e AA + (bra) pela *Fitch Ratings*) e está entre as melhores no seu setor de atuação. Em 17.05.2011 a *Fitch Ratings* atribuiu *rating* internacional 'BBB-' à Tractebel Energia e afirmou o *rating* nacional de longo prazo 'AA+(bra)', ambos com perspectiva estável. No documento, a Agência destaca (i) a elevada e previsível geração operacional de caixa; (ii) as sólidas medidas de crédito; (iii) a forte posição de liquidez; (iv) o beneficio de contratos de venda de energia no longo prazo; e (v) o ambicioso plano de investimentos, com riscos de projeto parcialmente mitigados.

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 BNDES, diretamente e/ou por meio de Agentes Repassadores. Estas instituições financeiras usualmente oferecem taxa de juros e prazos de pagamento compatíveis com o retorno dos projetos de geração de energia.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Caso o projeto de investimento não seja elegível para financiamento via BNDES, a Companhia pode recorrer a outras fontes de financiamento incentivadas, i.e. Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE), Fundo Constitucional de Financiamento do Centro-Oeste (FCO), e ao mercado de capitais, por meio da emissão de notas promissórias e / ou 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 não possui linhas de capital de giro formalmente aprovadas perante instituições financeiras, por acreditar que a sua qualidade de crédito (evidenciada por suas notas de *rating* concedidas pelas agências de avaliação de crédito) a possibilitaria acessar o mercado caso necessário, em condições competitivas. Existem linhas de crédito indicadas por várias instituições financeiras de primeira linha em montante suficiente para essas eventuais deficiências momentâneas de liquidez.

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

As principais informações sobre as dívidas estão descritas nos sub-itens a seguir:

(i) contratos de empréstimo e financiamento relevantes

Principais condições contratadas dos empréstimos e financiamentos da Companhia e de suas controladas (Valores em R$ milhões):

Dívidas	Encargos	Vencimento	Principal e encargos	Saldo em 31.12.2010
Moeda estrangeira				
Tractebel Energia S.A.				
Secretaria do Tesouro Nacional (STN)	*Libor* + 1,075% a.a.	04/2024	Semestral	122
BNP Paribas *(Floating Rate Note)*	*Euribor* + 2,75% a.a.	11/2015	Mensal	92
Moeda nacional				
Tractebel Energia S.A				
Eletrobras	12% a.a.	04/2011	Mensal	11
BNDES	TJLP + 4% a.a. (a)	04/2013	Mensal	35
Banco do Brasil S.A.	8,14% a.a. (c)	12/2011	Mensal	4
Itá Energética S.A.				
BNDES	TJLP + 4% a.a. (a)	09/2013	Mensal	34(d)
Bancos (Repasse BNDES) (b)	TJLP + 3,85% a.a. (a)	09/2013	Mensal	42(d)
Lages Bioenergética Ltda.				
BRDE	TJLP + 2,25% a.a. (a)	08/2012	Mensal	11

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Dívidas	Encargos	Vencimento	Principal e encargos	Saldo em 31.12.2010
Companhia Energética São Salvador				
BNDES	TJLP + 2,7% a.a. (a)	10/2023	Mensal	206
Bancos (Repasse BNDES) (b)	TJLP + 3,25% a.a. (a)	10/2023	Mensal	416
Companhia Energética Estreito				
BNDES	TJLP + 1,89% a.a. (a)	09/2029	Mensal	796
BNDES (Crédito Social)	TJLP	06/2018	Mensal	8
Bancos (Repasse BNDES) (b)	TJLP + 2,95% a.a. (a)	09/2029	Mensal	604
Tupan Energia Elétrica S.A.				
Caixa Econômica Federal	TJLP + 3,5% a.a. (a)	12/2019	Mensal	52
Hidropower Energia S.A.				
Banco do Brasil	8,08% a.a. (c)	10/2017	Mensal	27
Hidrelétrica Areia Branca S.A.				
BNDES	TJLP + 2,5% a.a. (a)	06/2024	Mensal	64
Eólica Beberibe S.A.				
BNDES	TJLP + 3,5% a.a. (a)	12/2023	Mensal	100
Eólica Pedra do Sal S.A.				
BNDES	TJLP + 1,92% a.a. (a)	12/2023	Mensal	69
Ibitiúva Bioenergética S.A.				
BNDES (Subcrédito B)	4,5% a.a.	01/2020	Mensal	36
BNDES (Subcrédito A e C)	TJLP + 2,05% a.a(a)	01/2021	Mensal	29

(a) O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. é capitalizado, incorporando-se ao principal dos financiamentos.

(b) Os Bancos (Repasse BNDES) são Itaú, Banco Bradesco S.A., Banco Santander (Brasil) S.A. e Banco Votorantim S.A.

(c) Taxa fixa já considerando o bônus de adimplência de 15% para pagamento até a data de vencimento.

(d) Corresponde a participação de 48,75% da Companhia na Itasa.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Informações adicionais sobre os contratos de valores mais relevantes da Companhia e de suas controladas:

Os saldos em 31.12.2010 dos contratos listados abaixo se encontram na tabela do item f(i) anteriormente apresentado.

a) 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), 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.

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.

O pagamento do principal devido é feito em abril e outubro de cada ano, respeitados os vencimentos definidos para cada tipo de bônus, conforme indicado no contrato de confissão. Os juros remuneratórios são pagos semestralmente, sendo a última parcela devida juntamente com a última parcela de principal do respectivo bônus, prevista para abril de 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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

b) Floating Rate Notes – BNP Paribas

Em 29.11.1999, a Companhia emitiu 40 milhões de Euros em *Floating Rate Notes* ("Notes") no mercado internacional, em regime de colocação privada, com vencimento em novembro de 2007, tendo o Citibank N.A. London atuado como agente emissor e pagador das *Notes*. As *Notes* são 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. Nesta data, as 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 novembro de 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 Usina Hidrelétrica Itá. 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, vencendo a última parcela em abril de 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.

c) Contratos de Financiamento com o BNDES

Tractebel Energia (TBLE)

Em razão da incorporação da Companhia Energética Meridional (CEM) em 28.03.2008, as garantias inicialmente concedidas ao BNDES foram substituídas por Carta de Fiança do Itaú contratada pela Companhia em dezembro de 2007, no valor de R$ 157 milhões, com validade até 15.10.2013. A Companhia, na qualidade de sucessora da CEM nos seus direitos e obrigações, confessou e assumiu a dívida no valor de R$ 155 milhões na data-base de 15.01.2008.

Os demais financiamentos com o BNDES foram contratados na modalidade *Project Finance.* Para tal foram constituídas as seguintes Sociedades por Conta de Participação para a implantação dos respectivos empreendimentos hidrelétricos.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Itá Energética S.A. (Itasa)

Em 06.03.2001, a controlada em conjunto Itasa firmou com o BNDES e com Bancos (Repasse BNDES) Itaú, Bradesco, Banco Safra e Banco Votorantim, contratos de financiamento no valor de R$ 542 milhões, para construção da Usina Itá. Em garantia às obrigações decorrentes destes contratos, a Itasa: (a) penhorou os Direitos Emergentes da Concessão para a exploração da Usina Itá; (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 (substituída por fiança bancária) e três meses das despesas contratuais de operação e manutenção da Usina Itá. Além dessas garantias, os sócios caucionaram a totalidade das ações da Itasa ao BNDES e Bancos.

Companhia Energética São Salvador (CESS)

Em 19.03.2007, a controlada integral CESS firmou com o BNDES e com os Bancos (Repasse BNDES) Itaú, Bradesco, Banco Santander e Banco Votorantim, contratos de financiamento, no valor total de R$ 570 milhões, para construção da Usina São Salvador. Em garantia às obrigações relativas a estes contratos, a CESS: (a) penhorou os Direitos Emergentes da Concessão para a exploração da Usina São Salvador; (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 aos Bancos.

Companhia Energética Estreito (CEE)

Em 11.03.08, a subsidiária SUEZ Energia Renovável S.A (denominação anterior da CEE) assinou contrato de financiamento com o BNDES e com os Bancos (Repasse BNDES) Itaú Unibanco, Bradesco e Votorantim, no valor de R$ 1.358 milhões. Em garantia aos contratos de financiamento firmados junto ao BNDES e Bancos, a CEE: (a) penhorou os Direitos Emergentes da Concessão para a exploração da UHE Estreito; (b) obrigou-se a manter aberta uma conta centralizadora de direitos creditórios para recebimento dos direitos de crédito da CEE (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, a Tractebel Energia apresentou carta de fiança corporativa e penhorou os dividendos a serem pagos pela Tractebel Energia à sua controladora GDF SUEZ Latin America Participações Ltda.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

(ii) outras relações de longo prazo com instituições financeiras

Estas relações são representadas pelas debêntures emitidas pela Companhia e suas controladas.

Principais condições das debêntures da Companhia e de suas controladas (Valores em R$ milhões)

		Condições de Pagamento			
Emissões	**Remuneração**	**Juros/atualização monetária**	**Principal**	**Quantidade**	**Saldo em 31.12.2010**
TBLE					
1ª Emissão - 1ª Série	IGP-M + 9,29% a.a.	Anualmente em 02.05	Parcela única em 02.05.11	14.000	160
2ª Emissão Série Única	IPCA + 7% a.a.	Anualmente em 15.05	3 parcelas em 15.05.2012, 13 e 14	35.000	438
3ª Emissão Série Única	117% do CDI	Semestrais em 01.04 e 01.10	Parcela única em 01.04.2011	60.000	618
4ª Emissão Série Única	110% do CDI	Semestrais em 05.05 e 05.11	5 parcelas de 05.11.2011 a 2015	400	405
Cana Brava 1ª Emissão Série Única	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 01.04.2013	7.773	40
Itasa					
1ª Emissão - 1ª e 2ª Série	IGP-M + 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 01.12.2013 (1ª série), e 01.06.2013 (2ª série)	8.400	26

(*) 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 financiamentos e debêntures:

a) Empréstimos e financiamentos:

Dívida	***Covenants***
Tractebel Energia (BNDES)	Patrimônio Líquido / Ativo Total ≥ 30%
CESS (BNDES e Bancos)	Índice de Cobertura do Serviço da Dívida ≥ 1,3
Lages (BRDE)	(Passivo Circulante + Passivo Não Circulante) / Ativo Total ≤ 66%
Itasa (BNDES e Bancos)	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
Beberibe e Pedra do Sal (BNDES)	Índice de Cobertura do Serviço da Dívida ≥ 1,3
Areia Branca (BNDES) e **CEE** (BNDES e Bancos)	Índice de Cobertura do Serviço da Dívida ≥ 1,2
Ibitiúva (BNDES)	(i) Índice de Cobertura do Serviço da Dívida ≥ 1,3 (ii) Índice de Endividamento Geral ≤ 0,80

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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.

A Companhia Energética Estreito terá seus *covenants* exigidos a partir de outubro de 2011, quando terá início o período de amortização do financiamento contratado junto ao BNDES e Bancos (repasse BNDES).

Os *covenants* financeiros estabelecidos nos contratos de financiamentos estão sendo cumpridos pela Companhia, exceto no que se refere aos índices financeiros aplicáveis à Hidropower Energia, conforme esclarecimentos a seguir apresentados.

A Hidropower possui cláusulas restritivas em seu contrato de financiamento que requerem a manutenção de índices financeiros, entre eles o de liquidez corrente, de cobertura do serviço da dívida e o de margem EBITDA. Quando estes índices não são alcançados, a Hidropower, após ser notificada oficialmente pelo Agente Financeiro, deve proceder ao equacionamento da insuficiência.

Em decorrência de questões estruturais, o passivo circulante da Hidropower encontra-se em nível acima do inicialmente previsto quando da contratação do financiamento, o que afeta negativamente tanto o índice de liquidez quanto o de cobertura do serviço da dívida. A administração não considera que haverá descumprimento de cláusula de contrato e o consequente vencimento antecipado de dívida, em razão de sua controladora indireta, Tractebel Energia, ter se manifestado formalmente que está negociando o equacionamento da situação junto ao banco. Caso necessário, a Hidropower será capitalizada para o equacionamento do descumprimento do *covenant*.

A Companhia possui um *waiver* emitido pelo Banco do Brasil para o exercício findo em 31.12.2009 e está negociando a emissão do mesmo documento para 31.12.2010, só possível de ser emitido após a divulgação pública das Demonstrações Contábeis da Hidropower e aprovação do banco. A dívida da Hidropower totaliza R$ 27 milhões em 31.12.2010, sendo em montante inferior ao definido como evento de vencimento antecipado de outras dívidas da Companhia.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

b) 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* mencionado no item (i) poderá atingir 3,5 em caso de novos investimentos e/ou aquisições. Neste caso o vencimento de qualquer nova dívida contraída pela Companhia deverá ocorrer somente em data posterior ao vencimento destas emissões. Para as debêntures da 2ª Emissão, a partir do trimestre findo em 31.12.2012 (conforme Assembleia de Debenturistas de 10.05.2012), a relação Dívida Consolidada/EBITDA passará a ser ≤ 3,5.

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, observados 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 2010 a Companhia possuía por meio de sua controlada indireta Ibitiúva Bioenergética S.A., financiamento contratado junto ao BNDES no valor total de R$ 82 milhões, dividido em 4 subcréditos: (i) Subcrédito A, de R$ 34 milhões, destinado à implantação da usina e subestação; (ii) Subcrédito B, de R$ 37 milhões, para a aquisição de máquinas e equipamentos nacionais; (iii) Subcrédito C, 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, de R$ 3 milhões, para o pagamento da última parcela do contrato EPC. Desse total, R$ 63 milhões foram recebidos no ano de 2010 e o restante está previsto para ser liberado até o prazo contratual de junho de 2011.

Em novembro de 2010 foi assinado contrato de financiamento suplementar entre a controlada SUEZ Energia Renovável S.A. (denominação anterior da CEE) e o BNDES e Bancos (Repasse BNDES), no valor de R$ 308 milhões, para a continuidade da implantação da Usina. A primeira liberação de R$ 208 milhões ocorreu no próprio mês de novembro e o montante remanescente de R$ 100 milhões está previsto para ser recebido durante o 1º semestre de 2011.

h. alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

A Companhia passou a adotar, a partir de 01.01.2010, retroativamente a 01.01.2009, todos os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC") aplicáveis às suas operações, os quais estão consistentes com as práticas contábeis internacionais (*International Financial Reporting Standards – IFRS)*. Desta forma, determinados saldos relativos ao exercício de 2009, anteriormente divulgados, foram ajustados de modo a refletir as alterações decorrentes da adoção dos novos pronunciamentos e permitir a comparabilidade entre os períodos apresentados.

Os efeitos decorrentes da adoção destes novos pronunciamentos nos exercícios de 2010 e 2009 foram os seguintes:

Em R$ milhões	**31.12.2010**	**31.12.2009**
Lucro líquido sem a adoção das novas práticas	**1.220**	**1.134**
Ajustes:		
Depreciação sobre o ajuste a valor justo do ativo imobilizado	(86)	(85)
Constituição de ganho e reversão de perda atuarial sobre obrigações com benefício pós-emprego	75	24
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre os ajustes acima	4	21
Outros ajustes	(1)	(3)
	(8)	**(43)**
Lucro líquido com a adoção das novas práticas	**1.212**	**1.091**

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

As considerações sobre os ajustes no quadro anteriormente apresentado são as seguintes:

Depreciação sobre o ajuste a valor justo do ativo imobilizado

Em atendimento à orientação prevista nos pronunciamentos CPC 27 e na interpretação ICPC 10, a Companhia adotou o valor justo como custo atribuído do ativo imobilizado das usinas da Companhia que apresentavam valor contábil substancialmente inferior ao seu valor justo. Este procedimento foi fortemente incentivado pela ICPC 10 (Esclarecimentos sobre o CPC 27 e o CPC 28) e representa a adoção das melhores práticas de governança corporativa na elaboração de demonstrações contábeis. O ajuste a valor justo do ativo, líquido de imposto de renda e contribuição social diferidos, de R$ 821 milhões em 01.01.2009, teve como contrapartida a conta do patrimônio líquido denominada "Ajuste de avaliação patrimonial". A adoção deste procedimento resultará no aumento da depreciação da Companhia durante a vida útil dos ativos ajustados ao seu valor justo. O referido ajuste, líquido do imposto de renda e contribuição social diferidos, não afetará a base de apuração do imposto de renda e da contribuição social nem a base de distribuição de dividendos.

Constituição de ganho e reversão de perda atuarial sobre as obrigações com benefício pós-emprego

Conforme as práticas contábeis anteriores, previstas 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 vinham sendo reconhecidas no resultado da Companhia, mas divulgadas em Nota Explicativa. As perdas excedentes ao limite do corredor vinham sendo registradas no resultado durante o tempo médio remanescente de vida dos participantes do plano de benefício. Este procedimento não foi modificado pela nova prática contábil estabelecida no CPC 33. Entretanto, conforme isenção prevista no CPC 37 R1 (Adoção Inicial das Normas Internacionais de Contabilidade), a Companhia reconheceu no seu balanço de abertura as perdas atuarias até então não registradas no passivo, tendo como contrapartida a conta de lucros acumulados, no patrimônio líquido, no valor de R$ 103 milhões. A Companhia optou por manter a abordagem do corredor em seu resultado para o reconhecimento dos ganhos e perdas atuariais apurados a partir da data da primeira adoção. Este procedimento resultou na reversão da perda atuarial de R$ 24 milhões em 2009 e no reconhecimento do ganho atuarial de R$ R$ 75 milhões em 2010.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

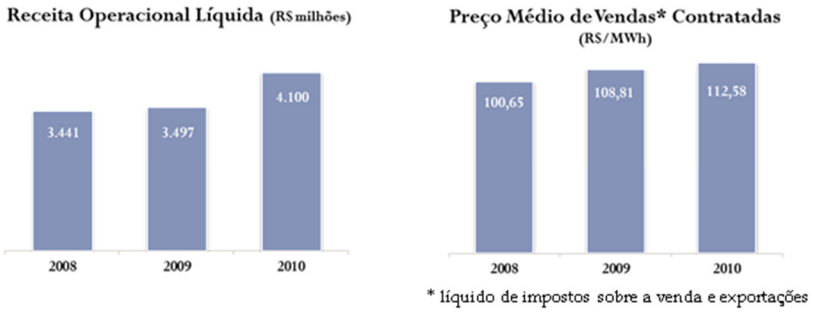
h.1) Análise comparativa entre os resultados relativos aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2010 e de 2009 preparados de acordo com o IFRS e o CPC

	31 de dezembro de				
Em R$ Milhões	**2010**	**% da receita**	**2009**	**% da receita**	**2009/2010 (%)**
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	**4.100**	**100**	**3.497**	**100**	**17,2**
CUSTOS DA VENDA DE ENERGIA					
Energia elétrica comprada para revenda	(674)	16,4	(392)	11,2	71,9
Transações no âmbito da CCEE	(6)	0,1	(124)	3,5	(95,2)
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(269)	6,6	(263)	7,5	2,3
Custo de produção de energia elétrica	(921)	22,5	(774)	22,2	19,0
Custo dos serviços prestados	(18)	0,4	(15)	0,4	20,0
	(1.888)	**46,0**	**(1.568)**	**44,8**	**20,4**
LUCRO BRUTO	**2.212**	**54,0**	**1.929**	**55,2**	**14,7**
RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS					
Despesas com vendas	(14)	0,3	(15)	0,4	(6,7)
Despesas gerais e administrativas	(160)	3,9	(144)	4,1	11,1
Reversão (Constituição) provisões operacionais, líquida	66	-1,6	(7)	0,2	-
Ganhos em ações judiciais	46	1,1	9	0,3	411,1
Outras receitas (despesas) operacionais	-	-	5	0,1	-
	(62)	**1,5**	**(152)**	**4,3**	**(59,2)**
Resultado do serviço	**2.150**	**52,4**	**1.777**	**50,8**	**21,0**
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	131	3,2	87	2,5	50,6
Despesas financeiras	(560)	13,7	(327)	9,4	71,3
	(429)	**10,5**	**(240)**	**6,9**	**78,8**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS	**1.721**	**42,0**	**1.537**	**44,0**	**12,0**
Imposto de renda e contribuição social	(509)	12,4	(446)	12,8	14,1
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**1.212**	**29,6**	**1.091**	**31,2**	**11,1**
LUCRO POR AÇÃO - BÁSICO E DILUÍDO	**1,85**	**-**	**1,67**	**-**	
EBITDA[(1)]	**2.612**	**63,7**	**2.202**	**63,0**	**18,6**

Receita operacional líquida

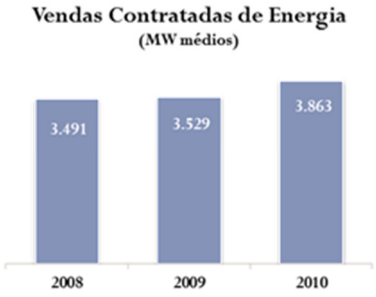
A receita operacional líquida atingiu R$ 4.100 milhões em 2010, 17,3% acima dos R$ 3.497 milhões apresentados em 2009. A variação está diretamente relacionada à evolução da receita operacional bruta e das deduções sobre receita operacional, conforme a seguir comentado.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais



O preço médio de venda de energia, excluída a exportação e líquido das deduções sobre a receita operacional bruta, passou de R$ 108,81/MWh em 2009 para R$ 112,58/MWh em 2010, representando uma evolução de 3,5%.

No exercício de 2010, a quantidade de energia vendida atingiu 33.838 GWh (3.863 MW médios), uma elevação de 9,5% em relação ao ano de 2009, cuja quantidade foi de 30.911 (3.529 MW médios).



Receita operacional bruta

No exercício de 2010, a receita operacional bruta atingiu R$ 4.586 milhões, contra R$ 3.886 milhões obtidos no ano de 2009. Esta evolução de 18,0% decorreu dos seguintes fatores: (i) elevação de R$ 222 milhões na receita de transações no âmbito da CCEE, conforme descrito em item específico deste relatório; (ii) crescimento de R$ 327 milhões em consequência da elevação de 9,5% no volume de vendas de energia; (iii) acréscimo de R$ 133 milhões em função do aumento de 3,7% no preço médio da energia vendida; (iv) início da operação comercial de novas usinas, que proporcionaram vendas adicionais de 638 GWh (73 MW médios) e receita de R$ 81 milhões; (v) queda de R$ 31 milhões na exportação de energia; e (vi) redução de R$ 35 milhões em razão do reconhecimento de receita não recorrente no ano de 2009 relativa à indenização recebida pela perda de receita oriunda do atraso da conclusão das obras da Usina Hidrelétrica São Salvador.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Deduções da receita operacional

No exercício de 2010, as deduções da receita operacional atingiram R$ 486 milhões, um acréscimo de 24,7% em relação ao mesmo exercício do ano anterior, que foi de R$ 389 milhões. As mesmas correspondiam a 10,7% e 10,2% da receita operacional bruta, respectivamente, sendo tal incremento justificado pelo aumento do PIS e da Cofins pela mudança do regime cumulativo (alíquota a 3,65%) para o não cumulativo (alíquota a 9,25%, mas com direito a crédito sobre determinadas aquisições) sobre a receita relativa aos contratos que venceram no período em análise, mas que tinham sido assinados anteriormente à mudança do regime de tributação.

Custos da venda de energia

Os custos cresceram 20,5% em 2010, passando de R$ 1.568 milhões em 2009 para R$ 1.888 milhões em 2010. Essa variação decorre fundamentalmente do comportamento dos principais componentes a seguir:

- **Energia elétrica comprada para revenda***:* incremento de R$ 282 milhões no ano em razão essencialmente do aumento de 2.429 GWh (277 MW médios) no volume de compras de energia, visando possibilitar à Companhia vender produto de 30 anos no leilão de energia "botox" a preços atrativos, com início de entrega em 2010, e atender aos demais compromissos de venda de energia. Uma considerável parte destes contratos de compra foi assinada anos atrás, portanto não guardando relação com o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).
- **Transações no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)**: entre os exercícios de 2010 e 2009, os custos com estas transações foram reduzidos em R$ 118 milhões, conforme descrito a seguir em item específico.
- **Encargos de uso da rede elétrica e conexão*:*** crescimento de R$ 6 milhões em 2010, em função da combinação da entrada em operação comercial das novas usinas com a redução da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) ocorrida em julho de 2010, gerada pelo processo de revisão tarifária das companhias de transmissão.

Custo de produção de energia elétrica

O aumento de R$ 147 milhões em razão das considerações a seguir:

- **Combustíveis para geração:** ampliação de R$ 23 milhões no ano em comparação com 2009, resultado do aumento do consumo de gás na Usina Termelétrica William Arjona em R$ 36 milhões, da biomassa para a Usina de Cogeração Lages em R$ 5 milhões, bem como da redução do consumo de carvão mineral, combustível utilizado para exportação, em R$ 19 milhões.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos:** entre os acumulados dos anos de 2010 e 2009, houve elevação de R$ 42 milhões, refletindo o reajuste tarifário anual e o expressivo aumento no despacho de usinas hidrelétricas.
- **Pessoal:** aumento de R$ 17 milhões no acumulado do ano, justificado pelo reajuste anual da remuneração dos empregados e pela necessidade de ampliação do quadro de pessoal para atender ao crescimento do parque gerador da Companhia.
- **Serviços de terceiros:** acréscimo de R$ 23 milhões no ano, em função substancialmente da maior demanda por serviços de manutenção e conservação das unidades geradoras da Companhia, planejados e realizados em 2010.
- **Depreciação e amortização:** superior em R$ 34 milhões no ano de 2010, em comparação com 2009, em razão principalmente da depreciação resultante do início da operação comercial das Usinas Areia Branca, Ibitiúva e São Salvador.

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. O presente tópico pretende permitir 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 (v), naturalmente, da exposição (posição vendida ou comprada de energia na contabilização mensal), que, por sua vez, será liquidada ao valor do Preço de Liquidação das Diferenças.

Em 2010, a Companhia obteve uma receita líquida decorrente das transações realizadas no âmbito da CCEE de R$ 281 milhões, contra uma despesa líquida em 2009 de R$ 59 milhões, ou seja, uma variação positiva no resultado das transações na CCEE de R$ 340 milhões.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os resultados positivos decorreram principalmente dos seguintes fatores:

- MRE - incremento de R$ 78 milhões, variando de uma despesa líquida de R$ 16 milhões em 2009 para uma receita líquida de R$ 62 milhões no ano de 2010. Esta variação foi consequência da maior geração das usinas hidrelétricas da Companhia no exercício de 2010 se comparado com o de 2009. Este aumento na receita foi parcialmente compensado por maior despesa com royalties, conforme descrito no item "Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos"; e
- Demais transações realizadas na CCEE - resultado positivo de R$ 262 milhões entre os exercícios analisados decorrente principalmente do êxito na estratégia de alocação dos recursos de geração implementada pela Companhia e da maior geração nas usinas termelétricas no período.

Lucro bruto

No exercício de 2010 o lucro bruto da Companhia foi de R$ 2.212 milhões, 14,7 % superior ao apresentado em 2009, reflexo das variações explicadas nos subitens "Receita operacional líquida" e "Custos da venda de energia".

Receitas (Despesas) operacionais

Despesas gerais e administrativas

As despesas gerais e administrativas cresceram R$ 16 milhões, ou 11,3%, passando de R$ 144 milhões em 2009 para R$ 160 milhões no ano de 2010, em função essencialmente da combinação das seguintes variações: (i) aumento nas despesas com pessoal e administradores em razão do reajuste anual da remuneração dos mesmos; (ii) redução na demanda de contratação de serviços de consultorias e (iii) acréscimo nas contribuições assistenciais e doações.

Reversão (Constituição) de provisões operacionais, líquidas

Entre os períodos comparados houve reversão de provisões operacionais líquidas de R$ 73 milhões, decorrente basicamente do reconhecimento do ganho atuarial em contrapartida à redução do passivo relativo aos benefícios pós-emprego, no valor de R$ 75 milhões. Este efeito está associado à adoção dos pronunciamentos contábeis internacionais (IFRS) e brasileiros (CPC).

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Ganhos em ações judiciais

Em 2010, a Companhia reconheceu receita não recorrente de R$ 46 milhões, em razão do trânsito em julgado favorável em ação judicial que pleiteou o direito de apurar o PIS e a Cofins pelo regime cumulativo sobre receitas decorrentes de contratos firmados anteriormente à alteração da legislação para o regime de não cumulatividade. Já no exercício de 2009, a Companhia registrou ganho não recorrente de R$ 9 milhões em consequência de acordo judicial decorrente da rescisão do contrato de construção da Usina de biomassa São João.

Resultado do serviço

No exercício de 2010, o resultado do serviço foi de R$ 2.150 milhões, 21,0% superior ao apresentado no ano de 2009, resultado das variações acima descritas nos subitens "Lucro bruto" e "Receitas (Despesas) operacionais".

Resultado financeiro

Receitas financeiras

Em 2010, estas receitas foram de R$ 131 milhões, R$ 44 milhões superiores às de 2009, que foram de R$ 87 milhões, em função substancialmente dos rendimentos obtidos com as aplicações financeiras no decorrer do ano, fruto da maior taxa de juros incidentes sobre essas aplicações, substancialmente a Selic.

Despesas financeiras

As despesas cresceram de R$ 327 milhões em 2009 para R$ 560 milhões em 2010, ou seja, R$ 233 milhões. Esta variação decorreu da combinação dos efeitos a seguir: (i) aumento de R$ 66 milhões nos juros sobre dívidas em razão do início do reconhecimento no resultado dos juros sobre o endividamento das empresas cujas usinas entraram em operação comercial; (ii) crescimento de R$ 121 milhões na variação monetária sobre dívidas e obrigações em consequência substancialmente da variação do IGP-M sobre as concessões a pagar; (iii) decréscimo de R$ 62 milhões no ganho cambial sobre os empréstimos em moeda estrangeira, em virtude da variação na cotação do dólar norte-americano e do euro em relação ao real; e (vi) redução de R$ 23 milhões nos encargos sobre o passivo atuarial da Companhia.

Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CS)

No exercício de 2010, as despesas com IR e CS alcançaram R$ 509 milhões, maiores em R$ 63 milhões em relação às de 2009 que foram de R$ 446 milhões. O aumento corresponde principalmente ao crescimento do lucro antes dos tributos.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Lucro líquido

Refletindo os efeitos comentados ao longo deste documento, no exercício de 2010, o lucro líquido atingiu R$ 1.212 milhões, 11,1% superior ao registrado no ano de 2009 que foi de R$ 1.091 milhões. Este resultado estabelece um novo recorde histórico de lucro da Companhia, o sétimo consecutivo.

Do lucro líquido apurado no exercício, a Companhia propôs a seus acionistas a distribuição de R$ 664,4 milhões sob a forma de dividendos e juros sobre o capital próprio, equivalente a R$ 1,0178134249 por ação ou 55,0% do lucro líquido distribuível ajustado.

EBITDA e Margem EBITDA

Refletindo os efeitos anteriormente mencionados, em 2010 o EBITDA atingiu R$ 2.612 milhões, 18,6% maior em relação ao do ano anterior, que foi de R$ 2.202 milhões. As margens EBITDA nos anos de 2010 e 2009 foram de 63,7% e 63,0%, respectivamente.

Reconciliação entre o lucro líquido e o EBITDA(1)

Em R$ milhões	31.12.2010	31.12.2009
Lucro Líquido do exercício	1.212	1.091
Depreciação e Amortização	462	425
Resultado Financeiro Líquido	429	240
Imposto de Renda e Contribuição Social	509	446
EBITDA(1)	**2.612**	**2.202**
Margem EBITDA (%) (2)	**63,7%**	**63,0%**

(1) O EBITDA, conforme calculado pela Companhia, é igual ao lucro 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 Internacionais e as 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.

Em razão de não serem consideradas, para o seu cálculo, as despesas e receitas 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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Análise comparativa entre os resultados relativos aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2009 e de 2008

Conforme anteriormente mencionado, de acordo com os pronunciamentos contábeis, a adoção inicial dos IFRS e dos CPC emitidos em 2009 foram aplicadas retroativamente ao exercício de 2009. Como a aplicação retroativa não abrangeu o ano de 2008, a análise comparativa entre estes anos ficou prejudicada, motivo pelo qual a Companhia, conforme orientação da Comissão de Valores Mobiliários (CVM), excepcionalmente no Formulário de Referência de 2011 não apresentou as informações financeiras relativas ao exercício findo em 31.12.2008. A análise entre os dois anos anteriormente a adoção das novas práticas pode ser verificada no Formulário de Referência e o Relatório Anual relativos ao exercício findo em 31.12.2009.

h.2) Comparação entre os balanços patrimoniais de 31 de dezembro de 2010, 31 de dezembro de 2009 e 01 de janeiro de 2009 (31 de janeiro de 2008) preparados de com o IFRS e os CPC

	ATIVO							
Em R$ Milhões	31.12.2010	%	31.12.2009	%	01.01.2009	%	31.12.2009 *versus* 31.12.2010 (%)	01.01.2009 *versus* 31.12.2009 (%)
ATIVO CIRCULANTE								
Caixa e equivalentes de caixa	1.083	8,4	1.255	11,5	420	4,3	(13,7)	198,8
Contas a receber de clientes	531	4,1	435	4,0	388	4,0	22,1	12,1
Ativo mantido para venda	23	0,2	-	-	-	-	-	-
Impostos e contribuições sociais	92	0,7	73	0,7	27	0,3	26,0	170,4
Estoques	46	0,4	45	0,4	59	0,6	2,2	(23,7)
Cauções e depósitos vinculados	82	0,6	33	0,3	1	-	148,5	3.200,0
Alienação de ativo	-	-	-	-	17	0,2	-	-
Outros créditos	50	0,4	32	0,3	32	0,3	56,3	-
	1.907	**14,8**	**1.873**	**17,2**	**944**	**9,7**	**1,8**	**98,4**
ATIVO NÃO CIRCULANTE								
Realizável a Longo Prazo								
Impostos e contribuições sociais	220	1,7	74	0,7	107	1,1	197,3	(30,8)
Cauções e depósitos vinculados	51	0,4	64	0,6	25	0,3	(20,3)	156,0
Alienação de ativo	87	0,7	87	0,8	69	0,7	-	26,1
Depósitos judiciais	134	1,0	217	2,0	208	2,1	(38,2)	4,3
Ativo fiscal diferido	328	2,6	311	2,8	307	3,2	5,5	1,3
Outros	52	0,3	53	0,5	49	0,5	(1,9)	8,2
	872	**6,7**	**806**	**7,4**	**765**	**7,9**	**8,2**	**5,4**
Imobilizado	**9.976**	**77,8**	**8.137**	**74,3**	**7.882**	**81,2**	**22,6**	**3,2**
Intangível	**95**	**0,7**	**118**	**1,1**	**126**	**1,2**	**(19,5)**	**(6,3)**
	10.943	**85,2**	**9.061**	**82,8**	**8.773**	**90,3**	**20,8**	**2,9**
TOTAL	**12.850**	**100,0**	**10.934**	**100,0**	**9.717**	**100,0**	**17,5**	**12,5**

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

	PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO							
Em R$ Milhões	31.12.2010	%	31.12.2009	%	01.01.2009	%	31.12.2009 *versus* 31.12.2010 (%)	01.01.2009 *versus* 31.12.2009 (%)
PASSIVO CIRCULANTE								
Fornecedores	269	2,1	246	2,2	212	2,2	9,3	16,0
Dividendos e juros sobre o capital próprio	190	1,5	170	1,6	155	1,6	11,8	9,7
Empréstimos, financiamentos e debêntures	1.094	8,5	348	3,2	733	7,5	214,4	(52,5)
Impostos, taxas e contribuições	458	3,6	412	3,8	404	4,2	11,2	2,0
Obrigações estimadas	55	0,4	41	0,4	38	0,4	34,1	7,9
Obrigações com o programa de P&D	15	0,1	48	0,4	60	0,6	(68,8)	(20,0)
Concessões a pagar	42	0,3	37	0,3	2	-	13,5	1.750,0
Benefícios pós-emprego	26	0,2	26	0,2	22	0,2	-	18,2
Partes Relacionadas	-	-	-	-	221	2,3	-	-
Outros	111	0,9	78	0,7	65	0,7	42,3	20,0
	2.260	**17,6**	**1.406**	**12,8**	**1.912**	**19,7**	**60,7**	**(26,5)**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE								
Empréstimos, financiamentos e debêntures	3.349	26,1	3.067	28,1	2.246	23,1	9,2	36,6
Obrigações com o programa de P&D	41	0,3	-	-	-	-	-	-
Concessões a pagar	1.093	8,5	920	8,4	557	5,7	18,8	65,2
Benefícios pós-emprego	409	3,2	492	4,5	479	4,9	(16,9)	2,7
Passivo fiscal diferido	446	3,5	460	4,2	481	5,0	(3,0)	(4,4)
Outros	179	1,4	140	1,3	142	1,5	27,9	(1,4)
	5.517	**43,0**	**5.079**	**46,5**	**3.905**	**40,2**	**8,6**	**30,1**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO								
Capital social	2.446	19,0	2.446	22,4	2.446	25,2	-	-
Reservas de capital	92	0,7	92	0,8	92	0,9	-	-
Ajustes de avaliação patrimonial	708	5,5	765	7,0	821	8,4	(7,5)	(6,8)
Reservas de lucros	1.827	14,2	1.146	10,5	541	5,6	59,4	111,8
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	**5.073**	**39,4**	**4.449**	**40,7**	**3.900**	**40,1**	**14,0**	**14,1**
TOTAL	**12.850**	**100,0**	**10.934**	**100,0**	**9.717**	**100,0**	**17,5**	**12,5**

Análise comparativa entre os balanços patrimoniais de 31.12.2010 e 31.12.2009

Ativo circulante

Caixa e equivalentes de caixa

A redução decorre, essencialmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) recursos provenientes das atividades operacionais de R$ 1.680 milhões; (ii) aplicação de R$ 296 milhões no ativo imobilizado; (iii) aquisição da SUEZ Energia Renovável S.A. (denominação anterior da Companhia Energética Estreito) pelo valor de R$ 792 milhões, líquido do caixa e equivalentes de caixa da Empresa adquirida; (iv) amortização de R$ 478 milhões de empréstimos, financiamentos e debêntures; (v) captação de R$ 277 milhões de financiamentos para a construção de Usinas; e (vi) pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio de R$ 536 milhões.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Contas a receber de clientes

O crescimento deve-se, basicamente, ao aumento do preço de venda da energia e os valores a receber oriundos das vendas das empresas que entraram em operação em 2010.

Ativo mantido para venda

Este ativo decorre da intenção da Companhia de alienar o Projeto Seival, constituído pelas empresas Seival Participações S.A. e Usina Termelétrica Seival Ltda. (UTE Seival). Esta detém os direitos, inclusive autorizações da Aneel e a licença de instalação, para implantar e explorar uma usina termelétrica a carvão, em Candiota (RS), com potência instalada de até 540 MW. A Companhia assinou um contrato de venda do Projeto e a concretização da mesma depende do cumprimento das condições precedentes estabelecidas no contrato, incluindo a anuência prévia da Aneel e a efetiva transferência das ações.

Impostos e contribuições sociais

O acréscimo ocorreu, principalmente, em função do reconhecimento do crédito de PIS/Cofins decorrente de ação judicial transitada em julgado em favor da Companhia alusiva à ilegalidade da aplicação da Instrução Normativa nº 468/2004. Estes créditos serão futuramente compensados com tributos federais devidos pela Companhia após autorização da receita Federal do Brasil.

Estoques

Os saldos permanecem no mesmo patamar entre os balanços comparados.

Cauções e depósitos vinculados

O crescimento deve-se à maior necessidade de depósitos compulsórios em garantia da liquidação das transações realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), devido ao maior volume de transações neste mercado.

Outros

O acréscimo foi derivado, basicamente, do maior volume de valores a receber pela alienação de ativos e serviços prestados a terceiros.

Ativo não circulante

Realizável a longo prazo

Impostos e contribuições sociais

O incremento decorre, substancialmente, da inclusão no balanço consolidado dos créditos de PIS e Cofins sobre a aquisição de bens do ativo imobilizado, no valor de R$ 121 milhões, da Companhia Energética Estreito, adquirida no ano de 2010.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Cauções e depósitos vinculados

A redução deve-se, basicamente, a combinação do que segue: (i) constituição de conta reserva para a garantia de pagamento dos serviços dos financiamentos com o BNDES e Bancos (Repasse BNDES), cujas amortizações se iniciaram em 2010; e (ii) resgate proveniente do pré-pagamento do financiamento da Ponte de Pedra Energética S.A..

Depósitos judiciais

O decréscimo corresponde, principalmente, ao resgate de R$ 108 milhões decorrente do trânsito em julgado em favor da Companhia alusivo à ilegalidade da aplicação da Instrução Normativa nº 468/2004.

Imobilizado

A variação decorre, substancialmente, do seguinte: (i) inclusão no balanço consolidado de R$ 1.941 milhões relativos ao ativo da Companhia Energética Estreito, adquirida no mês de agosto de 2010; (ii) aquisições de ativos no montante de R$ 353 milhões, dos quais R$ 37 milhões correspondem a Usina Termelétrica Ibitiúva Bioenergética, R$ 224 milhões à Usina Hidrelétrica Estreito, após à sua aquisição, e R$ 92 milhões a obras para manter a confiabilidade e segurança do sistema de geração das usinas da Companhia; (iii) depreciação e amortização de R$ 450 milhões; e (iv) baixas de R$ 5 milhões.

Passivo circulante

Fornecedores

O acréscimo deve-se, substancialmente, a elevação das transações de compra de energia elétrica, no valor de R$ 27 milhões.

Dividendos e juros sobre capital próprio

O aumento decorre do maior crédito de juros sobre o capital próprio no mês de dezembro de 2010 em comparação com o mesmo mês de 2009.

Empréstimos, financiamentos e debêntures

O incremento ocorreu pelos seguintes fatores: (i) transferência do passivo não circulante de R$ 1.200 milhões, decorrente, principalmente, das debêntures que vencerão no primeiro semestre de 2011; (ii) encargos financeiros de R$ 295 milhões; e (iii) pagamentos de principal e juros e de R$ 749 milhões.

Impostos, taxas e contribuições

O aumento decorre, substancialmente, da maior imposto de renda e contribuição social em 2010 devido da elevação do lucro antes dos tributos naquele ano.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Obrigações com o programa de P&D

A redução decorrente, essencialmente, da transferência de valores para o passivo não circulante em razão da expectativa de utilização dos recursos.

Concessões a pagar

A elevação deve-se, principalmente, à combinação da transferência do passivo não circulante no valor de R$ 39 milhões e com os pagamentos realizados no exercício de R$ 37 milhões

Outros

O crescimento ocorreu, basicamente, devido ao recebimento de adiantamento de cliente para a entrega de energia no ano de 2011.

Passivo não circulante

Empréstimos, financiamentos e debêntures

O aumento é composto dos seguintes fatores: (i) financiamentos do BNDES e Bancos (Repasse BNDES) para aplicação na construção de Usinas no valor de R$ 277 milhões; (ii) inclusão no balanço consolidado de R$ 1.161 milhões relativo à aquisição da Companhia Energética Estreito em agosto de 2010; (iii) transferência para o passivo circulante de R$ 1.200 milhões de dívidas que vencerão em 2011; (iv) encargos financeiros de R$ 60 milhões; e (v) perda de variação cambial de R$ 14 milhões.

Obrigações com o programa de P&D

A elevação de R$ 41 milhões decorre, fundamentalmente, da transferência de valores do passivo circulante.

Concessões a pagar

O incremento decorre do seguinte: (i) inclusão no balanço consolidado de R$ 31 milhões relativo ao direito de concessão da Usina Hidrelétrica Estreito, adquirida em agosto de 2010; (ii) juros e variação monetária de R$ 180 milhões; (iii) transferência para o passivo circulante de R$ 39 milhões.

Benefícios pós-emprego

A redução deve-se, substancialmente, ao que segue: (i) juros do passivo atuarial de R$ 120 milhões; (ii) rendimento dos ativos dos Planos de R$ 95 milhões; (iii) contribuição da patrocinadora e participantes de R$ 31 milhões; e (iv) reconhecimento da redução do passivo em razão do ganho atuarial de R$ 75 milhões relativo à amortização do excedente ao limite de 10% sobre o total do passivo dos Planos (“corredor”), conforme sistemática prevista no Pronunciamento Técnico CPC 33 - Benefícios Pós-emprego.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Patrimônio líquido

O acréscimo decorreu da apuração do lucro líquido do exercício findo em 31.12.2010 de R$ 1.212 milhões e da destinação de R$ 506 milhões deste lucro para a distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio e do pagamento de R$ 82 milhões de dividendos relativos ao ano de 2009.

Análise comparativa entre os balanços patrimoniais de 31.12.2009 e 01.01.2009 (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 R$ 316 milhões no imobilizado; (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.

Contas a receber de clientes

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.

Impostos e contribuições sociais

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, em função do maior volume de transações neste mercado.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Alienação de ativo

A principal razão da redução 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 devido à inadimplência do devedor.

Outros

Os valores permaneceram no mesmo patamar entre os anos comparados.

Ativo não circulante

Realizável a longo prazo

Impostos e contribuições sociais

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 anteriormente mencionado.

Cauções e depósitos vinculados

O acréscimo deve-se, basicamente, a constituição de conta reserva para a garantia do pagamento dos serviços do financiamento com o BNDES e Bancos (Repasse BNDES) da Usina Hidrelétrica São Salvador pelo BNDES.

Alienação de ativo

A principal razão decorreu da transferência do ativo circulante dos valores a receber pela venda do Projeto Jacuí, em virtude da mudança na expectativa de realização devido à inadimplência do devedor.

Depósitos judiciais

Os valores permaneceram em linha entre os anos analisados, sendo que a pequena variação é relativa 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 à 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 às obras para manter a confiabilidade e segurança do sistema de geração das usinas da Companhia; (ii) depreciação e amortização de R$ 412 milhões; e (iii) baixas de R$ 2 milhões.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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.

Dividendos e juros sobre capital próprio

A variação dos saldos refere-se ao montante a pagar relativos ao crédito de juros sobre o capital próprio, sendo que em 31.12.2009 o montante a pagar era de R$ 166 milhões e em 01.01.2009 de R$ 151 milhões, valores já líquidos de imposto de renda.

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.

Impostos, taxas e contribuições

Os valores mantiveram-se no mesmo nível, ou seja, aproximadamente R$ 400 milhões.

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.

Partes relacionadas

Em 01.01.2009 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.

Outros

O crescimento ocorreu, basicamente, nas contas de compensação financeira pela utilização de recursos hídricos, obrigações trabalhistas e provisão para contingências.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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; e (iii) contribuição da patrocinadora e participantes de R$ 30 milhões.

Patrimônio líquido

O acréscimo decorreu do lucro líquido do exercício findo em 31.12.2009 de R$ 1.091milhões e da destinação de R$ 542 milhões deste lucro para a distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

10.2 Comentários dos diretores sobre: Resultado operacional e financeiro

A Companhia não adotou a faculdade da não apresentação das informações contábeis relativas ao exercício findo em 31.12.2008, de acordo com o disposto no Oficio-Circular 007/2001, em virtude das receitas operacionais não terem sido afetadas pela adoção do novo padrão contábil IFRS.

a. Resultados das operações da Companhia, em especial:

(i) descrição de quaisquer componentes importantes da receita

	31 de dezembro de							
Em R$ milhões	**2010**	**%**	**2009**	**%**	**2008**	**%**	**2009/2010 (%)**	**2008/2009 (%)**
RECEITA OPERACIONAL BRUTA								
Suprimento de energia elétrica	3.239	70,6	2.828	72,8	2.383	62,8	14,5	18,7
Fornecimento de energia elétrica	1.011	22,0	879	22,6	1.060	27,9	15,0	(17,1)
Transações no âmbito da CCEE	287	6,3	65	1,7	296	7,8	341,5	(78,0)
Exportação de energia elétrica	30	0,7	61	1,6	34	0,9	(50,8)	79,4
Outras receitas	19	0,4	53	1,3	20	0,6	(64,2)	165,0
	4.586	**100,0**	**3.886**	**100,0**	**3.793**	**100**	**18,0**	**2,5**

Análise comparativa dos componentes da receita operacional entre os exercícios findos em 31.12.2010 e 31.12.2009

Suprimento de energia elétrica

A receita de suprimento de energia, aquela originária da venda a distribuidoras e comercializadoras, atingiu R$ 3.239 milhões em 2010, 14,5% maior do que os R$ 2.828 milhões apurados no ano de 2009. A variação é explicada pelos seguintes aumentos: (i) de R$ 259 milhões, em consequência da elevação do volume de vendas de 1.906 GWh (218 MW médios) para distribuidoras, substancialmente reflexo do início da vigência de contratos no mercado regulado; (ii) de R$ 48 milhões ou 500 GWh (57 MW médios) para comercializadoras; e (iii) R$ 102 milhões em razão do crescimento de 4,3% do preço médio da energia vendida para distribuidoras.

Fornecimento de energia elétrica

Em relação à receita de fornecimento de energia (vendas a consumidores livres), obteve-se um avanço de 15,0% entre os anos em análise, passando de R$ 879 milhões em 2009 para R$ 1.011 milhões em 2010. Os grandes responsáveis por esta variação foram: (i) o aumento do preço médio de venda em 5,5%, que resultou em receita adicional de R$ 50 milhões; e (ii) o acréscimo no volume de venda de energia de 688 GWh (79 MW médios), advindo da ampliação do consumo das indústrias, pós-crise mundial, o que representou crescimento na receita de R$ 80 milhões.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Transações no âmbito da CCEE

No acumulado de 2010, a receita obtida nesta rubrica chegou aos R$ 287 milhões, acréscimo de R$ 222 milhões em relação aos R$ 65 milhões obtidos no ano de 2009.
Maiores explicações sobre estas operações e variações podem ser encontradas no item 10.1. h) i ("Detalhamento das operações na CCEE").

Exportação de energia elétrica

No exercício de 2010, a receita relativa à exportação de energia para a Argentina e o Uruguai foi de R$ 30 milhões, contra R$ 61 milhões obtidos no ano anterior, em razão da menor demanda solicitada por esses países em 2010.

Outras

Redução de R$ 34 milhões, decorrente, substancialmente, do reconhecimento em 2009 do ganho de R$ 35 milhões em razão do acordo com o Consórcio São Salvador para a compensação da perda de receita pelo atraso na conclusão das obras da Usina Hidrelétrica São Salvador.

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.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

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.

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 ("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 países.

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 da perda de receita pelo atraso na conclusão das obras da Usina Hidrelétrica São Salvador.

(ii) fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Os fatores que afetaram materialmente os resultados da Companhia nos anos de 2010, 2009 e 2008 foram os seguintes:

Ano de 2010 - (i) receita líquida obtida com transações no âmbito da CCEE de R$ 252 milhões; (ii) impacto negativo de R$ 128 milhões no resultado financeiro em decorrência da elevada variação do IGP-M e IPCA, incidentes principalmente sobre as obrigações decorrentes das concessões; (iii) reconhecimento de ganho atuarial no valor de R$ 75 milhões, relativo à amortização do excedente ao limite de 10% sobre o total do passivo dos Planos ("corredor"), conforme sistemática prevista no Pronunciamento Técnico CPC 33 - Benefícios Pós-emprego; (iv) depreciação adicional de R$ 89 milhões sobre o valor justo do custo atribuído ao ativo imobilizado, decorrente da adoção inicial do CPC 27 - Ativo imobilizado e ICPC 10 – Esclarecimentos sobre o CPC 27 e o CPC 28.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

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) receita decorrente da recuperação de crédito de PIS e Cofins de R$ R$ 76 milhões; e (v) variação cambial devedora sobre empréstimos e financiamentos de R$ 78 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).

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.

c.1) 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 e IPCA;

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 Getúlio Vargas (FGV).

10.2 - Resultado operacional e financeiro

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.

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 distribuidora, revisto a cada 4 anos.

c.2) Impactos do câmbio, da inflação e da taxa de juros no resultado financeiro da Companhia

Exposição ao cambio

- Informações relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2010

A parcela dos empréstimos atrelados à moeda externa em 31.12.2010 era de R$ 214 milhões, correspondente a 4,7% da dívida da Companhia, dos quais 2,6% estavam indexadas ao dólar e 2,1% ao euro. 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 2010 foi impactado positivamente em R$ 15 milhões, ou seja, em aproximadamente 0,9% do resultado operacional de 2010, bastante reduzido para a variação da moeda observada neste ano.

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.

- Informações relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2009

A parcela dos empréstimos atrelados à moeda externa em 31.12.2009 era de R$ 246 milhões, correspondente a 5,5% da dívida da Companhia, dos quais 3,2% estavam indexadas ao dólar e 2,3% ao euro. 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$ 78 milhões em aproximadamente 7% do resultado líquido, bastante reduzido para a variação da moeda observada nesse ano.

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.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

- Informações relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2008

A parcela dos empréstimos atrelados à moeda externa em 31.12.2008 era de R$ 339 milhões, correspondente a 11,4% da dívida da Companhia, dos quais 7,0% estavam indexadas ao dólar e 4,4% ao euro. 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 negativamente em R$ 80 milhões em aproximadamente 7% do resultado líquido, bastante reduzido para a variação da moeda observada nesse ano.

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, IPCA e IGP-M. 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:

Informações relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2010

Taxa de juros e índices flutuantes	Empréstimos, financiamentos e debêntures (Em R$ milhões)	%	Concessões a pagar (Em R$ milhões)	%
Libor	11	0,25	-	-
Euribor	92	2,16	-	-
TJLP	2.505	58,87	-	-
CDI	1.023	24,04	-	-
IPCA	438	10,30	380	33,46
IGP-M	186	4,38	755	66,54
Total	**4.255**	**100,00**	**1.135**	**100,00**

O impacto dos juros e da variação monetária no exercício de 2010 foi de R$ 399 milhões e R$ 126 milhões, respectivamente.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Informações relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2009

Taxa de juros e índices flutuantes	Empréstimos, financiamentos e debêntures (Em R$ milhões)	%	Concessões a pagar (Em R$ milhões)	%
Libor	23	0,71	-	-
Euribor	101	3,15	-	-
TJLP	1.410	43,73	-	-
CDI	1.087	33,71	-	-
IPCA	415	12,86	359	37,51
IGP-M	181	5,63	598	62,49
UMBNDES	6	0,21	-	-
Total	**3.223**	**100,00**	**957**	**100,00**

O impacto dos juros no resultado financeiro da Companhia no exercício de 2009 foi de R$ 361 milhões e da variação monetária foi praticamente nulo.

Informações relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2008

Taxa de juros e índices flutuantes	Empréstimos, financiamentos e debêntures (Em R$ milhões)	%	Concessões a pagar (Em R$ milhões)	%
Libor	208	7,27	-	-
Euribor	130	4,55	-	-
TJLP	1.364	47,64	-	-
CDI	550	19,21	-	-
IPCA	398	13,90	-	-
IGP-M	202	7,04	559	100,00
UMBNDES	12	0,39	-	-
Total	**2.864**	**100,00**	**559**	**100,00**

O impacto dos juros no resultado financeiro da Companhia no exercício de 2008 foi de R$ 242 milhões e da variação monetária de R$ 79 milhões.

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 aquisição, incorporação e alienação de participações societárias da Companhia nos anos de 2010, 2009 e 2008 são as seguintes:

b.1) Eventos relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2010

Alienação do Projeto Seival

Em novembro de 2010 a Companhia assinou o contrato de venda da totalidade das ações que detinha no capital social da Seival Participações S.A., SPE detentora de 99,99% do capital social da Usina Termelétrica Seival Ltda. Esta empresa detém os direitos, inclusive as autorizações da Aneel e a licença de instalação, para implantar e explorar uma usina termelétrica a carvão, em Candiota (RS), com potência instalada de até 540 MW. Até a data da venda a empresa não desenvolveu qualquer atividade operacional.

O preço da venda foi de R$ 38 milhões, dos quais R$ 24 milhões foram pagos antecipadamente e R$ 14 milhões serão pagos após o cumprimento das condições precedentes estabelecidas no acordo, incluído à anuência prévia da Aneel e a efetiva transferência das ações. A venda resultará em um ganho de capital de R$ 15 milhões que será reconhecido no resultado quando atendidas as condições anteriormente mencionadas.

A Companhia continua o desenvolvimento de outros projetos termelétricos a carvão mineral na região de Candiota, em consonância com sua estratégia de crescimento no setor elétrico brasileiro.

Aquisição da SUEZ Energia Renovável S.A. (SER), denominação anterior da Companhia Energética Estreito (CEE)

Em agosto de 2010, foram cumpridas todas as condições precedentes estabelecidas no Contrato de Compra e Venda assinado em dezembro de 2009, quais sejam as anuências da Aneel, do BNDES e dos Agentes Repassadores. Neste mesmo mês, após a ratificação da transação na Assembléia Geral Extraordinária, realizada em 19.10.2010, por unanimidade dos acionistas minoritários que votaram a matéria, a Companhia concluiu o processo de aquisição das ações ordinárias de emissão da CEE de propriedade da sua controladora GDF SUEZ Latin America Participações Ltda.

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

A CEE é detentora de participação de 40,07% e no Consórcio Estreito Energia, criado para a implantação e exploração da Usina Hidrelétrica Estreito, que possui capacidade instalada de geração de 1.087 MW. Os demais consorciados do Ceste são a Companhia Vale do Rio Doce (30%), a Estreito Energia S.A. - Grupo Alcoa (25,49%) e a Camargo Corrêa Geração de Energia S.A. (4,44%), sendo a liderança exercida pela CEE.

A energia gerada por esta Usina foi comercializada, no 5º Leilão de Energia Nova, por um período de 30 anos que se iniciará em 01.01.2012, 256 MW médios, parte que a Companhia faz jus por sua participação no Ceste junto a empresas distribuidoras de energia elétrica que participam do Ambiente de Comercialização Regulado (ACR).

O custo total da aquisição de R$ 799 milhões compõe-se da seguinte forma: (i) R$ 604 milhões correspondentes ao valor original na data da assinatura do contrato; (ii) R$ 25 milhões referentes à atualização monetária pelo IPCA e aos juros remuneratórios à taxa de 6% ao ano *pro-rata temporis*, até a data da aquisição; e (iii) R$ 170 milhões relativos aos adiantamentos para futuro aumento de capital aplicados na construção da Usina, atualizados pelo IPCA e com juros remuneratórios de 6% ao ano *pro-rata temporis*, realizados pela GSELA entre a data da assinatura do contrato e a da aquisição.

O preço original de R$ 604 milhões foi definido com base em avaliação econômico-financeira feita por Instituição Financeira de notória especialização com base na metodologia de fluxo de caixa descontado.

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, nos termos dos Protocolos de Incorporação e Instrumentos de Justificação para Incorporação. O objetivo da incorporação proposta foi 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. Em 30.12.2010 foi realizada a AGE da Companhia que aprovou as referidas incorporações.

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

b.2) 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.

b.3) 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 possuía participação indireta de 76,0% na Ibitiúva (atualmente, 87,99%) e de 71,17% no Consórcio Andrade. A conclusão da obra estava prevista para abril de 2010 e o investimento total estimado para a construção dessa usina era 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.

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

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 PCH 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.

c. Eventos ou operações não usuais

Os principais eventos não usuais que impactaram no resultado da Companhia foram os seguintes:

Ano de 2010 – a Companhia registrou receita não recorrente no valor de R$ 46 milhões decorrente do trânsito em julgado de ação judicial que pleiteou o direito de incidir o PIS/Cofins pelo regime cumulativo sobre as receitas originadas de contratos assinados anteriormente à alteração da legislação para o regime não cumulativo.

Ano de 2009 – foi reconhecida receita não recorrente de R$ 9 milhões em consequência do acordo judicial derivado da rescisão do contrato de construção da Usina de biomassa São João.

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

10.4 Comentários dos diretores sobre

a. Mudanças significativas nas práticas contábeis

Adoção inicial da Lei nº 11.638/07 e da Medida Provisória nº 449/08

A Companhia adotou os dispositivos da Lei nº 11.638/07, que alterou, revogou e introduziu novos dispositivos à Lei das Sociedades por Ações nº 6.404/76. A referida lei visou, 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.

A Companhia adotou também a Medida Provisória nº 449/08, convertida na Lei nº 11.941/09, a qual introduziu algumas alterações à legislação societária, Lei 6.404/76, e instituiu o Regime Tributário de Transição (RTT) de apuração do lucro real. Este Regime possibilitou a 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. O mesmo vigerá até a entrada em vigor de lei que discipline os efeitos tributários dos novos métodos e critérios contábeis.

A data de transição utilizada para a aplicação dos dispositivos da Lei nº 11.638/07 e da Medida Provisória nº 449/08 foi 01.01.2008, 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.

Adoção inicial das normas internacionais de contabilidade (International Financial Reporting Standards - IFRS) e do Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC

As informações contábeis consolidadas de 2010 foram preparadas em conformidade com o IFRS, emitidos pelo *International Accounting Standards Board (IASB),* os quais estão em consonância com as práticas contábeis adotadas no Brasil (BRGAAP).

A CVM, durante os anos de 2009 e 2010, aprovou diversos Pronunciamentos, Interpretações e Orientações Técnicas emitidos pelo CPC, que alteraram determinadas práticas contábeis anteriormente adotadas no Brasil, com vigência a partir de 01.01.2010, retroativa a 01.01.2009 (“data da transição”), para fins de comparação. As informações contábeis relativas ao exercício findo em 31.12.2010 já contemplaram a adoção destes normativos e as informações correspondentes ao ano encerrado em 31.12.2009 e saldos de abertura levantados em 01.01.2009 foram ajustados e reclassificados, de modo a considerar a aplicação destes procedimentos e a tornar as informações contábeis comparativas entre os períodos divulgados.

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

As demonstrações contábeis individuais da controladora foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil que prevêem a aplicação do método de equivalência patrimonial para o registro dos investimentos em controladas e em controladas em conjunto nas demonstrações contábeis individuais, de acordo com a legislação brasileira vigente.

Desta forma, essas demonstrações contábeis individuais não são consideradas como estando integralmente conforme as IFRS, que exigem a avaliação desses investimentos nas demonstrações separadas da controladora pelo seu valor justo ou pelo custo.

Não há diferença entre o patrimônio líquido e resultado consolidados, constantes nas demonstrações contábeis consolidadas preparadas de acordo com as IFRS e as práticas contábeis adotadas no Brasil, e o patrimônio líquido e resultado da controladora, constantes nas demonstrações financeiras individuais preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

b. Efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

Ano de 2008 - os efeitos no patrimônio líquido em 01.10.2008 (31.12.2007) resultantes da adoção inicial da Lei nº 11.638/07 e da Medida Provisória nº 449/08 decorreram da baixa de gastos diferidos, no valor de R$ 7 milhões (R$ 5 milhões líquido dos efeitos fiscais), no consolidado, que não tiveram como ser reclassificados para o ativo imobilizado ou intangível.

Ano de 2009 - não houve efeitos decorrentes de alterações de práticas contábeis aplicáveis ao exercício de 2009.

Ano de 2010 - os pronunciamentos cuja aplicação afetou as informações contábeis da Companhia em 31.12.2010, em 31.12.2009 e na data da primeira adoção (01.01.2009) são os representados abaixo. Os efeitos decorrentes da aplicação destes pronunciamentos estão demonstrados a seguir.

CPC 15 - Combinação de negócios: o Pronunciamento tem o objetivo de aumentar a relevância, a confiabilidade e a comparabilidade das informações que a entidade fornece em suas demonstrações contábeis acerca de combinação de negócios (operação ou evento por meio do qual um adquirente obtém o controle de um ou mais negócios) e sobre seus efeitos. Para esse fim, este pronunciamento estabelece princípios e exigências da forma como o adquirente: (i) reconhece e mensura os ativos identificáveis adquiridos, os passivos assumidos e as participações societárias de não controladores na adquirida; (ii) reconhece e mensura o ágio por expectativa de rentabilidade futura (goodwill) da combinação de negócios ou o ganho proveniente de compra vantajosa; e (iii) determina as informações que devem ser divulgadas para possibilitar que os usuários das demonstrações contábeis avaliem a natureza e os efeitos financeiros da combinação de negócios.

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

A Companhia, para fins de elaboração das demonstrações contábeis consolidadas, adotou antecipadamente as regras estabelecidas pelo IFRS 3 (*Business combination*), pronunciamento consistente com o CPC 15, para as combinações de negócios incluídas no escopo deste pronunciamento, realizadas pela Companhia a partir de 01.01.2008. Até esta data as combinações de negócios foram contabilizadas de acordo com as práticas contábeis anteriormente adotadas, segundo as regras estabelecidas pela Instrução CVM 247/96. A Companhia optou pela isenção prevista no CPC 37 R1 (Adoção Inicial das Normas Internacionais de Contabilidade) e não adotou os requerimentos do CPC 15 retroativamente a 01.01.2008.

CPC 25 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes: o objetivo deste Pronunciamento é estabelecer que sejam aplicados critérios de reconhecimento e bases de mensuração apropriados a provisões e a passivos e ativos contingentes, e que seja divulgada informação suficiente nas notas explicativas para permitir que os usuários entendam a sua natureza, oportunidade e valor.

Os valores relativos a depósitos judiciais relacionados a provisões tributárias, cíveis e trabalhistas anteriormente apresentados no balanço patrimonial em conta redutora da respectiva provisão, no passivo, conforme disposto na Deliberação CVM nº 489/05, a qual foi revogada pela adoção do CPC 25, passaram a ser apresentados em conta do ativo da Companhia.

CPC 26 - Apresentação das Demonstrações Contábeis: este Pronunciamento tem como objetivo a definição da base para a apresentação das demonstrações contábeis e para assegurar a sua comparabilidade, tanto com as de períodos anteriores da mesma entidade quanto com as demonstrações contábeis de outras entidades. Nesse cenário, este Pronunciamento estabelece requisitos gerais para a apresentação das demonstrações contábeis, diretrizes para a sua estrutura e os requisitos mínimos para seu conteúdo.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos cujas expectativas de realização ocorre nos doze meses seguintes à apresentação das demonstrações contábeis eram registrados no ativo circulante, conforme previsto na Instrução CVM 371/2002. Em observância ao CPC 26 estes impostos diferidos passaram a ser reconhecidos integralmente no ativo não circulante da Companhia.

CPC 27 - Ativo Imobilizado: o objetivo do Pronunciamento é estabelecer o tratamento contábil para ativos imobilizados, de forma que os usuários das demonstrações contábeis possam discernir a informação sobre o investimento da entidade em seus ativos imobilizados, bem como suas mutações. Os principais pontos a serem considerados na contabilização do ativo imobilizado são o reconhecimento dos ativos, a determinação dos seus valores contábeis e os valores de depreciação e perdas por desvalorização a serem reconhecidas em relação aos mesmos.

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

Em atendimento à orientação prevista nos pronunciamentos relativos ao assunto, a Companhia adotou o valor justo como custo atribuído do ativo imobilizado das usinas da Companhia que apresentavam valor contábil substancialmente inferior ou superior ao seu valor justo. Este procedimento foi fortemente incentivado pelo CPC e pela CVM através do ICPC 10 (Esclarecimentos sobre o CPC 27 e o CPC 28) e a Companhia entende que representa a adoção das melhores práticas de governança corporativa na elaboração de demonstrações contábeis. O ajuste a valor justo do ativo, líquido de imposto de renda e contribuição social diferidos, teve como contrapartida a conta do patrimônio líquido denominada "Ajustes de avaliação patrimonial". A depreciação sobre o referido ajuste não resultará em efeitos na base de apuração do imposto de renda e da contribuição social nem na base de distribuição de dividendos. A Companhia manteve as vidas úteis de seus ativos até então adotadas, uma vez que as mesmas são estimadas e definidas pela Aneel e são praticadas pela indústria e aceitas pelo mercado como adequadas, procedimento este suportado pela OCPC 05 (Orientação sobre Contratos de Concessão).

CPC 30 - Receita: o Pronunciamento tem o objetivo de estabelecer o tratamento contábil de receitas provenientes de certos tipos de transações e eventos, e determinar quando reconhecê-la. A receita é reconhecida quando for provável que benefícios econômicos futuros fluam para a entidade e esses benefícios possam ser confiavelmente mensurados.

De acordo com as práticas contábeis anteriormente adotadas a apresentação da receita da Companhia na demonstração do resultado segregava a receita operacional bruta, as deduções sobre a receita operacional bruta e a receita operacional 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 os tributos sobre vendas e os 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 a receita apresentada na demonstração do resultado (vide Nota 38).

CPC 33 - Benefícios Pós-emprego: o objetivo deste Pronunciamento é estabelecer a contabilização e a divulgação dos benefícios concedidos aos empregados. Para tanto, este Pronunciamento requer que a entidade reconheça: (i) um passivo quando o empregado prestou o serviço em troca de benefícios a serem pagos no futuro; e (ii) uma despesa quando a entidade se utiliza do benefício econômico proveniente do serviço recebido do empregado em troca de benefícios a esse empregado.

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

Em conformidade com as práticas contábeis anteriores previstas na Instrução CVM 371/00, as perdas atuariais acumuladas que se situavam dentro do limite de 10% do valor presente da obrigação de benefícios definidos ("corredor"), não vinham sendo reconhecidas no resultado da Companhia, mas divulgadas em Nota Explicativa. As perdas excedentes ao limite deste corredor vinham sendo reconhecidas no resultado durante o tempo médio remanescente de vida dos participantes do plano de benefício. Este procedimento não foi modificado pela nova prática contábil estabelecida no CPC 33. Entretanto, conforme isenção prevista no CPC 37 R1 (Adoção Inicial das Normas Internacionais de Contabilidade), as perdas atuariais que não estavam registradas no passivo, por estarem dentro do limite do corredor, foram registradas pela Companhia no seu balanço de abertura, em contrapartida da conta de lucros acumulados, no patrimônio líquido. A Companhia optou por manter a abordagem do corredor para o reconhecimento no seu resultado dos ganhos e perdas atuariais apurados a partir da data da primeira adoção.

Interpretação do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (ICPC) 08 - Contabilização da Proposta de Pagamento de Dividendos: o Pronunciamento prevê que o valor dos dividendos em montante acima do mínimo obrigatório estabelecido em Lei, não aprovado em assembleia geral, deva ser apresentado e destacado no patrimônio líquido. Pela prática contábil anterior estes dividendos complementares eram deduzidos do patrimônio líquido e reconhecidos no passivo da Companhia.

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

Demonstrativo dos ajustes e reclassificações decorrentes da adoção destas novas práticas contábeis

	01.01.2009 (31.12.2008)			31.12.2009			
Em R$ milhões	**Ativo**	**Passivo**	**Patrimônio Líquido**	**Ativo**	**Passivo**	**Patrimônio Líquido**	**Lucro Líquido**
Saldo anterior à adoção das novas práticas	**8.342**	**5.171**	**3.171**	**9.654**	**5.973**	**3.681**	**1.134**
Ajustes e reclassificações:							
Ativo circulante							
Ativo fiscal diferido	(15)	-	-	(16)	-	-	-
Ativo não circulante							
Depósitos judiciais	47	-	-	49	-	-	-
Ativo fiscal diferido	99	-	84	88	-	72	-
Imobilizado	1.244	-	1.244	1.159	-	1.159	-
Passivo circulante							
Dividendos e juros s/capital próprio	-	-	-	-	(82)	82	-
Passivo não circulante							
Provisão para riscos cíveis, tributários e trabalhistas	-	47	-	-	49	-	-
Benefício pós-emprego	-	157	(157)	-	133	(133)	-
Passivo fiscal diferido	-	442	(442)	-	412	(412)	-
Custos da venda de energia							
Depreciação	-	-	-	-	-	-	(84)
Receitas (despesas) operacionais							
Reversão de provisões operacionais	-	-	-	-	-	-	24
IR e CS diferidos	-	-	-	-	-	-	17
	1.375	**646**	**729**	**1.280**	**512**	**768**	**(43)**
Saldo após a adoção das novas práticas	**9.717**	**5.817**	**3.900**	**10.934**	**6.485**	**4.449**	**1.091**

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

c. Ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

Apresentamos a seguir a ênfase padrão que constou do relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações contábeis relativas ao exercício findo em 31.12.2010, em razão da adoção dos IFRS, em atendimento às exigências do Comunicado Técnico IBRACON nº 04/2010 aplicável às demonstrações contábeis individuais de todas as Companhias que têm investimentos em controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto avaliados pelo método da equivalência patrimonial.

"Conforme descrito na nota explicativa 2, as demonstrações contábeis individuais foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. No caso da Tractebel Energia S.A. essas práticas diferem das IFRS, aplicáveis às demonstrações contábeis separadas, somente no que se refere à avaliação dos investimentos em controladas e controladas em conjunto pelo método da equivalência patrimonial, enquanto que para fins de IFRS seria custo ou valor justo."

Conforme mencionado no Comunicado Técnico do IBRACON acima mencionado e de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 43(R1) "Adoção Inicial dos Pronunciamentos Técnicos", não deve haver divergência entre o patrimônio líquido consolidado e o resultado consolidado constante das demonstrações financeiras consolidadas elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e aquelas elaboradas de acordo o IFRS, restringindo-se a diferença às demonstrações financeiras individuais, em decorrência da avaliação dos investimentos em controladas ou em empreendimentos controlados em conjunto, que de acordo com a legislação brasileira vigente devem ser avaliados pelo método de equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras individuais, assim como pela eventual manutenção de saldos no diferido dessas demonstrações financeiras individuais, conforme permitido pela Lei 11.941, que alterou a Lei das Sociedades por Ações.

Ainda segundo o citado Comunicado Técnico do IBRACON, tendo em vista o esforço empreendido para que as demonstrações financeiras elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil sejam iguais àquelas preparadas de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) e como as diferenças acima mencionadas remanescentes são pontuais, a Comissão de Valores Mobiliários (CVM) requereu a adição de um parágrafo no relatório do auditor independente para enfatizar esse assunto, nos casos em que exista tal diferença, de forma a alertar os usuários que essas diferenças entre as demonstrações financeiras individuais elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e demonstrações financeiras separadas de acordo com as IFRS se restringem à avaliação dos investimentos em controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto pelo método da equivalência patrimonial e à manutenção do diferido nas demonstrações financeiras individuais.

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

Demonstramos a seguir o parágrafo de ênfase incluído no parecer dos auditores independentes sobre as demonstrações contábeis relativas ao exercício findo em 31.12.2008 das Companhias que adotaram a opção estabelecida no CPC 13 - Adoção Inicial da Lei nº 11.638/07 e da Medida Provisória nº 449/08, e na Deliberação CVM 565/2008, de não refletir as alterações introduzidas Lei nº 11.638/07 e da Medida Provisória nº 449/08 na apresentação das demonstrações contábeis comparativas referentes ao exercício encerrado em 31.12.2007.

"Anteriormente, auditamos as demonstrações financeiras (controladora e consolidado) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2007, compreendendo o balanço patrimonial, as demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e das origens e aplicações de recursos desse exercício, além das informações suplementares compreendendo as demonstrações do fluxo de caixa e do valor adicionado, sobre as quais emitimos parecer sem ressalva, datado de 1º de fevereiro de 2008. Conforme mencionado na nota explicativa 2, as práticas contábeis adotadas no Brasil foram alteradas a partir de 1º de janeiro de 2008. As demonstrações financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2007, apresentadas de forma conjunta com as demonstrações financeiras de 2008, foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil vigentes até 31 de dezembro de 2007 e, como permitido pelo Pronunciamento Técnico CPC 13 – Adoção Inicial da Lei nº 11.638/07 e da Medida Provisória nº 449/08, não estão sendo reapresentadas com os ajustes para fins de comparação entre os exercícios."

As exigências de ajustes trazidos pela Lei nº 11.638/07 e Medida Provisória nº 449/08 não se enquadram como mudança de circunstâncias, estimativas ou evento econômico subsequente, pois decorrem de processo normativo em direção às Normas Internacionais de Contabilidade. Assim, este Pronunciamento considera que os ajustes devem ser contabilizados de acordo com as disposições contábeis aplicáveis à mudança de critério (ou prática) contábil. O CPC 23 - Práticas Contábeis, Mudanças nas Estimativas Contábeis e Correção de Erros requer que, além de discriminar os efeitos da adoção da nova prática contábil na conta de lucros ou prejuízos acumulados, a entidade deve demonstrar o balanço de abertura para cada conta ou grupo de contas relativo ao período mais antigo apresentado para fins de comparação, bem como os demais valores comparativos apresentados, como se a nova prática contábil estivesse sempre em uso. Todavia, para fins da aplicação inicial da Lei nº 11.638/07 e Medida Provisória nº 449/08, este Pronunciamento desobriga as entidades quanto à aplicação dessa norma, motivo pelo qual os auditores independentes incluíram uma ênfase em seu parecer destacando a inconsistência entre as práticas contábeis estabelecidas pelo IFRS e CPC 13 e Deliberação CVM 565/08.

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

Uso de estimativas

Na preparação das demonstrações contábeis é necessário que a administração da Companhia se baseie em 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. Para fazer estas estimativas a Administração utilizou as melhores informações disponíveis da data da preparação das demonstrações financeiras, bem como a experiência de eventos passados e/ou correntes, considerando ainda pressupostos de relativos a eventos futuros. As demonstrações contábeis incluem, portanto, estimativas relativas principalmente à vida útil do ativo imobilizado, cuja referência é a definida pela Aneel, à avaliação de recuperabilidade de ativos, ao registro das provisões para crédito de liquidação duvidosa, às provisões necessárias para cobrir eventuais riscos tributários, cíveis e trabalhistas, às premissas usadas na definição das taxas de descontos, de retorno dos ativos e da taxa de mortalidade para os cálculos dos benefícios pós-emprego, e à determinação do valor justo de instrumentos financeiros e das estimativas utilizadas para o cálculo da análise de sensibilidade.

Principais julgamentos e fontes de incertezas nas estimativas

Práticas contábeis críticas são aquelas que são tanto importantes para demonstrar a condição financeira e os resultados e requerem os julgamentos mais difíceis, subjetivos ou complexos por parte da Administração, freqüentemente como resultado da necessidade de fazer estimativas que têm impacto sobre questões que são inerentemente incertas. À medida que aumenta o número de variáveis e premissas que afetam a possível solução futura dessas incertezas, esses julgamentos se tornam ainda mais subjetivos e complexos. Na preparação das demonstrações contábeis, a Companhia adotou determinadas premissas decorrentes de experiência histórica e outros fatores que considere como razoáveis e relevantes. Ainda que estas estimativas e premissas sejam revistas pela Companhia no curso ordinário dos negócios, a demonstração da sua condição financeira e dos resultados das operações freqüentemente requer o uso de julgamentos quanto aos efeitos de questões inerentemente incertas sobre o valor contábil dos seus ativos e passivos. Os resultados reais podem ser distintos dos estimados sob variáveis, premissas ou condições diferentes.

10.5 - Políticas contábeis críticas

De modo a proporcionar um entendimento de como a Companhia forma seus julgamentos sobre eventos futuros, inclusive as variáveis e premissas utilizadas nas estimativas, incluímos comentários referente a cada prática contábil crítica descrita a seguir:

Imposto de renda e contribuição social diferidos

O imposto de renda e contribuição social diferidos são gerados por diferenças temporárias entre o valor contábil dos ativos e passivos e seus respectivos valores fiscais e pelos prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social. Os montantes do imposto de renda diferido ativo são revisados ao final de cada exercício para a avaliação se serão realizados através de lucros tributáveis futuros, com base em projeções de resultados tributáveis, suportados por estudos técnicos de viabilidade, submetidos anualmente aos órgãos da Administração das Companhias. Ativos e passivos fiscais diferidos são calculados usando as alíquotas fiscais aplicáveis ao lucro tributável nos anos em que essas diferenças temporárias deverão ser realizadas. O lucro tributável futuro pode ser maior ou menor que as estimativas consideradas quando da definição da necessidade de registrar, e o montante a ser registrado, do ativo fiscal.

- ***Benefícios pós-emprego***

A Companhia reconhece sua obrigação com planos de benefícios a empregados e os custos relacionados, líquidos dos ativos do plano, adotando as seguintes práticas: (i) o custo das obrigações com benefícios pós-emprego é determinado atuarialmente usando o método da unidade de crédito projetada. A taxa de desconto usada para o cálculo da obrigação de benefícios futuros é uma estimativa da taxa de juros na data do balanço, sobre investimentos de renda fixa de alta qualidade, com vencimentos que coincidem com os vencimentos esperados das obrigações; e (ii) os ativos do plano de pensão são avaliados a valor de mercado.

Nos cálculos atuariais os consultores atuariais também utilizam fatores subjetivos, como taxas de mortalidade, previsão de crescimento salarial, de desligamento e de rotatividade.

As premissas atuariais usadas pela Companhia podem ser materialmente diferentes dos resultados reais devido a mudanças nas condições econômicas e de mercado, eventos regulatórios, decisões judiciais ou períodos de vida mais curtos ou longos dos participantes. Entretanto, a Companhia e seus atuários utilizaram premissas consistentes com as análises internas e externas realizadas para a definição das estimativas utilizadas.

10.5 - Políticas contábeis críticas

- ***Vida útil do ativo imobilizado***

A Companhia reconhece a depreciação de seus ativos imobilizados com base nas taxas anuais estabelecidas pela Aneel, as quais são praticadas pela indústria e aceitas pelo mercado como adequadas, limitadas ao prazo da concessão das Usinas, quando aplicável. Entretanto, as vidas úteis reais podem variar com base na atualização tecnológica de cada unidade. As vidas úteis dos ativos imobilizados também afetam os testes de recuperação do custo dos ativos de longa duração, quando necessário.

- ***Teste de redução do valor recuperável dos ativos de longa duração***

Existem regras específicas para avaliar a recuperabilidade dos ativos de vida longa, especialmente imobilizado. Na data do encerramento do exercício social, a Companhia realiza uma análise para determinar se existe evidência de que o montante dos ativos de vida longa não será recuperável. Se tal evidência é identificada, o montante recuperável dos ativos é estimado pela Companhia.

O montante recuperável de um ativo é determinado pelo maior entre: (i) seu valor justo menos custos estimados de venda; e (ii) seu valor em uso. O valor em uso é mensurado com base nos fluxos de caixa descontados derivados pelo contínuo uso de um ativo até o fim de sua vida útil.

Quando o valor contábil de um ativo excede o seu montante recuperável, a Companhia reconhece uma redução no saldo de livros destes ativos, quando aplicável.

O processo de revisão da recuperabilidade de ativos é subjetivo e requer julgamentos significativos através da realização de análises. Em 31.12.2010 a Companhia, com base em suas análises não identificou necessidade de constituir qualquer provisão para a recuperação dos ativos de longa duração.

- ***Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas***

É definida com base em avaliação e qualificação dos riscos 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.

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 avalia 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 criação 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 2010 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.

A utilização pela Companhia dos recursos resultantes de ofertas públicas de debêntures nos anos de 2008, 2009 e 2010 foram os seguintes:

3ª Emissão de debêntures (abril 2009) no valor de R$ 600 milhões: Os recursos obtidos por meio desta oferta pública 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 referida oferta pública com esforços restritos de colocação foram destinados à aquisição da SER (denominação anterior da CEE), 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)

Informações prestadas juntamente com o item 10.9 abaixo.

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

Apresentamos a seguir as informamos em conjunto com as requeridas no item 10.8 acima.

i. arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos

A Companhia possui oito contratos de arrendamento de terrenos utilizados para a instalação e edificação das torres dos aerogeradores, subestação e instalações de transmissão associadas às usinas eólicas. Os vencimentos dos contratos ocorrerão entre 2032 e 2042 e os pagamentos são compostos por parcelas fixas e variáveis, estas últimas serão devidas a partir da entrada em operação de cada um dos projetos. Em 2010 o total da despesa foi de R$ 1,6 milhão (R$ 0,9 milhão em 31.12.2009).

Em 31.12.2010 o saldo remanescente dos pagamentos mínimos futuros estimados é de R$ 29 milhões (R$ 31 milhões em 31.12.2009).

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

Contratos Bilaterais de Compra e Venda de Energia Elétrica

A tabela a seguir apresenta o balanço energético da Companhia, na data base de 31.12.2010, demonstrado até 2016, considerando a sua energia assegurada e os contratos de compra e venda em vigor, é o seguinte:

10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Balanço de Energia

	(em MW médio)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Preço Bruto no Leilão (R$/MWh)	Data de Referência	Preço Bruto Corrigido p/ 31/12/10 (R$/MWh)
	Recursos Próprios	3.467	3.617	3.617	3.617	3.617	3.617			
+	Compras para Revenda	399	426	370	254	201	201			
=	Recursos Totais (A)	3.866	4.043	3.987	3.871	3.818	3.818			
	Vendas reguladas*	1.446	1.701	1.702	1.702	1.692	1.541			
	2004-EE-2007-08	10	10	10	10	-	-	70,9	dez-04	91,8
	2005-EE-2008-08	150	150	150	150	150	-	81,6	abr-05	102,6
	2005-EE-2009-08	381	381	381	381	381	381	94,0	out-05	116,0
	2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	140,7
	2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	154,4
	2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	166,3
	2007-EN-2012-30	-	256	256	256	256	256	126,6	jun-07	149,7
	Proinfa	53	52	53	53	53	52	147,8	jun-04	199,2
	1º Leilão de Reserva	11	11	11	11	11	11	158,1	ago-08	169,7
+	Vendas Bilaterais	2.352	2.289	2.201	1.896	1.556	1.092			
=	Vendas Totais (B)	3.798	3.990	3.903	3.598	3.248	2.633			
	Saldo (A - B)	**68**	**53**	**84**	**273**	**570**	**1.185**			
	Preço **líquido** médio de venda (R$/MWh) *1:	120,6	121,5	121,5						
	Preço **líquido** médio de compra (R$/MWh) *2:	120,0	117,3	117,4						

* 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 31/12/10.
*2: Preço de aquisição líquido, considerando os benefícios de crédito do PIS /Cofins, referido a 31/12/10.

Nota: O balanço está referenciado ao centro de gravidade . Ele contempla a energia gerada por Estreito , que entra em operação no 1T11.

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$ 12 milhões. Em 31.12.2010 o saldo a realizar dos contratos até a extinção das concessões era de R$ 249 milhões (R$ 237 milhões em 31.12.2009).

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 Operador Nacional do Sistema (NOS) 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$ 257 milhões. Em 31.12.2010 o saldo remanescente dos contratos é de R$ 5.802 milhões (R$ 6.105 milhões em 31.12.2009).

Contrato de compra de gás

Em 10.11.2000, a Tractebel Energia e a MSGÁS celebraram o contrato destinado à 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.

10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

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$ 11 milhões. O custo anual mínimo relativo à margem da distribuidora é de R$ 7 milhões. Em 31.12.2010 o valor mínimo a realizar do contrato até novembro de 2014 é de R$ 28 milhões.

iv. contratos de construção não terminada

A Companhia possui os seguintes contratos de construção em andamento para a implantação das novas usinas.

- ***Usina Hidrelétrica São Salvador:*** contrato com o Consórcio São Salvador para obras complementares da Usina Hidrelétrica São Salvador. O saldo remanescente em 31.12.2010 era de R$ 11 milhões (R$ 20 milhões em 31.12.2009).
- ***Usina Termelétrica Ibitiúva Bioenergética:*** contrato com a Areva Koblitz S.A. para a construção da Usina. O montante a realizar em 31.12.2010 era de R$ 4 milhões (R$ 38 milhões em 31.12.2009).
- ***Usina Hidrelétrica Estreito: o Consórcio*** Estreito, do qual a Companhia participa com 40,01%, possui contratos vinculados à implantação da Usina Hidrelétrica Estreito, cujo montante remanescente em 31.12.2010 é de R$ 410 milhões (capital próprio e de terceiros), dos quais R$ 164 milhões correspondem à participação de responsabilidade da Companhia.

v. contratos de recebimentos futuros de financiamentos

Não aplicável.

10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

b. Outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Não existem outros itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia.

10.10 - Plano de negócios

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

Em 31.12.2011 a Companhia tinha em andamento a construção da Usina Hidrelétrica (UHE)Estreito e dos parques eólicos na Região Nordeste. Os investimentos totais na UHE Estreito até 31.12.2011 foram de R$ 2.111 milhões, dos quais R$ 799 milhões correspondem ao valor da aquisição da Companhia Energética Estreito (CEE) e R$ 1.312 milhões referem-se a recursos financiados pelo BNDES. Nos parques eólicos do Nordeste o total de gastos até 31.12.2011 foi de R$ 49 milhões, integralmente custeados com capital próprio, uma vez que a Companhia ainda se encontra em processo de negociação de financiamento com o BNDES.

Os investimentos realizados em 2011 e os previstos para o período de 2012 a 2014 são os seguintes:

Valores em R$ milhões	Realizado 2011	Previsto 2012	Previsto 2013	Previsto 2014
Financiamento com:				
- Capital próprio	256	360	651	206
- Capital de terceiros	64	299	225	-
	320	659	876	206

No ano de 2011, a Companhia investiu o equivalente a R$ 203 milhões na construção de novas usinas, sendo R$ 154 milhões na UHE Estreito e R$ 49 milhões nos parques eólicos em construção na Região Nordeste.

Adicionalmente, no mesmo ano, a Companhia investiu R$ 117 milhões em projetos de manutenção e revitalização do seu parque gerador, de forma a manter o alto grau de disponibilidade das usinas.

Os valores anteriormente mencionados não consideram a capitalização dos juros sobre o financiamento durante a fase de construção dos empreendimentos.

10.10 - Plano de negócios

Os principais projetos e investimentos previstos para 2012 são: (i) a conclusão da UHE Estreito; (ii) a continuação da construção dos parques eólicos na Região Nordeste; e (iii) o prosseguimento do programa de revitalização e manutenção do parque gerador da Companhia.

Ademais, para os anos de 2013 e 2014, os investimentos previstos consideram a continuidade do programa de manutenção de longo prazo das usinas existentes e a previsão de reserva financeira, em 2013, para a aquisição do controle da Energia Sustentável do Brasil, empresa que detém 50,1% da UHE Jirau.

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 financiado 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

Como amplamente divulgado ao mercado, a controladora GDF SUEZ participa dos leilões e desenvolve os projetos hidrelétricos, mitiga os principais riscos, e então transfere os projetos para a Tractebel Energia. O momento da transferência é determinado pelo estágio do perfil de risco de cada projeto.

Neste contexto, a GDF SUEZ, através da controlada Energia Sustentável do Brasil, está implantando a UHE Jirau, em construção em Porto Velho, estado de Rondônia (RO), com potência nominal de 3.750 MW – já contemplando a ampliação do projeto da Usina para 50 unidades geradoras – na qual a GDF SUEZ detém participação de 50,1%.

Em consonância com o modelo de negócios do Grupo no Brasil, o Comitê de Partes Relacionadas da Tractebel Energia negociará a aquisição com a GDF SUEZ. Desta forma há a perspectiva de o projeto ser transferido para a Tractebel Energia quando os principais riscos de desenvolvimento tiverem sido mitigados, o que deve ocorrer próximo à entrada em operação da Usina.

10.10 - Plano de negócios

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.

Cabe mencionar que a Tractebel Energia, na condição de empresa geradora de energia elétrica, autorizada à produção independente, está obrigada a aplicar anualmente, o montante de, no mínimo, 1% de sua receita operacional líquida ajustada em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico.

Os referidos recursos têm a seguinte destinação: (i) 40% para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT); (ii) 40% para projetos de pesquisa e desenvolvimento desenvolvidos pela Companhia, segundo regulamentos estabelecidos pela Aneel; e (iii) 20% para o Ministério das Minas e Energia (MME). Os recursos do P&D têm a finalidade de custear os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidrelétricos.

Em 31.12.2011 a Companhia e suas controladas tinham R$ 56 milhões para serem investidos em projetos próprios, dos quais R$ 15 milhões encontram-se comprometidos com projetos em andamento e o restante ainda não estava vinculado a projetos na Aneel.

O Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Tractebel Energia visa à inovação tecnológica no setor energético e a capacitação técnico-científica de pesquisadores brasileiros, abrangendo temas de investimento, tais como: fontes alternativas de geração de energia elétrica, gestão de bacias e reservatórios, meio ambiente, manutenção e eficiência energética, entre outros.

10.11 Comentar 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 há outros fatores que influenciem de maneira relevante o desempenho operacional da Companhia que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

11.1 Identificação das projeções

a. Objeto da projeção

Investimentos na manutenção, revitalização e ampliação do parque gerador.

Até o exercício de 2008, a Companhia fornecia projeções de investimentos com detalhamento dos projetos em execução e investimentos em manutenção, modelo que foi descontinuado ao final daquele exercício.

A partir do 1º trimestre de 2009, a Companhia passou a informar os montantes de investimentos divididos em duas parcelas:

- Investimentos financiados com dívidas, incluindo dívidas assumidas nas aquisições; e
- 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 dependem 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 os 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.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

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. Os valores apresentados não contemplam os juros sobre os financiamentos capitalizados durante a construção das usinas.

a) Ano de 2008:

Valores em R$ milhões	**Previsão para o ano, informada durante o:**			
	1º trimestre 2008	**2º trimestre 2008**	**3º trimestre 2008**	**Realizado 2008**
Descrição:				
Manutenção	100	100	100	72
Usina Hidrelétrica São Salvador	230	230	230	220
Usina Hidrelétrica Estreito	385	385	-	-
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra	592	635	635	645
PCHs José Gelazio e Rondonópolis	-	204	204	241
Econergy	-	-	-	234
Usina Destilaria Andrade	-	-	-	10
Total 2008	**1.307**	**1.554**	**1.169**	**1.422**
Total 2009	**562**	**562**	**947**	**-**
Total 2010	**331**	**331**	**331**	**-**

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, foram realizados em 2009.

. Usina Hidrelétrica Estreito: prevista a compra para 2008, a qual foi aprovada no final de 2009 e efetivada em 2010. Os valores previstos não consideram os investimentos com capital de terceiros.

. Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra e PCH José Gelazio e Rondonópolis: a diferença entre o realizado e previsto decorre da variação do capital de giro, que ajustava o preço de aquisição das empresas, e da atualização monetária 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 ano 2008 durante os trimestres:

. Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra: ajuste na estimativa de valor da aquisição para considerar variação do capital de giro das empresas adquiridas e atualização monetária do preço.

. PCHs José Gelázio e Rondonópolis: incluída a previsão de compra das PCHs no 2º trimestre de 2008.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

Alteração das projeções de 2009 durante os trimestres de 2008:

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.

b) Ano de 2009:

	Previsão para o ano, informada durante o:			
Valores em R$ milhões	**1º trimestre**	**2º trimestre**	**3º trimestre**	**Realizado**
	2009	**2009**	**2009**	**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.

Alteração nas projeções de 2009 a 2011 durante os trimestres de 2010:

As alterações devem-se principalmente a revisão das estimativas de gastos com a aquisição e implantação de projetos da Companhia.

c) Ano de 2010:

	Previsão para o ano, informada durante o:				
Valores em R$ milhões	**4º trimestre 2009**	**1º trimestre 2010**	**2º trimestre 2010**	**3º trimestre 2010**	**Realizado 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**	**-**
Total 2012	**113**	**113**	**113**	**140**	**-**

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

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 construção da 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 que estavam inicialmente previstos para 2009 foram realizados durante o ano de 2010, com ajuste no valor dos investimentos.

Alteração das projeções para 2011 e 2012 feitas durante os trimestres de 2010

A atual revisão dos 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.

d) Ano de 2011:

	Previsão para o ano informada durante o:				
	2010	2011			
Valores em R$ milhões	**4º trimestre**	**1º trimestre**	**2º trimestre**	**3º trimestre**	**Realizado**
Descrição					
Financiado com dívida	129	129	129	246	64
Financiado com capital próprio	93	93	93	214	256
Total 2011	**222**	**222**	**222**	**460**	**320**
Total 2012	**153**	**153**	**153**	**724**	**-**
Total 2013	**92**	**92**	**92**	**605**	**-**

Resumo das variações entre o previsto e o realizado no ano de 2011:

A principal variação ocorrida em relação às projeções para 2011 deve-se, substancialmente, a postergação de 2011 para 2012, de parte dos investimentos na UHE Estreito e, principalmente, na construção dos novos parques eólicos no Nordeste, Eólica Porto do Delta e Complexo Eólico Trairi.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

Alteração das projeções para 2012 e 2013 feitas durante os trimestres de 2011:

As principais variações verificadas nas projeções resultam da postergação anteriormente descrita, além da alteração dos investimentos no programa de manutenção de longo prazo das usinas existentes e a previsão de reserva financeira, em 2013, para a aquisição do controle da Energia Sustentável do Brasil, empresa que detém 50,1% da UHE Jirau. Já os investimentos previstos para 2014 referem-se ao programa de manutenção de longo prazo das usinas da Companhia.

e) Primeiro trimestre de 2012:

Valores em R$ milhões	Previsão para os próximos 3 anos: divulgadas durante o 1º trimestre de 2012		
Descrição / Período da projeção	**2012**	**2013**	**2014**
Financiados com dívida	299	225	-
Financiados com capital próprio	360	651	206
Total	**659**	**876**	**206**

As alterações nas projeções anteriormente divulgadas decorreram, principalmente, dos seguintes fatores: (i) postergação para 2013 de parte do investimento previsto para a construção dos novos parques eólicos na Região Nordeste (Porto do Delta e Projeto Trairí); (ii) mudança na alocação de investimentos no programa de manutenção de longo prazo das usinas existentes; e (iii) incremento da previsão de obtenção de recursos provenientes de financiamento para a construção dos parques eólicos do Projeto Trairí.

Investimentos realizados até o 1º trimestre de 2012:

Até o 1º trimestre de 2012 foram realizados investimentos na ordem de R$ 100 milhões, dos quais R$ 64 milhões foram aplicados na construção de novas usinas (UHE Estreito e Parques Eólicos) e R$ 36 milhões foram destinados ao programa de manutenção de longo prazo de usinas existentes. Todos esses investimentos foram realizados com capital próprio.

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

As projeções vem sendo divulgadas, atualizadas e substituídas trimestralmente, conforme apresentado no item 11.1.d.

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

As referidas comparações estão apresentadas no item 11.1.d acima.

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 do 1º trimestre de 2012 permanecem válidas até a sua atualização. A Companhia ressalta que os investimentos informados desconsideram os efeitos dos juros incorridos sobre as construções.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

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$ 20.000.000,00 (vinte milhões de reais), observado o disposto no parágrafo único deste artigo;

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 conversíveis em ações ordinárias, até o limite do capital autorizado deduzido do capital já subscrito e, se for o caso, das anteriores emissões de debêntures conversíveis em ações deliberadas pelo Conselho de Administração, e sobre as condições que, na forma da lei, lhe forem delegadas pela assembleia geral e sobre a oportunidade da emissão;

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;

XII - aprovar a alienação ou oneração de bens do ativo permanente da Companhia de valor superior a R$ 20.000.000,00 (vinte milhões de reais);

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 este Estatuto;

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

XV - declarar, nos casos previstos neste Estatuto, 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 em avaliação econômica de empresas para a elaboração de laudo de avaliação das ações da Companhia, nos casos de oferta pública de aquisição de ações para cancelamento de registro de companhia aberta ou para saída do Novo Mercado;

XVIII – manifestar-se favorável ou contrariamente a respeito de qualquer oferta pública de aquisição de ações que tenha por objeto as ações de emissão da Companhia, por meio de parecer prévio fundamentado, divulgado em até 15 (quinze) dias da publicação do edital da oferta pública de aquisição de ações, que deverá abordar, no mínimo (i) a conveniência e oportunidade da oferta pública de aquisição de ações quanto ao interesse do conjunto dos acionistas e em relação à liquidez dos valores mobiliários de sua titularidade; (ii) as repercussões da oferta pública de aquisição de ações sobre os interesses da Companhia; (iii) os planos estratégicos divulgados pelo ofertante em relação à Companhia; (iv) outros pontos que o conselho de administração considerar pertinentes, bem como as informações exigidas pelas regras aplicáveis estabelecidas pela CVM;

XIX - escolher e destituir os auditores independentes e aprovar qualquer outro contrato a ser firmado com a empresa prestadora de serviço de auditoria independente;

XX - aprovar o regulamento interno da Companhia; e

XXI - 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;

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

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."

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

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 julgar necessário submeter alguma matéria a esse órgão, que tem por função atuar como órgão consultivo da administração.

A Companhia possui um Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas ("Comitê Independente"), com o objetivo de assegurar que tais transações observem sempre condições estritamente comutativas, negociadas de forma independente, mediante processo transparente e seguro. O Comitê Independente é de funcionamento não permanente e instalado pelo Conselho de Administração, sendo formado exclusivamente por administradores da Companhia, devendo a maioria ser de Conselheiros Independentes e os demais membros Diretores da Companhia, todos escolhidos e destituíveis pelo Conselho de Administração, possuindo o Comitê Independente competência, prerrogativas, atribuições e regras de funcionamento especificados em seu Regulamento. Atualmente, o Comitê Independente está instalado para analisar, negociar e recomendar, ou não, a celebração, pela Companhia, de Contrato de Opção de Compra de Energia com a empresa Energia Sustentável do Brasil (ESBR), conforme deliberado na 111ª Reunião do Conselho de Administração da Companhia, realizada em 27.04.2011.

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.

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

O atual Conselho Fiscal foi instalado em 05.04.2011, na 14ª Assembleia Geral Ordinária dos acionistas da Companhia. O Comitê Estratégico foi criado em 25.06.1999, na 15ª Reunião do Conselho de Administração.

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

Não há mecanismos de avaliação dos órgãos da administração e comitês.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

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.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

Diretor de Produção de Energia:

I - promover a operação e manutenção dos ativos de geração da Companhia.

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 formal de desempenho dos membros do Conselho de Administração, dos Comitês e da Diretoria.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

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 termos 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 Paschoal Apóstolo Pítsica, 5.064, Agronômica, CEP 88025-255, 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.bmfbovespa.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.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

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 assembleias

Não há.

h. Transmissão ao vivo do vídeo e/ou do áudio das assembleias

Não há.

i. Mecanismos destinados a permitir a inclusão, na ordem do dia, de propostas formuladas por acionistas

Não há.

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

Exercício Social	Publicação	Jornal - UF	Datas
31/12/2010	Demonstrações Financeiras	DOESC - SC	24/02/2011
		Notícias do Dia - SC	24/02/2011
	Convocação da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	DOESC (dias 21, 22 e 24/03/2011) - SC	21/03/2011
		Notícias do Dia (dias 21, 22 e 24/03/2011) - SC	21/03/2011
	Ata da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	DOESC - SC	24/05/2011
		Notícias do Dia - SC	24/05/2011
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

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

12.4 Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração

a. Frequência das reuniões

Nos termos do artigo 17 do Estatuto Social da Companhia, o Conselho de Administração reune-se, 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

Além das regras constantes na Lei das S.A. e na legislação vigente, aplicam-se à Companhia regras de identificação e administração de conflitos de interesse previstas no Regimento Interno do Conselho de Administração da Companhia e no seu Código de Ética.

De acordo com o Regimento Interno do Conselho de Administração, o Conselheiro deverá informar ao Conselho de Administração, integral e antecipadamente, qualquer conflito de interesse, real ou potencial, direto ou indireto, que ele possa ter. Ademais, todo Conselheiro que tiver um conflito de interesse não poderá participar de qualquer discussão ou votar sobre uma questão relacionada ao referido conflito de interesse.

No Código de Ética da Companhia, documento este aderido por todos os membros do Conselho de Administração, é previsto que todo e qualquer colaborador que se achar em uma situação de conflito de interesses deve abster-se de votar quando se tratar de uma negociação ou adoção de uma decisão que possa colocar sobre suspeita a sua posição. A Companhia oferece ainda um canal de denúncias de violação de princípios éticos através do seu *website* (www.tractebelenergia.com.br) e que pode ser utilizado por qualquer pessoa, preservando o anonimato do denunciante.

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

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. 41 - A Companhia, seus acionistas, Administradores e os membros do conselho fiscal, obrigam-se a resolver, por meio de arbitragem, perante a Câmara de Arbitragem do Mercado, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada com 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 do Novo Mercado, do Regulamento de Arbitragem, do Regulamento de Sanções e do Contrato de Participação no 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				
José Luiz Jansson Laydner	51	Pertence apenas à Diretoria	13/05/2010	3 anos
481.767.029-00	Engenheiro	Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos	13/05/2010	Sim
-				
Marco Antonio Amaral Sureck	56	Pertence apenas à Diretoria	13/05/2010	3 anos
200.638.909-25	Engenheiro	Diretor de Comercialização de Energia	13/05/2010	Sim
-				
Luciano Flávio Andriani	55	Pertence apenas à Diretoria	13/05/2010	3 anos
375.647.309-00	Administrador	Diretor Administrativo	13/05/2010	Sim
-				
Edson Luiz da Silva	54	Pertence apenas à Diretoria	04/11/2011	Até a AGO de 2013
298.418.879-91	Engenheiro Eletricista	Diretor de Planejamento e Controle	04/11/2011	Sim
-				
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	47	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				
André de Aquino Fontenelle Cangucú	43	Pertence apenas ao Conselho de Administração	21/03/2012	2 anos
126.646.148-51	Administrador	23 - Conselho de Administração (Suplente)	21/03/2012	Sim
-				
Antonio Alberto Gouvêa Vieira	56	Pertence apenas ao Conselho de Administração	21/03/2012	2 anos
338.907.227-68	Advogado	23 - Conselho de Administração (Suplente)	21/03/2012	Não
-				
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	64	Pertence apenas ao Conselho de Administração	21/03/2012	2 anos
000.000.000-00	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	21/03/2012	Sim
Membro do Comitê Estratégico				
Gil de Methodio Maranhão Neto	49	Pertence apenas ao Conselho de Administração	21/03/2012	2 anos
734.574.937-15	Engenheiro	23 - Conselho de Administração (Suplente)	21/03/2012	Sim
-				
Jan Franciscus María Flachet	56	Pertence apenas ao Conselho de Administração	21/03/2012	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				
059.308.257-50	Engenheiro	21 - Vice Presidente Cons. de Administração	21/03/2012	Sim
Membro do Comitê Estratégico				
José Pais Rangel	71	Pertence apenas ao Conselho de Administração	21/03/2012	2 anos
239.775.667-68	Advogado	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	21/03/2012	Não
-				
Luiz Antônio Barbosa	55	Pertence apenas ao Conselho de Administração	21/03/2012	2 anos
343.757.249-00	Eletricitário	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	21/03/2012	Não
-				
Luiz Eduardo Simões Viana	56	Pertence apenas ao Conselho de Administração	21/03/2012	2 anos
465.817.407-30	Economista	23 - Conselho de Administração (Suplente)	21/03/2012	Sim
-				
Luiz Leonardo Cantidiano Varnieri Ribeiro	63	Pertence apenas ao Conselho de Administração	21/03/2012	2 anos
312.769.037-15	Advogado	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	21/03/2012	Não
-				
Manuel François Colcombert	51	Pertence apenas ao Conselho de Administração	21/03/2012	2 anos
000.000.000-00	Engenheiro	23 - Conselho de Administração (Suplente)	21/03/2012	Sim
Membro do Comitê Estratégico				
Maurício Stolle Bähr	54	Pertence apenas ao Conselho de Administração	21/03/2012	2 anos
748.528.847-49	Engenheiro	20 - Presidente do Conselho de Administração	21/03/2012	Sim
Membro do Comitê Estratégico				
Patrick Charles Clement Obyn	51	Pertence apenas ao Conselho de Administração	21/03/2012	2 anos
009.113.629-67	Advogado	23 - Conselho de Administração (Suplente)	21/03/2012	Sim
-				
Roberto Henrique Tejada Vencato	47	Pertence apenas ao Conselho de Administração	21/03/2012	2 anos
412.103.280-20	Eletricitário	23 - Conselho de Administração (Suplente)	21/03/2012	Não
-				
José João Abdalla Filho	66	Pertence apenas ao Conselho de Administração	21/03/2012	2 anos
245.730.788-00	Banqueiro	23 - Conselho de Administração (Suplente)	21/03/2012	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				
-				
Guy Marie Numa Joseph Ghislain Richelle	55	Pertence apenas ao Conselho de Administração	21/03/2012	2 anos
000.000.000-00	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	21/03/2012	Sim
Membro do Comitê Estratégico				
Philip Gotsall Cox	60	Pertence apenas ao Conselho de Administração	21/03/2012	2 anos
000.000.000-00	Contador	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	21/03/2012	Sim
Membro do Comitê Estratégico				
José Carlos Cauduro Minuzzo	60	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	21/03/2012	2 anos
199.412.420-20	Engenheiro	Diretor de Produção de Energia	21/03/2012	Sim
Membro do Conselho de Administração (suplente)				
Manoel Arlindo Zaroni Torres	62	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	21/03/2012	2 anos
115.116.056-34	Engenheiro	33 - Conselheiro(Efetivo) e Dir. Presidente	21/03/2012	Sim
-				
Ailton Pinto Siqueira	72	Conselho Fiscal	21/03/2012	Até a AGO de 2013
006.936.346-34	Banqueiro	48 - C.F.(Suplent)Eleito p/Minor.Ordinaristas	21/03/2012	Não
-				
Carlos Guerreiro Pinto	69	Conselho Fiscal	21/03/2012	Até a AGO de 2013
047.615.457-04	Administrador	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	21/03/2012	Sim
-				
Flávio Marques Lisboa Campos	61	Conselho Fiscal	21/03/2012	Até a AGO de 2013
118.388.096-00	Engenheiro	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	21/03/2012	Sim
-				
Manoel Eduardo Bouzan de Almeida	59	Conselho Fiscal	21/03/2012	Até a AGO de 2013
269.006.377-87	Contador	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	21/03/2012	Sim
-				
Manoel Eduardo Lima Lopes	68	Conselho Fiscal	21/03/2012	Até a AGO de 2013
046.227.237-00	Contador	45 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Minor.Ordinaristas	21/03/2012	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	66	Conselho Fiscal	21/03/2012	Até a AGO de 2013
161.008.917-00	Economista	40 - Pres. C.F.Eleito p/Controlador	21/03/2012	Sim
-				

Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações

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 (MG), Pós-MBA na Kellog Scholl of Management em conjunto com a Fundação Dom Cabral e participante do Programa de Gerenciamento do Centro Europeu de Educação Continuada (CEDEP/INSEAD), em Fontainebleau, na França. 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 e posteriormente Diretor de Comercialização de Energia, cargo que exerceu até outubro de 2011. Atua, ainda, como Diretor de algumas Sociedades de Propósitos Específicos 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.

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, no 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, e entre 2002 e 2011 foi Diretor de Planejamento e Controle, respondendo pelas áreas de Planejamento da Operação, Regulação e Mercado, Contabilização de Energia e Planejamento Financeiro e Controle. Atualmente, é Diretor de Comercialização de Energia.
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.

Edson Luiz da Silva - 298.418.879-91

Nascido em 19.03.1958, é Engenheiro Eletricista formado pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), mestre em Engenharia Elétrica - Sistemas de Potência pela UFSC e doutor em Engenharia Elétrica – Sistemas de Energia pela UFSC. Trabalhou como engenheiro na Eletrosul nas áreas de operação e planejamento do sistema, tendo participado do Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema (GCPS). Na Tractebel Energia, trabalhou de 2000 a 2011 como Gerente da Assuntos Regulatórios e de Mercado. Atualmente, é: (i) Professor da Universidade Federal de Santa Catarina, nos cursos de Graduação e Pós-graduação em Engenharia Elétrica, onde atua como docente desde 1994; (ii) Diretor de Regulação da Associação Brasileira de Produtores Independentes de Energia Elétrica – APINE, cargo que ocupa desde 2004; e (iii) Diretor de Planejamento e Controle da Tractebel Energia.
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.

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 Indústrias 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 Indústria de Base (ABIDB), do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás. Atua, ainda, como Diretor de algumas Sociedades de Propósitos Específicos controladas pela Companhia. É membro titular do Conselho de Administração da Itá Energética 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.

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 Chief Financial Officer (CFO) da Enersur S.A., 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 integra a diretoria executiva da Pubas S.A. e é membro do Conselho de Administração da (i) Leroy Merlin Cia. Brasileira de Bricolagem, desde 1996; (ii) da Companhia Imobiliária Metropolitana; e (iii) da Sociedade Francesa e Brasileira de Ensino – Lycée Molière.
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, passaporte EH 214351, 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, Diretor da Electrabel, Diretor da Tractebel Engineering, Diretor da Gaselys (França) e Diretor da Célizan (França). Atualmente é: (i) Vice-Presidente executivo da GDF SUEZ, comandando a divisão Energy Europe & International do grupo; (ii) presidente do conselho de administração da International Power Plc.; e (iii) membro do comitê executivo e administrativo da GDF SUEZ, além de integrar o comitê estratégico da Tractebel Energia.
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. Desde 1996 no Grupo GDF SUEZ, atualmente é responsável por desenvolvimento de novas oportunidades de expansão do Grupo GDF SUEZ no Brasil, no qual ocupa o cargo de diretor.
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 María 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. Possui curso de Mercado de Capitais nos EUA (Convênio Banco Central do Brasil / USAID – 1977) e fez estágio (i) no Departamento do Tesouro dos EUA; (ii) Bolsa de Valores de Nova York e; (iii) Bolsa de Mercadorias de Chicago. Atuou como Diretor Presidente do Banco Clássico S.A.; Diretor Vice-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 Eletricitário. Foi diretor da Associação dos Empregados da 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). É membro do Conselho de Administração da Companhia eleito pelos empregados da 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.

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, membro suplente do Conselho de Administração da Energia Sustentável do Brasil e responsável pela gestão financeira e administrativa do Grupo GDF SUEZ no Brasil.
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. Além de membro suplente Conselho de Administração da Tractebel Energia, é também membro do Conselho de Administração de Alesat S.A. e da Madeira Energia S.A. (companhias fechadas).
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 udicial 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, passaporte 09AF88078, é formado em Engenharia Industrial, Instituto Tecnológico Buenos Aires (ITBA), Buenos Aires, em 1984 e MBA no International Institute for Management Development (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 do Rio de Janeiro. 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.
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.

José João Abdalla Filho - 245.730.788-00

Nascido em 30.05.1945, é formado em Ciências Econômicas na Universidade Presbiteriana Mackenzie. Presidente e acionista controlador do Banco Clássico S.A. e, também é presidente e acionista da Socal S.A. Mineração e Intercâmbio Comercial e Industrial.
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.

Guy Marie Numa Joseph Ghislain Richelle - 000.000.000-00

Nascido em 29.04.1955, passaporte EH 957480, é engenheiro civil e administrador. Concluiu a graduação em engenharia civil pela Universidade de Liége (Bélgica) e a faculdade de administração pela IAG – Universidade Católica de Louvain (Bélgica). Possui o certificado de Operador de Reatores Senior pela US National Regulatory Commission. Nos últimos cinco anos, foi CEO e diretor presidente da GDF SUEZ Energy Middle East, Asia and Africa. Atualmente é o COO (equivalente à Diretor de Operações) da International Power PLC (Inglaterra), diretor executivo e CEO da SUEZ-Tractebel (Bélgica) e membro do conselho de administração das seguintes companhias: (a) Glow Energy Public Co., Ltd. (Tailândia); (b) Glow Group (Except Glow IPP 3 Co. Ltd., (c) Glow SSP 2 Co. Ltd., (d) Glow SSP 2 Co. Ltd., (e) Glow SSP 3 Co. Ltd., (f) Glow SSP 11 Co. Ltd., (g) Glow SPP 12 Co. Ltd., (h) Glow SPP 13 Co. Ltd., (i) Houay Ho Thai Co. Ltd., (j) Houay Ho Power Co. Ltd., (k) Glow Hemarj Wind Co. Ltd.; (l) GHECO-One Co. Ltd.); (m) International Power PLC; . (n) E.Cl S.A. (Chile); (o) Glow SPP 11 Company Limited (Tailândia); (p) Glow SPP 12 Company Limited (Tailândia), (q) Glow SPP 13 Company Limited (Tailândia); and (r) IPM (UK) Power Holdings Limited (Gibraltar).
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.

Philip Gotsall Cox - 000.000.000-00

Nascido em 22.09.1951, passaporte P GBR 800701978, é contador e graduado pela Bishop Vesey´s Grammar School, em Sutton Coldfield, Birmingham (Inglaterra). Concluiu mestrado em geografia pelo Queens´College de Cambridge (Inglaterra). Começou sua carreira profissional como contador na Price Waterhouse Coppers. Nos últimos cinco anos, foi diretor executivo da National Power International Holdings B.V. e da IP Financial Holding I, LLC, e foi membro do conselho de administração das seguintes empresas: (i) International Power Columbus, (ii) International Power (Impala), e (iii) International Power (Jersey) Limited, (iv) IPM (North Wales) Limited, (v) International Power (Cayman) Limited, (vi) National Power International Holdings B.V., (vii) The Hub Power Company, (viii) British Electricity International (OS) Limited, e (ix) International Power NPA Holdings. Atualmente é o CEO da International Power PLC, diretor executivo da Wincanton PLC, membro do conselho de administração das seguintes empresas: (a) Wm Morrinson Morrinson Supermarkets PLC, (b) Australian Power Investments B.V., (c) European Power Holdings B.V., (d) Gippsland Ventures Pty Ltd, (e) International Power Iberia Energia, S.L., (f) International Power PLC, (g) Morwell Financial Services Pty Limited; e (h) Venafro Energia S.r.l., e é membro do Comitê Estratégico da 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.

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 Sociedades de Propósitos Específicos 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), e em 1998, passou a integrar a diretoria da Tractebel Brasil quando atuou como Diretor de Operação da Tractebel Energia. Em 1999 assumiu a presidência da Companhia e atua, ainda, como Diretor Presidente de algumas Sociedades de Propósitos Específicos (SPE) controladas pela Tractebel Energia. Foi membro do Conselho de Administração do ONS e do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), atualmente Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). É membro do Conselho de Administração da Itá Energética S.A. e presidente do Conselho Plenário do Comitê Gestor do Consórcio Machadinho. Atua, também, como membro do Conselho Superior de Formulação Estratégica da Federação das Indústrias do Estado de Santa Catarina (FIESC), e embaixador da Universidade Federal de Itajubá (MG).
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 17.06.1942, 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. Exerceu as funções de Diretor Fiscal, nomeado pela Agência Nacional de Saúde Suplementar (ANS), reguladora das empresas de planos privados de saúde, no período de março/2010 a novembro/2011, como auditor nas operadoras colocadas em regime especial de Direção Fiscal..
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). Atualmente é o CEO América Latina da Tractebel Engineering Latin America (Tractebel Engineering – GDF SUEZ Group). Foi Diretor Geral e CEO da Leme Engenharia Ltda. de 2002 a 2010, 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 Sociedade Mineira de Engenheiros e do Conselho Diretor da Associação Brasileira de Consultores de Engenharia (ABCE).
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 na 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 (Atualmente GDF SUEZ), para trabalhar na holding como contador, onde permaneceu até a sua aposentadoria, no final de 2011.
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 Contabilidade e 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. e membro suplente do Conselho Fiscal da Companhia do Gás do Rio de Janeiro (mandato de 2011 a 2012).
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 do Rio de Janeiro, 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 Companhia Siderúrgica Nacional (CSN). Atuou, também, como Diretor da Nacional Energética S.A. e da IVEN S.A, e como Diretor Financeiro da Nacional Energética S.A. e como 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			
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	15/03/2001	Não aplicável
000.000.000-00	Comitê Estratégico		63	15/03/2001	
Membro titular do Conselho de Administração					
Jan Franciscus María Flachet	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	25/04/2003	Não aplicável
059.308.257-50	Comitê Estratégico		55	25/04/2003	
Vice-presidente do Conselho de Administração					
Manuel François Colcombert	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	18/01/2000	Não aplicável
000.000.000-00	Comitê Estratégico		50	18/01/2000	
Membro suplente do Conselho de Administração					
Maurício Stolle Bähr	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	25/06/1999	Não aplicável
748.528.847-49	Comitê Estratégico		54	25/06/1999	
Presidente do Conselho de Administração					
Philip Gotsall Cox	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Contador	04/11/2011	Não aplicável
000.000.000-00	Comitê Estratégico		59	04/11/2011	
Membro suplente do Conselho da Administração					
Victor-Frank de Paula Rosa Paranhos	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	25/06/1999	Não aplicável
098.414.907-49	Comitê Estratégico		65	25/06/1999	
Membro titular do Conselho de Administração					

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 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 31/12/2010

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

Lages Bioenergética S.A. (Lages)	05.210.535/0001-00		
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 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			
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			

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			
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			
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			

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			
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			
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 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

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			
Tupan Energia Elétrica S.A. (Tupan)	02.800.821/0001-38		
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 suplente 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			
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			
Lages Bioenergética S.A. (Lages)	05.210.535/0001-00		

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 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 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 Direta
Diretor de Comercialização de Energia			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC)	04.100.556/0001-00		
Diretor Comercial			
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			
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
Presidente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
ENGIE Brasil Participações Ltda.	01.370.013/0001-15		
Diretor			
Observação			
Administrador do Emissor			
Jan Franciscus María Flachet	059.308.257-50	Controle	Controlador Direto
Vice-presidente 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			
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		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Companhia Energética Estreito (CEE)	08.976.022/0001-01		
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

EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores			

Pessoa Relacionada

Companhia Energética Estreito (CEE)	08.976.022/0001-01		
Diretor Financeiro			

Observação

Administrador do Emissor

Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Indireta
Diretor Presidente			

Pessoa Relacionada

Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)	09.541.336/0001-36		
Presidente do Conselho de Administração			

Observação

Administrador do Emissor

José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Produção de Energia			

Pessoa Relacionada

Companhia Energética Estreito (CEE)	08.976.022/0001-01		
Diretor Técnico-Operacional			

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 Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)	09.541.336/0001-36		
Membro do Conselho de Administração			
Observação			
Administrador do Emissor			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores			
Pessoa Relacionada			
Épsilon Participações Ltda. (Épsilon)	09.212.980/0001-60		
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			
Lagoa Formosa Bioenergética Ltda. (Lagoa Formosa)	08.925.868/0001-04		
Diretor Administrativo e Financeiro			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Direta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
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			
Companhia Energética Estreito (CEE)	08.976.022/0001-01		
Diretor de Implantação			
Observação			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Direta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Delta Energética S.A. (Delta)	04.739.720/0001-24		
Observação			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	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			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	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			

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 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 Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	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			

Exercício Social 31/12/2009

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			

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			
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			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
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			
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			
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			

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			
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			

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 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		
Diretor Presidente			
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			
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 Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Direta
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			
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			
Victor-Frank de Paula 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			

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			
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 Portfólio 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			
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

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			
Pessoa Relacionada			
Lagoa Formosa Bioenergética Ltda. (Lagoa Formosa)	08.925.868/0001-04		
Diretor Presidente e Diretor Administrativo Financeiro			
Observação			
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			
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			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Eólica Pedra do Sal S.A. (Pedra do Sal)	08.448.356/0001-02		

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			
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			
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			
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			
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			

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			
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			
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			

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

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

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

Maurício Stolle Bähr	748.528.847-49	Controle	Controlador Direto
Presidente do Conselho de Administração			

Pessoa Relacionada

ENGIE Brasil Participações Ltda.	01.370.013/0001-15		
Diretor			

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			
Jan Franciscus María 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			
Companhia Energética Estreito (CEE)	08.976.022/0001-01		
Diretor Presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Financeiro e de Relação com Investidores			
Pessoa Relacionada			
Companhia Energética Estreito (CEE)	08.976.022/0001-01		
Diretor Financeiro			
Observação			
Administrador do Emissor			
Luiz Eduardo Simões Viana	465.817.407-30	Controle	Controlada Direta
Membro do Conselho de Administração			
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			
Companhia Energética Estreito (CEE)	08.976.022/0001-01		
Diretor Administrativo			
Observação			
Administrador do Emissor			
Gil de Methodio Maranhão Neto	734.574.937-15	Controle	Controlada Direta
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Companhia Energética Estreito (CEE)	08.976.022/0001-01		
Diretor Técnico			
Observação			
Administrador do Emissor			
Jan Franciscus María 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			

Exercício Social 31/12/2008

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			
Victor-Frank de Paula 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			
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			

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 e Diretor Administrativo e Financeiro			
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			
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 Indireta
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			
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 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 Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Tupan Energia Elétrica S.A. (Tupan)	02.800.821/0001-38		
Diretor Presidente			
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			

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 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			
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			
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			

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

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 31.12.2011 e o prêmio pago foi de R$ 63.678,54.

12.12 - Outras informações relevantes

12.12 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Em complemento às informações do quadro 12.06 – Composição dos membros da Administração, que menciona somente o mandato do Conselho de Administração, seguem as informações relativas ao mandato dos conselheiros que acumulam a posição de diretores na Companhia:

- Manoel Arlindo Zaroni Torres e José Carlos Cauduro Minuzzo – a data da reeleição e da posse foi 13.05.2010 e o prazo do mandato é de 3 anos.

No quadro 12.10 - Relações de Subordinação, Prestação de Serviço ou Controle, as empresas GDF SUEZ Energy International, International Power Plc., SUEZ Tractebel SA, Electrabel e GDF SUEZ Energy Europe & International pertencem ao grupo controlador GDF SUEZ, sediado na França.

Em atendimento à regras do novo Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, informamos, adicionalmente às informações anteriormente mencionadas, os cargos que os membros do Conselho de Administração (CA) da Companhia ocupam em outras sociedades ou entidades que não as controladoras e controladas da Tractebel Energia:

- **Maurício Stolle Bähr** – Diretor Presidente da GDF SUEZ Energy Brasil Ltda., representante geral da GDF SUEZ no Brasil, Presidente do Conselho de Administração do ONS e da Energia Sustentável do Brasil S.A., e membro do Conselho Deliberativo do Consórcio Estreito Energia (CESTE);
- **Manoel Arlindo Zaroni Torres** - Presidente do Conselho Plenário do Comitê Gestor do Consórcio Machadinho; membro do Conselho Superior de Formulação Estratégica da Federação das Indústrias do Estado de Santa Catarina (FIESC) e membro do Conselho Consultivo da Unisul Business School;
- **Victor Frank de Paula Rosa Paranhos** - Diretor Presidente da Energia Sustentável do Brasil S.A.;
- **Dirk Achiel Marc Beeuwsaert** - Presidente da GDF SUEZ Energy North America Inc., Diretor da Glow Energy, empresa pública sediada na Tailândia;

12.12 - Outras informações relevantes

- **Philip Gotsall Cox** – (eleito para o cargo de membro titular do conselho de administração em 22.08.2011) Atualmente é o CEO da International Power PLC, diretor executivo da Wincanton PLC, e membro do conselho de administração das seguintes empresas: (a) Wm Morrinson Morrinson Supermarkets PLC, (b) Australian Power Investments B.V., (c) European Power Holdings B.V., (d) Gippsland Ventures Pty Ltd, (e) International Power Iberia Energia, S.L., (f) International Power PLC, (g) Morwell Financial Services Pty Limited; e (h) Venafro Energia S.r.l.;
- **José Pais Rangel** - Diretor Presidente do Banco Clássico S.A.; membro titular do Conselho de Administração da Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro (CEG); Gestor do Fundo de Investimento em Ações Dinâmica Energia; e Diretor da Socal S.A. - Mineração e Intercâmbio Comercial e Industrial;
- **Antonio Alberto Gouvêa Vieira** – Diretor Executivo da Pubas S.A.; membro do Conselho de Administração da Leroy Merlin Cia. Brasileira de Bricolagem, da Companhia Imobiliária Metropolitana; e da Sociedade Francesa e Brasileira de Ensino – Lycée Molière;
- **Luiz Antônio Barbosa** - Diretor Financeiro do Sindicato dos Eletricitários do Sul do Estado de Santa Catarina (SINTRESC);
- **Patrick Charles Clement Obyn** – Conselheiro Geral da GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda.;
- **André De Aquino Fontenelle Cangucú** – Diretor Financeiro da GDF SUEZ Latin America, no Peru;
- **Manuel François Colcombert -** Vice Presidente Sênior Strategy & Portfolio Management da Regional América do Sul do Grupo GDF SUEZ, em Buenos Aires;
- **Gil de Methodio Maranhão Neto** – Diretor do Grupo GDF SUEZ no Brasil;
- **José Carlos Cauduro Minuzzo** –membro do Comitê Gestor do Consórcio Itá e do Consórcio Machadinho;
- **Sérgio Braga Ferreira Tavares** – Assessor da presidência do Banco Clássico S.A.;
- **Luiz Leonardo Cantidiano Varnieri Ribeiro** - Sócio de Motta, Fernandes Rocha Advogados; e
- **Roberto Henrique Tejada Vencato** – Dirigente Sindical.

Na reunião da 15ª Assembleia Geral Ordinária, realizada em 21.03.2012, houve a aprovação da substituição do jornal para as publicações legais da Companhia. Assim, as publicações passarão a ser realizadas no jornal Diário Catarinense e no Diário Oficial do Estado de Santa Catarina (DOESC).

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

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.

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 Assembleia Geral.

O presidente do Conselho recebe remuneração maior que os demais membros, e de acordo com os resultados apresentados pela Companhia, também recebe uma parcela variável com base nos resultados alcançados pela Companhia (considerando indicadores financeiros, metas e seus resultados operacionais). Também o membro eleito pelos empregados recebe um bônus calculado com base no número de remunerações mensais pagas aos empregados como Participação nos Lucros ou Resultados.

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 e previdência complementar.

A parcela variável considera:

- indicadores financeiros do ano (Evolução do EBTIDA da Companhia, geração de caixa livre, resultado líquido da Companhia, solidariedade com os resultados do grupo econômico controlador, etc.), que representam em média 40% do valor do bônus anual,

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

- indicadores individuais e operacionais (cumprimento de metas, resultados industriais e/ou financeiros), que representam em média 40% do valor do bônus anual;
- questões comportamentais e gerenciais, que representam em média 20% do valor do bônus anual.

O valor do bônus pode variar entre 25 e 90% da remuneração anual, de acordo com o cargo do executivo, seus desafios e metas estabelecidas. O pagamento ocorre no primeiro semestre do ano seguinte, após o fechamento do exercício base.

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 pode ser inferior, para cada membro em exercício, a 10% da média da remuneração mensal dos Diretores, sem considerar benefícios e remuneração variável.

Comitês

A Companhia possui comitês que participam direta ou indiretamente do processo decisório da Companhia, e não existe uma remuneração adicional para os seus membros, exceto para o Líder do Comitê Estratégico, que recebe uma remuneração adicional mensal igual ao dos membros do Conselho de Administração (onde também participa como Conselheiro).

Ademais, com referência ao Comitê Independente de Partes Relacionadas, o Conselho de Administração poderá estabelecer remuneração complementar aos seus membros, bem como deferir a eles outras vantagens e proteções para a preservação da sua independência e autonomia. Até 31.12.2010 este Comitê ainda não tinha sido instalado.

(ii) Proporção de cada elemento na remuneração total

A remuneração do Conselho de Administração é fixa para todos os seus integrantes, exceto para o Presidente do Conselho e para o Conselheiro eleito, que também recebem remuneração variável. Já a remuneração do Conselho Fiscal é fixa em sua totalidade.

A remuneração fixa da Diretoria Estatutária é estabelecida com base no mercado, e seu valor é pago em 13 parcelas mensais. A parcela variável pode variar de 20 a 60% da remuneração anual fixa.

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

A participação da remuneração fixa, remuneração variável e dos benefícios pagos, em relação à remuneração total, estão representadas nos percentuais abaixo:

	2008	2009	2010
Conselho de Administração			
Remuneração fixa	90%	86%	89%
Remuneração Variável	10%	14%	11%
Benefícios	-	-	-
Conselho fiscal			
Remuneração fixa	100%	100%	100%
Remuneração Variável	-	-	-
Benefícios	-	-	-
Diretoria Estatutária			
Remuneração Fixa	63%	65%	62%
Remuneração Variável	28%	27%	32%
Benefícios	9%	8%	6%

Nota: O quadro acima considera os valores pagos em cada um dos anos apresentados. Cabe considerar que, até o exercício findo em 31.12.2009, a Companhia não provisionava o Bônus previsto para a totalidade da Diretoria Executiva, procedimento que passou a ser adotado a partir de 2010. Adicionalmente, a companhia reconheceu, em 2010, a parte do Bônus pago relativo ao exercício de 2009, não provisionado naquele ano.

(iii) Metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração

A remuneração dos Administradores da Companhia é monitorada periodicamente com base em pesquisas de mercado contratadas junto a consultorias especializadas de primeira linha com o objetivo de permitir comparações entre o valor pago aos executivos por empresas de porte e faturamento semelhantes, com maior participação das que atuam no setor elétrico brasileiro, bem como com a observância da consistência interna no Grupo Econômico Controlador (GDF SUEZ).

A definição dos valores das parcelas fixas da Diretoria Estatutária é estabelecida considerando-se como base a mediana de mercado obtida em pesquisas como as citadas acima, de acordo com a natureza e responsabilidades de cada cargo.

Da mesma forma, a parcela variável é estabelecida considerando-se as práticas de mercado para cada cargo, e seu pagamento considera os resultados financeiros e operacionais obtidos pela Companhia, tais como lucro líquido, EBITDA, bem como o cumprimento de metas específicas, negociadas previamente, e aspectos gerenciais e comportamentais.

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

O reajuste da remuneração dos administradores é anual, no mês de janeiro, e leva em consideração, além das questões de mercado citadas acima, que podem recomendar alterações salariais, bem como a inflação do período passado desde o último reajuste.

(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.

O Conselho Fiscal tem sua remuneração estabelecida no valor mínimo equivalente a 10% da remuneração média da Diretoria Executiva. Este Conselho não tem remuneração variável.

A Diretoria Estatutária tem sua remuneração monitorada periodicamente com base no Mercado, e para a remuneração variável depende do cumprimento de metas coletivas e individuais, dos resultados da companhia e da contribuição de forma solidária em ate 10% do resultado do Grupo Econômico.

O Conselho de Administração tem sua remuneração seguindo padrões de mercado para empresas similares. De modo geral, a remuneração fixa deste Conselho tem se situado em cerca de duas vezes a remuneração fixa estabelecida para o Conselho Fiscal.

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 são estabelecidos em função de pesquisas de mercado e não são alterados durante o exercício, pois são definidos para cada ano dentro dos limites aprovados pela Assembleia Geral Ordinária.

A remuneração variável está diretamente relacionada aos resultados de desempenho corporativos e individuais, e considera:

- indicadores financeiros do ano (Evolução do EBITDA da Companhia, geração de caixa livre, resultado líquido da Companhia, solidariedade com os resultados do grupo econômico controlador, etc), que representam em média 40% do valor do bônus anual,

- indicadores individuais e operacionais (cumprimento de metas, resultados industriais e/ou financeiros), que representam em média 40% do valor do bônus anual;

- questões comportamentais e gerenciais, que representam em média 20% do valor do bônus anual.

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

e. Como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses da Companhia de curto, médio e longo prazo

O valor da remuneração variável anual dos executivos depende do cumprimento dos objetivos de curto prazo da Companhia.

Para objetivos de médio e longo prazo a Companhia ainda não tem estabelecido para seus executivos incentivos diretos de alinhamento. Entretanto, o Grupo Econômico da qual a Companhia faz parte tem uma política de opção de compra de ações do Grupo, em Paris, a valores pré-estabelecidos, e um programa de doação de ações no futuro caso os resultados estabelecidos para que estas doações venham a se concretizar.

Com a fusão do Grupo Econômico controlador com a International Power, em 2010, estes programas estão sendo revistos.

De um modo geral, estas "*free shares*" e opções de compras não são de valores elevados, em relação à remuneração anual dos executivos da Companhia, conforme detalhamento no item 13.16.

f. Existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos

Não há pagamentos efetuados por subsidiárias, e nos casos de empresas compartilhadas com sócios não participantes do grupo econômico, quando existirem remuneração por participação em seus conselhos, os valores percebidos são devolvidos para a Companhia. O Grupo Controlador não faz nenhum tipo de pagamento a Diretoria da Tractebel Energia, exceto os citados acima na letra "e", de cunho corporativo e com objetivo de reforçar o sentimento de fazer parte de um grupo mundial.

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 31/12/2011 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	17,00	7,00	3,00	27,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	2.875.353,98	4.393.648,73	258.067,42	7.527.070,13
Benefícios direto e indireto	0,00	302.785,01	0,00	302.785,01
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	718.838,49	1.708.641,17	64.516,86	2.491.996,52
Descrição de outras remunerações fixas	Outros refere-se a encargos sociais.	Outros refere-se a encargos sociais.	Outros refere-se a encargos sociais.	
Remuneração variável				
Bônus	360.980,74	3.309.899,00	0,00	3.670.879,74
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	90.245,18	1.287.182,94	0,00	1.377.428,12
Descrição de outras remunerações variáveis	Outros refere-se a encargos sociais.	Outros refere-se a encargos sociais.		
Pós-emprego	0,00	629.840,48	0,00	629.840,48
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	4.045.418,39	11.631.997,33	322.584,28	16.000.000,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2010 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	17,00	7,00	3,00	27,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	2.747.386,47	4.198.109,57	246.582,14	7.192.078,18
Benefícios direto e indireto	0,00	289.309,58	0,00	289.309,58
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	686.846,62	1.632.598,17	61.645,54	2.381.090,33

Descrição de outras remunerações fixas	Outros refere-se a encargos sociais.	Outros refere-se a encargos sociais.	Outros refere-se a encargos sociais.	
Remuneração variável				
Bônus	344.915,30	3.162.592,08	0,00	3.507.507,38
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	86.228,83	1.229.896,92	0,00	1.316.125,75
Descrição de outras remunerações variáveis	Outros refere-se a encargos sociais.	Outros refere-se a encargos sociais.		
Pós-emprego	0,00	601.809,46	0,00	601.809,46
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	3.865.377,22	11.114.315,78	308.227,68	15.287.920,68

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	2.554.713,84	3.534.917,54	198.414,67	6.288.046,05
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	638.678,46	1.374.690,16	49.603,67	2.062.972,29
Descrição de outras remunerações fixas	Outros refere-se a encargos sociais.	Outros refere-se a encargos sociais.	Outros refere-se a encargos sociais.	
Remuneração variável				
Bônus	416.789,55	1.581.954,14	0,00	1.998.743,69
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	104.197,39	615.204,39	0,00	719.401,78

Descrição de outras remunerações variáveis	Outros refere-se a encargos sociais.	Outros refere-se a encargos sociais.		
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	2.505.522,56	2.898.069,70	182.251,42	5.585.843,68
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	626.380,64	1.127.027,10	45.562,86	1.798.970,60
Descrição de outras remunerações fixas	Outros refere-se a encargos sociais.	Outros refere-se a encargos sociais.	Outros refere-se a encargos sociais.	
Remuneração variável				
Bônus	281.597,32	1.390.979,65	0,00	1.672.576,97
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	70.399,33	540.936,53	0,00	611.335,86
Descrição de outras remunerações variáveis	Outros refere-se a encargos sociais.	Outros refere-se a encargos sociais.		
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

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

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

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 detinham, em 31.12.2010, 139.589 ações de emissão da Tractebel Energia, conforme abaixo distribuído.

Acionista	Ações	(%)
Conselho de Administração	121.603	0,018630
Diretoria	17.986	0,002755
Conselho Fiscal	-	-
Total	**139.589**	**0,021385**

Vide informações adicionais sobre o item 13.5 no quadro 13.16

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

Valores anuais

	Diretoria Estatutária			Conselho de Administração			Conselho Fiscal		
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2008	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2008	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2008
Nº de membros	7,00	6,00	6,00	17,00	17,00	16,00	3,00	3,00	3,00
Valor da maior remuneração(Reais)	2.520.668,02	2.804.205,07	2.244.025,97	1.096.008,72	1.244.639,95	1.051.182,86	102.742,56	82.672,28	75.938,09
Valor da menor remuneração(Reais)	675.442,12	623.246,46	394.492,80	100.211,36	96.213,60	89.087,70	102.742,56	82.672,28	75.938,09
Valor médio da remuneração(Reais)	1.587.759,40	1.349.493,54	1.133.520,14	227.375,13	218.492,90	217.743,74	102.742,56	82.672,28	75.938,09

Observação

Diretoria Estatutária	
31/12/2010	Os valores acima incluem encargos sociais sobre as remunerações.
31/12/2009	Os valores acima incluem encargos sociais sobre as remunerações.
31/12/2008	Os valores acima incluem encargos sociais sobre as remunerações.

Conselho de Administração	
31/12/2010	Os valores acima incluem encargos sociais sobre as remunerações.
31/12/2009	Os valores acima incluem encargos sociais sobre as remunerações.
31/12/2008	Os valores acima incluem os encargos sociais sobre as remunerações.

Conselho Fiscal	
31/12/2010	Os valores acima incluem encargos sociais sobre as remunerações.
31/12/2009	Os valores acima incluem encargos sociais sobre as remunerações.
31/12/2008	Os valores acima incluem encargos sociais sobre as remunerações.

13.16 - Outras informações relevantes

13.16 Outras informações que a Companhia julga relevantes

O Grupo Controlador mantém um programa de opção de compra de ações de ações na Bolsa de Valores de País – França, para seus principais executivos no mundo (estabelecido com base em suas principais responsabilidades) e de prêmio em ações (por desempenho ou bônus), que pode ser concedido, dentro das condições estabelecidas, a todos os empregados.

No quadro abaixo apresentamos a média de atribuições de ações do Grupo Controlador aos membros da Diretoria Executiva da Companhia:

	2008	2009	2010
a) Ações por desempenho (*Performance Shares*)			
Quantidade	757	1.009	-
Valor **(em milhares de R$)**	46	61	
b) Opções de compra de ações (quatro anos após a concessão)			
Quantidade	3.014	4.529	-
Valor **(em milhares de R$)**	16	33	
c) ações gratuitas (*free shares*)			
Quantidade	10	20	-
Valor **(em milhares de R$)**	0,6	1,2	

Notas

- o valor da ação do Grupo GDF SUEZ, na Bolsa de Paris, em 31.12.2010, era de 27,25 euros. O valor de aquisição das ações é de 32,74 euros do direito concedido em 2008 e de 29,44 euros do direito concedido em 2009. O valor justo das opções de compra das ações emitidas em 2008 e 2009 é de 2,31 e 3,24 euros, respectivamente.

- o número de ações por desempenho (*Performance Shares*) pode não se concretizar, pois somente é transferida aos diretores depois de cinco anos, e seu número final depende dos resultados do Grupo neste período.

- a ações gratuitas concedidas em um ano somente são disponibilizadas para o executivo dois anos após sua concessão, e caso determinadas metas não sejam cumpridas, o número de ações pode ser reduzido ou até eliminado.

- em 2010, com a fusão do Grupo GDF SUEZ com a International Power, não foram atribuídos incentivos baseados em ações da GDF SUEZ.

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	
448.512.624	68,710000%	0	0,000000%	448.512.624	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					
138.960.824	21,290000%	0	0,000000%	138.960.824	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 Abdalla 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	Sim	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	05/04/2011
Quantidade acionistas pessoa física (Unidades)	6.861
Quantidade acionistas pessoa jurídica (Unidades)	7.723
Quantidade investidores institucionais (Unidades)	926

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)	204.229.568	31,290000%
Quantidade preferenciais (Unidades)	0	0,000000%
Total	204.229.568	31,290000%

15.6 Alterações Relevantes nas Participações dos Membros do Grupo de Controle e Administradores da Companhia

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. A operação de combinação de ativos da GDF SUEZ e a International Power não configurou alteração no grupo de controle da Companhia. Detalhes sobre essa operação estão inseridos no item 8.4.

15.7 - Outras informações relevantes

15.7 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Em complemento às informações contidas nos quadros 15.1 e 15.2 – Posição Acionária e 15.3 – Distribuição do Capital, cabe informar que as ações da GDF SUEZ são amplamente pulverizadas e a Companhia não possui conhecimento de outros acionistas, além do Groupe Bruxelles Lambert (GBL) e da Republica da França, com participação superior a 5% das ações totais da GDF SUEZ.

O GBL é controlado pela Pargesa Netherlands B.V. (Pargesa), que detêm 50% de seu capital social, estando os demais 50% pulverizados. A Pargesa, por sua vez detém indiretamente participação inferior a 5% da GDF SUEZ S.A. A Pargesa é controlada pela Pargesa Holding S.A., detentora de 99,99% de suas ações, que é uma empresa listada na Bolsa da Suíça.

"*Golden share*" – República da França

A República da França não detém o controle da GDF SUEZ. Entretanto, de acordo com a legislação francesa a República da França deve permanecer com mais de um terço do capital da GDF SUEZ. Além disso, o capital social da GDF SUEZ inclui uma "ação de ouro - *golden share*" que é detida pela República da França, que visa proteger os interesses essenciais da França no setor da energia e assegurar e salvaguardar a continuidade do abastecimento de gás no país.

A *golden share* foi concedida à Republica da França por prazo indefinido e lhe dá o direito de veto sobre decisões tomadas pela GDF SUEZ, ou suas subsidiárias francesas que, direta ou indiretamente, pretendam vender, transferir operações, afiançar, dar em garantia ou mudar a utilização prevista de determinados ativos cobertos pela legislação francesa, caso essas operações possam vir a prejudicar os interesses da França em relação à continuidade do abastecimento de gás.

Os ativos cobertos pelo direito de veto previstos na *golden share* são os seguintes:

- Gasodutos localizados na França;
- ativos relacionados com a distribuição de gás natural na França;
- armazenamento subterrâneo de gás natural situado na França; e
- instalações de gás natural liquefeito situado na França.

Não existem outras informações relevantes sobre este item "15".

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	781.868.544,00	Em 2010: R$ 699.715.584,00; 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 2010: R$ 0,00; Em 2009: R$ 1.900.947,76; Em 2008: R$ 7.293.692,18.	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							
SUEZ-Tractebel S.A.	23/04/2010	10.607.400,00	Em 2010: R$ 10.026.000,00	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.						

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
Natureza e razão para a operação							
Companhia Energética São Salvador	02/08/2004	208.513,80	Valor anual do contrato: R$ 208.513,80.	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 2010: R$ 12.107.496,94; Em 2009: R$ 51.305.000,00; Em 2008: R$ 55.025.000,00.	100%	Até 15.10.2023 - a redução no saldo deve-se a negociação de preço do contrato.	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).						
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	908.069,04	Valor anual do contrato: R$ 908.069,04.	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.						

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
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							
Lages Bioenergética Ltda.	01/06/2009	189.558,00	Valor anual do contrato: R$ 189.558,00.	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	379.116,00	Valor anual do contrato: R$ 379.116,00.	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							
Consórcio Estreito Energia	29/04/2010	199.706.000,00	Em 2010: R$ 197.191.692,50	40,07%	15 anos.	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 Indireta						
Objeto contrato	Contrato de Operação e Manutenção da Usina Hidrelétrica Estreito e da linha de transmissão para conexão da usina ao Sistema Interligado Nacional.						
Garantia e seguros	Não há.						
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							
Itá Energética S.A.	15/01/2001	238.865.651,64	Em 2010: R$ 462.329.287,78; Em 2009: R$ 503.967.886,79; Em 2008: R$ 576.112.110,33.	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 2010: R$ 2.142.059.849,20; Em 2009: R$ 2.265.464.839,61; Em 2008: R$ 2.195.531.072,42.	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.						

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 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 2010: R$ 198.826.751,76; Em 2009: R$ 209.786.083,84; Em 2008: R$ 206.654.073,72.	100%	Até 16.10.2030.	NÃO	0,000000
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 2010: R$ 34.522.951,50; Em 2009: R$ 34.548.319,80; Em 2008: R$ 37.351.008,72.	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 2010: R$ 2.278.824,00; Em 2009: R$ 3.962.799,44; Em 2008: R$ 5.212.679,76.	100%	Até 31.03.2012.	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 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							
Tractebel Energia Comercializadora Ltda.	21/11/2005	541.383.330,00	Em 2010: R$ 383.670.000,00; Em 2009: R$ 518.404.320,00; Em 2008: R$ 638.720.640,00.	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							

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.

Informações complementares sobre as operações listadas no quadro 16.2 - Informações sobre Transações com Partes Relacionadas

Transações com controladas sobre as quais a Tractebel Energia detém 99,99% de participação

As transações entre partes relacionadas são realizadas principalmente com controladas sobre as quais a Tractebel Energia possui 99,99 % de participação no seu capital social, não havendo, portanto, qualquer conflito de interesses entre as partes. As principais transações entre estas partes relacionadas são as seguintes:

- Compra e venda de energia

As vendas para os consumidores livres são preponderantemente realizadas através da controlada Tractebel Energia Comercializadora (TBLC). Para o atendimento dos compromissos contratuais de fornecimento, a TBLC mantém contrato de compra de energia com a Tractebel Energia. Os preços e condições contratados são equivalentes aos praticados pelo mercado em transações de naturezas similares.
O contrato de venda de energia para a Lages Bioenergética foi feito para suprir eventuais insuficiências de geração para o cumprimento dos compromissos contratuais. O preço de venda é consistente com os praticados pelo mercado para operações semelhantes.

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

- Serviços administrativos

As atividades de gerenciamento, planejamento, controle e administração econômica, contábil, fiscal, jurídica e financeira das controladas são centralizadas na Tractebel Energia, que mantém contrato de prestação de serviços com suas subsidiárias. Os valores dos serviços são definidos de forma consistente com base em parâmetros que tem como referência a receita operacional bruta das Companhias.

- Serviços de operação e manutenção

A operação e manutenção da Companhia Energética São Salvador e da Lages Bioenergética é realizada pela Tractebel Energia, com a qual as controladas mantém contrato de prestação de serviço com condições definidas com base em parâmetros internos.

Transações com entidades sobre as quais a Tractebel Energia mantém controle compartilhado

As transações realizadas pela Tractebel Energia com estas entidades somente são realizadas mediante a aprovação dos demais sócios que detém o controle compartilhado, evitando, desta forma, qualquer conflito de interesse entre as partes. As principais transações entre estas partes relacionadas são as seguintes:

- Compra e Venda de Energia

A Itá Energética (Itasa) mantém contrato de venda de energia para os seus acionistas cuja quantidade de energia vendida corresponde à participação de cada sócio no capital social do controlada em conjunto. A parcela contratada relativa à Tractebel Energia é de 167 MW. A Itasa possui também um contrato de venda de energia específico com a Tractebel Energia de 61 MW. Os referidos contratos de venda foram definidos e aprovados em 2001 pela totalidade dos sócios e foram necessários para a viabilidade do empreendimento.

- Serviços de operação e manutenção

O contrato de prestação de serviços de operação e manutenção com a Usina Hidrelétrica Itá foi celebrado, no âmbito do Consórcio Itá, no ano de 98, tendo sido aprovado pela totalidade dos sócios. Um dos fatores que contribuíram para a escolha da Tractebel Energia pelos demais sócio do Consórcio foi a reputação e experiência comprovada da Tractebel Energia na gestão das atividades de operação e manutenção de usinas hidrelétricas.

O contrato de prestação de serviços de operação e manutenção da Usina Hidrelétrica Estreito, assinado, no âmbito do Consórcio Estreito Energia, em 2010, foi aprovado pela totalidade das consorciadas. A escolha da prestadora do serviço foi feita através de um processo competitivo de tomada de preços, do qual a Tractebel Energia se sagrou vencedora pela combinação do preço e experiência na execução de serviços de operação e manutenção de usinas hidrelétricas.

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

Transações com a controladora

- Serviço de consultoria com a controladora indireta SUEZ-Tractebel S.A.

Refere-se ao contrato de prestação de serviços nas áreas: gerencial, operacional, financeira, contábil, jurídica, de marketing e de desenvolvimento de projetos, conforme a necessidade da Companhia, por sua controladora indireta SUEZ-Tractebel S.A. Visando evitar qualquer conflito de interesse, o acionista controlador se abstém de votar esse item quando colocado em pauta na Assembleia Geral Extraordinária, sendo, então, aprovado apenas pelos acionistas minoritários. Os serviços e valores pagos relativos à esse serviço também são submetidos ao conhecimento do Conselho Fiscal da Companhia, no qual tem assento um membro eleito pelos acionistas minoritários.

- Aquisição da Companhia Energética Estreito (atual denominação da SUEZ Energia Renovável S.A.)

De acordo como Modelo de Negócios do Grupo no Brasil, o controlador da Tractebel Energia IPR GDF SUEZ participa dos leilões e desenvolve os grandes projetos hidrelétricos no Brasil, uma vez que possui time de desenvolvimento dedicado e experiente e tem atuação global em fusões e aquisições. Os projetos somente são transferidos para a Tractebel Energia após a mitigação dos seus principais riscos.

Em 2010 a Tractebel Energia concluiu a aquisição de seu controlador das ações da SUEZ Energia Renovável. A transferência foi feita após a mitigação de todos os principais riscos do projeto e o preço foi definido com base em avaliação independente de um Banco de primeira linha especialmente contratado para esse fim. A ratificação da aquisição foi aprovada por unanimidade dos acionistas minoritários representados na Assembleia Geral Extraordinária da Companhia. O acionista controlador se absteve de votar a matéria de modo a evitar um eventual conflito de interesses que pudesse haver entre as parte envolvidas. Maiores detalhes da operação estão descritos no item 6.5. desse formulário.

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 na Companhia.

17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Nos exercícios sociais encerrados em 31.12.2008, 31.12.2009 e 31.12.2010, 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.

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

18.2 Regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública

Não há 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, abaixo transcritas referente a alínea "e" do item 18.1 deste formulário, todas decorrentes do ingresso da Companhia no Novo Mercado da BM&FBOVESPA:

Direito a participação em oferta pública por alienação de controle

O direito a participação em oferta pública por alienação de controle é disciplinado nos artigos 32 a 34 do estatuto social da companhia, assim redigidos: "Art. 32 - A alienação do controle da Companhia para terceiros, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, somente poderá ser contratada, sob a condição, suspensiva ou resolutiva, de que o terceiro adquirente se obrigue a efetivar oferta pública de aquisição das demais ações dos outros acionistas da Companhia, de forma a lhes assegurar tratamento igualitário àquele dado ao acionista controlador alienante, e observando-se as condições e prazos previstos na legislação vigente e no Regulamento de Listagem do Novo Mercado. Parágrafo único - A oferta pública de que trata este artigo será exigida ainda: I - quando houver cessão onerosa de direitos de subscrição de ações e de outros títulos ou direitos relativos a valores mobiliários conversíveis em ações, que venha a resultar na Alienação do Controle da Companhia; ou II - em caso de alienação do controle de sociedade que detenha o Poder de Controle da Companhia, sendo que, nesse caso, o Acionista Controlador Alienante ficará obrigado a declarar à BM&FBOVESPA o valor atribuído à Companhia nessa alienação e anexar documentação que comprove esse valor. Art. 33 – Aquele que adquirir o Poder de Controle, em razão de contrato particular de compra de ações celebrado com o Acionista Controlador, envolvendo qualquer quantidade de ações, estará obrigado a: I - efetivar a oferta pública referida no Artigo 32 acima; e II - pagar, nos termos a seguir indicados, quantia equivalente à diferença entre o preço da oferta pública e o valor pago por ação eventualmente adquirida em bolsa nos 6 (seis) meses anteriores à data da aquisição do Poder de Controle, devidamente atualizado até a data do pagamento. Referida quantia deverá ser distribuída entre todas as pessoas que venderam ações da Companhia nos pregões em que o adquirente realizou as aquisições, proporcionalmente ao saldo líquido vendedor diário de cada uma, cabendo à BM&FBOVESPA operacionalizar a distribuição, nos termos de seus regulamentos. Art. 34 - A Companhia não registrará qualquer transferência de ações para o adquirente ou para aquele(s) que vier(em) a deter o Poder de Controle, enquanto este(s) não subscrever(em) o Termo de Anuência dos Controladores a que se refere o Regulamento do Novo Mercado. Parágrafo único - Nenhum acordo de acionistas que disponha sobre o exercício do Poder de Controle poderá ser registrado na sede da Companhia enquanto

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

os seus signatários não tenham subscrito o Termo de Anuência dos Controladores a que se refere o Regulamento do Novo Mercado."

Também, de acordo com o Regulamento de Listagem do Novo Mercado, a alienação de controle da Companhia, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, deverá ser contratada sob condição suspensiva ou resolutiva de que o adquirente do poder de controle se obrigue a efetivar, dentro do prazo estipulado pela Lei de Sociedades por Ações e pelo regulamento do Novo Mercado, uma oferta pública para aquisição das ações da Companhia detidas pelos demais acionistas ("OPA") nos mesmos termos e condições concedidas ao controlador alienante.

A OPA é exigida, ainda:

- quando houver cessão onerosa de direitos de subscrição de ações e de outros títulos ou de direitos relativos a valores mobiliários conversíveis em ações, que venha a resultar na alienação do controle da Companhia;
- quando ocorrer a transferência indireta do controle da Companhia; e
- quando aquele que já detiver ações da Companhia, adquirir o poder de controle em razão de contrato particular de compra de ações. Nesse caso, o acionista adquirente estará obrigado a concretizar uma OPA pelos mesmos termos e condições oferecidos ao acionista alienante e ressarcir os acionistas de quem tenha comprado ações em bolsa, nos seis meses anteriores à data da alienação do Controle. O valor do ressarcimento é a diferença entre o preço pago ao acionista controlador alienante e o valor pago em bolsa, por ações, nesse período, devidamente atualizado.

Nos termos da Lei das Sociedades por Ações, na hipótese de alienação do controle da Companhia, o preço a ser pago pelo acionista adquirente do controle da Companhia em uma OPA deverá equivaler a 100% do valor pago por ação com direito a voto integrante do bloco de controle.

O comprador, quando necessário, deverá tomar as medidas cabíveis para recompor, dentro dos seis meses subsequentes, o percentual mínimo de 25% de ações em circulação no mercado.

A Companhia não registrará qualquer transferência de ações para o comprador do poder de controle, ou para aquele que vier a deter o poder de controle enquanto este não subscrever o termo de anuência dos controladores.

A Companhia não registrará acordo de acionistas que disponha sobre o exercício do poder de controle enquanto os seus signatários não subscreverem o termo de anuência dos controladores.

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

Exercício social **31/12/2010**

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação
31/03/2010	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	935.789.081	21,86	19,17	R$ por Unidade
30/06/2010	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	696.868.596	21,80	19,00	R$ por Unidade
30/09/2010	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	711.810.770	25,13	20,12	R$ por Unidade
31/12/2010	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.357.853.884	28,35	24,02	R$ por Unidade

Exercício social **31/12/2009**

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação
31/03/2009	Ações	Ordinária		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

18.10 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Principais características das debêntures

1 ª EMISSÃO

As debêntures relativas a 1ª emissão de debêntures da Companhia, 1ª e 2ª série, foram quitadas em 02.05.2010 e 02.05.2011, respectivamente. As características dessa emissão eram as seguintes:

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: 1ª Série em 02.05.2011(liquidada nesta data) e 2ª Série em 02.05.2010 (liquidada nesta data).

(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.

18.10 - Outras informações 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 autofalência 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;
- 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;

18.10 - Outras informações relevantes

- 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. A partir do trimestre findo em 31.12.2012 (conforme definido na Assembleia de Debenturistas em 10.05.2012), a relação Dívida Consolidada/Ebitda passará a ser de 3,5;
- Rebaixamento da classificação de risco da emissão a nível inferior a AA(bra) da Fitch Ratings ou brAA da Standard & Poor´s.

(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.

18.10 - Outras informações 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 (liquidada nesta data)
(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.

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 05.11.2015

18.10 - Outras informações relevantes

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;
- 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;

18.10 - Outras informações relevantes

- 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 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.

18.10 - Outras informações relevantes

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 Fiduciário;
- 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;
- 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.

Não existem outras informações relevantes sobre este item "18".

19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Em 31.12.2010, 2009 e 2008, a Companhia não tinha 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 do 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

De acordo com a política de negociação os seguintes interessados devem assinar o Termo de adesão à Política de Negociação da Companhia
- Administradores e empregados da Companhia que, em virtude do seu cargo ou função, tenham acesso a Informações Relevantes;
- Acionistas Controladores;
- acionistas ou grupo de acionistas que tenham uma participação direta ou indireta de no mínimo 5% (cinco por cento) do capital da Companhia;
- Administradores e empregados da Controladora e das Sociedades Controladas e Coligadas que, em virtude de seu cargo ou função, tenham acesso a Informações Relevantes;
- pessoas físicas ou jurídicas não mencionadas anteriormente que, entretanto, devido à sua função profissional, tenham acesso a informações relevantes.

Informações complementares encontram-se no item 20.2.

Períodos de vedação e descrição dos procedimentos de fiscalização	Conforme a política as pessoas que assinarem esse Termo devem abster-se de realizar quaisquer negociações com valores mobiliários da Companhia no período de 15 (quinze) dias que anteceder a divulgação das informações trimestrais (ITR) e anuais (DFP), bem como anteriormente à divulgação de Informação Relevante ao público investidor e sempre que estiver em curso processo de aquisição ou venda de ações de emissão da Companhia. Informações complementares encontram-se no item 20.2.