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 5

3. Informações financ. selecionadas

3.1 - Informações Financeiras 6

3.2 - Medições não contábeis 7

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras 8

3.4 - Política de destinação dos resultados 9

3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido 10

3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas 11

3.7 - Nível de endividamento 12

3.8 - Obrigações de acordo com a natureza e prazo de vencimento 13

3.9 - Outras informações relevantes 14

4. Fatores de risco

4.1 - Descrição dos fatores de risco 16

4.2 - Comentários sobre expectativas de alterações na exposição aos fatores de risco 34

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes 37

4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores 62

4.5 - Processos sigilosos relevantes 63

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto 64

4.7 - Outras contingências relevantes 69

4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados 70

5. Risco de mercado

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado 71

Índice

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado 75
5.3 - Alterações significativas nos principais riscos de mercado 84
5.4 - Outras informações relevantes 85

6. Histórico do emissor

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM 87
6.3 - Breve histórico 88
6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas 91
6.6 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial 97
6.7 - Outras informações relevantes 98

7. Atividades do emissor

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas 99
7.2 - Informações sobre segmentos operacionais 108
7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais 109
7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total 134
7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades 135
7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior 179
7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades 180
7.8 - Relações de longo prazo relevantes 181
7.9 - Outras informações relevantes 182

8. Grupo econômico

8.1 - Descrição do Grupo Econômico 183
8.2 - Organograma do Grupo Econômico 187
8.3 - Operações de reestruturação 188
8.4 - Outras informações relevantes 189

9. Ativos relevantes

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros 190
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados 191

Índice

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia 192

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades 196

9.2 - Outras informações relevantes 199

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais 203

10.2 - Resultado operacional e financeiro 249

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras 255

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor 258

10.5 - Políticas contábeis críticas 260

10.6 - Controles internos relativos à elaboração das demonstrações financeiras - Grau de eficiência e deficiência e recomendações presentes no relatório do auditor 262

10.7 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios 264

10.8 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras 265

10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras 266

10.10 - Plano de negócios 267

10.11 - Outros fatores com influência relevante 271

11. Projeções

11.1 - Projeções divulgadas e premissas 272

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas 283

12. Assembleia e administração

12.1 - Descrição da estrutura administrativa 284

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais 293

12.3 - Datas e jornais de publicação das informações exigidas pela Lei nº6.404/76 295

12.4 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração 296

12.5 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem 297

12.6 / 8 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal 298

12.7 - Composição dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, financeiro e de remuneração 306

12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores 308

Índice

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros 309

12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores 370

12.12 - Outras informações relevantes 371

13. Remuneração dos administradores

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária 377

13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal 383

13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal 387

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária 389

13.5 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão 390

13.6 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária 391

13.7 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária 392

13.8 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária 393

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 394

13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários 395

13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal 396

13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria 397

13.13 - Percentual na remuneração total detido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores 398

13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam 399

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 400

13.16 - Outras informações relevantes 401

14. Recursos humanos

14.1 - Descrição dos recursos humanos 402

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos 405

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados 406

Índice

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos 408

15. Controle

15.1 / 15.2 - Posição acionária 409

15.3 - Distribuição de capital 418

15.4 - Organograma dos acionistas 419

15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte 420

15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor 421

15.7 - Outras informações relevantes 422

16. Transações partes relacionadas

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas 423

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas 425

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 434

17. Capital social

17.1 - Informações sobre o capital social 437

17.2 - Aumentos do capital social 438

17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações 439

17.4 - Informações sobre reduções do capital social 440

17.5 - Outras informações relevantes 441

18. Valores mobiliários

18.1 - Direitos das ações 442

18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública 443

18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto 448

18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados 449

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos 450

18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação 452

Índice

18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros 453

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 454

18.9 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros 455

18.10 - Outras informações relevantes 456

19. Planos de recompra/tesouraria

19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor 457

19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria 458

19.3 - Informações sobre valores mobiliários mantidos em tesouraria na data de encerramento do último exercício social 459

19.4 - Outras informações relevantes 460

20. Política de negociação

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários 461

20.2 - Outras informações relevantes 462

21. Política de divulgação

21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações 464

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 465

21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações 469

21.4 - Outras informações relevantes 470

22. Negócios extraordinários

22.1 - Aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor 471

22.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor 472

22.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais 473

22.4 - Outras informações relevantes 474

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis

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

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

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	
Cargo do responsável	

Os diretores acima qualificados, declaram que:

a. reviram o formulário de referência

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

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

2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores

Possui auditor?	SIM
Código CVM	385-9
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes
CPF/CNPJ	49.928.567/0002-00
Período de prestação de serviço	10/05/2007 a 15/04/2012
Descrição do serviço contratado	a) Auditoria das Demonstrações Contábeis conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil, referentes aos exercícios sociais findos entre 31 de dezembro de 2007 e 2011; b) Revisão especial das Informações Trimestrais (ITR) relativas aos trimestres findos entre 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro de 2007 e 2011; c) Realização de procedimentos previamente acordados de auditoria sobre os Índices Financeiros (covenants) relativos ao contrato de financiamento e debêntures dos exercícios findos entre 31 de dezembro de 2007 a 2011; e d) Revisão das Declarações Integradas de Informações Econômico-Fiscais de Pessoa Jurídica (DIPJ) referentes aos exercícios findos entre 31 de dezembro de 2007 e 2011.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	Não aplicável.
Justificativa da substituição	Em razão da rotatividade de auditores, prevista no artigo 31 da Instrução CVM nº 308/99, foi aprovada em Reunião do Conselho de Administração a contratação da empresa KPMG Auditores Independentes (KPMG) para a prestação dos serviços de auditoria independente, pelo prazo de 3 (três) anos, a partir da revisão do primeiro trimestre - ITR de 2012.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	O auditor não apresentou qualquer discordância quanto à substituição.

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Paulo Roberto Marques Garrucho	07/05/2009 a 15/04/2012	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

Possui auditor?	SIM
Código CVM	418-9
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	KPMG Auditores Independentes
CPF/CNPJ	57.755.217/0024-15
Período de prestação de serviço	16/04/2012
Descrição do serviço contratado	a) Auditoria das Demonstrações Contábeis elaboradas de acordo com as práticas contábeis brasileiras e “International Financial Reporting Standards – IFRS”, referentes aos exercícios sociais findos entre 31 de dezembro de 2012 e 2014 e aos exercícios sociais a findarem em 31.12.2015 e 31.12.2016; b) Revisão das Informações Trimestrais (ITR) relativas aos trimestres findos em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro de 2012, 2013 e 2014, ao trimestre findo em 31 de março, aos trimestres a findarem em 30 de junho e 30 de setembro de 2015, e aos trimestres a findarem em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro de 2016; c) Asseguração limitada do cumprimento de compromissos contratuais (covenants) em contratos de financiamentos e de debêntures dos exercícios sociais findos entre 31 de dezembro de 2012 e 2014 e dos exercícios sociais a findarem em 31.12.2015 e 31.12.2016; d) Revisão das Declarações Integradas de Informações Econômico-Fiscais de Pessoa Jurídica (DIPJ), referente aos exercícios sociais findos entre 31 de dezembro de 2012 e 2014 e aos exercícios sociais a findarem em 31.12.2015 e 31.12.2016; e e) Assessoria em diligência contábil, fiscal e trabalhista ocorrida no exercício social findo em 31.12.2014.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	Os honorários dos auditores independentes contratados relativos ao ano de 2014 para a realização dos serviços de auditoria independente na Tractebel Energia e suas controladas são de R$ 387.425,51. Este montante é composto da seguinte forma: (a) auditoria das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2014 e revisão das informações trimestrais de 2014 – R$ 280.761,60; (b) asseguração limitada do cumprimento de compromissos contratuais de 31 de dezembro de 2014 – R$ 40.814,14; e (c) revisão das Declarações Anuais de Informações Econômico-Fiscais da Pessoa Jurídica (DIPJ) do exercício de 31 de dezembro de 2014 - R$ 65.849,77. Os preços contratados são reajustados anualmente pela variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), calculado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), a partir da data de assinatura do contrato. O honorário dos auditores independentes relativo à assessoria em diligência contábil, fiscal e trabalhista foi de R$ 219.395,87.
Justificativa da substituição	Não houve substituição deste auditor.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não houve substituição deste auditor.

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
CLAUDIO HENRIQUE DAMASCENO REIS	16/04/2012	002.867.907-50	Avenida Prof. Othon Gama D’eça, nº 677, salas 603, 604 e 605, Centro, Florianópolis, SC, Brasil, CEP 88015-240, Telefone (48) 32055300, Fax (48) 32055301, e-mail: chreis@kpmg.com.br

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 no exercício de 2014 contratou os auditores independentes da Companhia e de suas controladas, KPMG Auditores Independentes (KPMG), para prestação de serviços de diagnósticos dos procedimentos fiscais, trabalhistas, previdenciários e contábeis, a fim de identificar os riscos associados a um investimento proposto pela Companhia.

O honorário deste serviço foi de R$ 219.395,87, representando, portanto, 56,63% dos honorários totais referentes aos serviços de auditoria independente.

Além de seu próprio julgamento, a Companhia consultou o auditor independente KPMG, no sentido de assegurar-se de que a prestação deste outro serviço não afetasse a independência e objetividade necessária ao desempenho dos serviços de auditoria independente, bem como obteve devida aprovação de seu Conselho Fiscal e de seu Conselho de Administração.

Nos exercícios de 2013 e 2012, os auditores independentes da Companhia e de suas controladas, KPMG, não prestaram serviços não relacionados à auditoria independente.

3.1 - Informações Financeiras - Consolidado

(Reais)	Exercício social (31/12/2014)	Exercício social (31/12/2013)	Exercício social (31/12/2012)
Patrimônio Líquido	5.654.948.313,97	5.364.610.432,70	5.502.251.711,11
Ativo Total	13.620.545.345,03	12.637.625.401,19	12.310.681.018,46
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	6.472.495.632,02	5.568.657.593,57	4.912.498.684,53
Resultado Bruto	2.497.707.760,37	2.656.980.731,02	2.770.839.844,92
Resultado Líquido	1.383.104.946,16	1.436.747.028,98	1.490.879.894,56
Número de Ações, Ex-Tesouraria (Unidades)	652.742.192	652.742.192	652.742.192
Valor Patrimonial de Ação (Reais Unidade)	8,663372	8,218575	8,429441
Resultado Líquido por Ação	2,118915	2,201094	2,284026

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 lucro líquido e o EBITDA consolidado:

	Exercício social encerrado em		
Valores em R$ milhões	**31.12.2014**	**31.12.2013**	**31.12.2012(*)**
Lucro líquido do exercício	1.383	1.437	1.491
(+) Imposto de renda e contribuição social	574	565	595
(+) Despesas financeiras, líquidas	346	385	453
(+) Depreciação e amortização	592	583	561
EBITDA	**2.895**	**2.970**	**3.100**
(+) *Impairment*	-	73	-
EBITDA AJUSTADO	**2.895**	**3.043**	**3.100**

(*) Ajustado em decorrência de mudança de prática contábil.

O EBITDA apresentado pela Companhia segue a orientação estabelecida na Instrução CVM n.º 527/2012, que passou a reger a divulgação desse indicador não contábil. 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.

3.3 Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

- **Demonstrações financeiras consolidadas de 31.12.2014**

A aprovação das Demonstrações Contábeis da Companhia ocorreu no dia 30.03.2015 em reunião do Conselho de Administração da Companhia. Os eventos subsequentes às demonstrações contábeis consolidadas de 31.12.2014 foram os seguintes:

a) Dividendos adicionais propostos

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada no dia 30.03.2015, aprovou a proposta de dividendos adicionais propostos sobre o lucro ajustado do exercício findo em 31.12.2014, no montante de R$ 172 milhões, ou R$ 0,2636276932 por ação. Tal proposta foi ratificada pela Assembleia Geral Ordinária, a quem coube definir as condições de pagamento.

b) Início de pagamento do crédito de juros sobre o capital próprio do exercício de 2014

A Diretoria Executiva da Companhia anunciou em 02.03.2015 que o início do pagamento do crédito de juros sobre o capital próprio, relativo ao exercício social findo em 31.12.2014, ocorreu a partir de 17.03.2015. O montante bruto creditado foi de R$ 223 milhões, correspondentes a R$ 0,3416356453 por ação.

3.4 Política de destinação dos resultados

	Exercício Social Encerrado em		
	31.12.2014	**31.12.2013**	**31.12.2012**
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 líquido ajustado do exercício findo em 31.12.2014, foram retidos R$ 634.250.374,42.	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. Não houve retenção do lucro líquido ajustado do exercício findo em 31.12.2013.	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. Não houve retenção do lucro líquido ajustado do exercício findo em 31.12.2012.
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 há qualquer restrição	Não há qualquer restrição	Não há qualquer restrição

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 (dez) anos contados a partir do ano-calendário de 2006.

De acordo com a legislação, o valor do benefício não pode ser distribuído aos acionistas, motivo pelo qual é registrado em uma reserva de incentivo fiscal, no patrimônio líquido, que somente poderá ser utilizada para absorção de prejuízo ou aumento do capital social. O descumprimento dessa exigência implicará na perda do incentivo e na 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 31/12/2014	Exercício social 31/12/2013	Exercício social 31/12/2012
Lucro líquido ajustado	1.409.445.276,52	1.474.156.002,86	1.546.389.377,36
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado	55,000000	100,000000	100,000000
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido do emissor	24,475211	26,798119	27,108933
Dividendo distribuído total	775.194.902,09	1.474.156.002,86	1.546.389.377,36
Lucro líquido retido	634.250.374,43	0,00	0,00
Data da aprovação da retenção	30/04/2015	08/04/2014	17/04/2013

Lucro líquido retido	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo
Outros						
Ordinária	380.113.983,78	26/11/2014	767.568.075,38	23/09/2013	693.759.005,17	27/09/2012
Ordinária	172.080.918,31	29/05/2015				
Ordinária			461.787.927,48	24/09/2014		
Ordinária					576.430.372,19	27/03/2013
Juros Sobre Capital Próprio						
Ordinária	223.000.000,00	17/03/2015	244.800.000,00	28/02/2014	276.200.000,00	14/05/2013

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

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

3.7 - Nível de endividamento

Exercício Social	Montante total da dívida, de qualquer natureza	Tipo de índice	Índice de endividamento	Descrição e motivo da utilização de outro índice
31/12/2014	7.965.597.030,77	Índice de Endividamento	1,40861000	

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

Exercício social (31/12/2014)					
Tipo de dívida	**Inferior a um ano**	**Um a três anos**	**Três a cinco anos**	**Superior a cinco anos**	**Total**
Garantia Real	269.982.709,20	566.277.504,46	582.027.237,69	2.956.050.111,56	4.374.337.562,91
Quirografárias	1.684.098.422,32	1.166.664.274,61	163.217.463,29	577.279.307,64	3.591.259.467,86
Total	1.954.081.131,52	1.732.941.779,07	745.244.700,98	3.533.329.419,20	7.965.597.030,77

Observação

as informações financeiras apresentadas no quadro são consolidadas.

3.9 - Outras informações relevantes

3.9 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Em complemento ao quadro 3.5 – Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido, informamos que os valores referentes ao exercício social findo em 31.12.2012 são anteriores à aplicação retrospectiva do CPC 33 (R1).

Dividendos adicionais propostos

Em complemento à informação apresentada no item 3.3, em 30.03.2014, o Conselho de Administração aprovou a distribuição de dividendos adicionais, com base nas demonstrações contábeis levantadas em 31.12.2014, no valor de R$ 172 milhões (R$ 0,2636276932 por ação). Tal decisão foi ratificada em Assembleia Geral Ordinária ocorrida em 30.04.2015.

Por meio de aviso aos acionistas, publicado pela Companhia, foi informada a data de 29.05.2015 para início do pagamento dos referidos dividendos com base nas posições acionárias do dia 10.05.2015. As ações da Companhia serão negociadas ex-dividendos a partir de 11.05.2015.

Dividendos Intercalares

O Conselho de Administração, em reunião realizada em 24.07.2015, aprovou distribuição de dividendos intercalares, com base nas demonstrações financeiras levantadas em 30.06.2015, no valor de R$ 311 milhões, correspondentes a R$ 0,4768763081 por ação, equivalentes a 55% do lucro líquido ajustado do primeiro semestre de 2015. As ações da Companhia foram negociadas ex-dividendos intercalares a partir de 21.08.2015 sendo que o pagamento destes dividendos intercalares ocorreu em 25.09.2015.

Crédito de juros sobre o capital próprio

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 06.11.2015, aprovou o crédito de juros sobre o capital próprio relativo ao período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2015, no valor bruto de R$ 314 milhões, correspondente a R$ 0,4810475006 por ação.

O crédito dos juros sobre o capital próprio nos registros contábeis da Companhia ocorrerá na data de 31.12.2015, com base na posição acionária do dia 23.11.2015, e as ações da Companhia passarão a ser negociadas ex-juros sobre o capital próprio a partir de 24.11.2015.

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 Múltiplo S.A., em data a ser posteriormente definida pela Diretoria Executiva e comunicada através de Aviso aos Acionistas.

3.9 - Outras informações relevantes

Dividendos adicionais propostos

O Conselho de Administração aprovou a distribuição de dividendos adicionais, com base nas demonstrações contábeis levantadas em 31.12.2015, no valor de R$ 209 milhões (R$ 0,3209526559 por ação). Tal decisão foi ratificada em Assembleia Geral Ordinária ocorrida em 14.04.2016.

Por meio de aviso aos acionistas, publicado pela Companhia, foi informada a data de 25.05.2016 para início do pagamento dos referidos dividendos com base nas posições acionárias do dia 10.05.2016. As ações da Companhia serão negociadas ex-dividendos a partir de 11.05.2016.

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 riscos adicionais que a Companhia atualmente considera improváveis que ocorram 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 da Companhia, que a autorizam a gerar energia elétrica a partir dos aproveitamentos hidrelétricos de suas Usinas Hidrelétricas (UHE) e as autorizações 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,

4.1 - Descrição dos fatores de risco

ainda que a Companhia tenha cumprido com todas as suas obrigações nos termos dos Contratos de Concessão e solicitado a prorrogação tempestivamente.

Assim, não há garantia de que as concessões atualmente outorgadas à Companhia serão prorrogadas pelo Poder Concedente. Além disso, a prorrogação de uma concessão provavelmente terá como contrapartida o pagamento, pela Companhia, de valores a título de Uso de Bem Público (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. Esse 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.

A construção, expansão e operação das usinas de geração de energia elétrica 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;

4.1 - Descrição dos fatores de risco

- 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.

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 usinas hidrelétricas. 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 a esse mecanismo.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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

A capacidade da Companhia de cumprir 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 dos empreendimentos 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.

A ocorrência de danos ambientais envolvendo as atividades da Companhia pode sujeitá-la ao pagamento de custos de recuperação ambiental e indenizações.

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 os negócios e para o valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Remuneração das geradoras eólicas contratadas no Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa)

De acordo com as regras do Proinfa, a remuneração da venda de energia elétrica por usinas eólicas depende da geração verificada no ano anterior, exceto para o primeiro ano de operação comercial no qual a receita é baseada na energia contratada. Durante o período de financiamento, há garantia de recebimento para um montante de, no mínimo, 70% da energia contratada. Desta forma, as receitas das geradoras eólicas contratadas no Proinfa são dependentes da geração, que, por sua vez, depende da intensidade e regularidade dos ventos no site das geradoras.

A energia contratada representa a expectativa de geração com base no histórico de ventos no local. A não ocorrência das condições esperadas poderá resultar no comprometimento de sua geração, impossibilitando que, durante os 20 (vinte) anos de vigência do contrato, a geração média se aproxime do valor contratado.

Em 31.12.2014, as usinas eólicas Beberibe e Pedra do Sal, possuíam 7,82 MW médios e 5,66 MW médios, respectivamente, de energia contratada no Proinfa.

Remuneração de Pequena Central Hidrelétrica (PCH) contratadas no Proinfa e não participantes do 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 (vinte) anos de vigência do contrato, a geração média se aproxime do valor contratado.

Em 31.12.2014, as PCH José Gelazio e Rondonópolis, possuíam 9,24 MW médios e 10,10 MW médios, respectivamente, de energia contratada no Proinfa, sendo que tais usinas não participam do MRE.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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.

A Companhia mantém coberturas de seguros dentro das práticas de mercado, visando proteger os seus empreendimentos e negócios. A Companhia acredita que suas apólices, contratadas junto a renomadas seguradoras, refletem as condições usuais de mercado para os tipos de seguros contratados e abrangem coberturas em escopo e montantes considerados suficientemente adequados pela sua administração e por consultores de seguros.

Todavia, há determinados tipos de perdas e eventos que podem não estar cobertos pelas apólices de seguros contratadas, tais como guerra, terrorismo, caso fortuito ou de força maior, dentre outros. Caso ocorra qualquer dos eventos não cobertos nos termos dos contratos de seguro ou que excedam os limites de seguro contratados, a Companhia poderá incorrer em custos adicionais para a sua recomposição e reforma e, por 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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Risco de suprimento de carvão

As usinas termelétricas que usam carvão mineral produzido no Brasil utilizam a Conta de Desenvolvimento Energética (CDE) para subvencionar até 100% do custo do combustível até o ano de 2015. A partir de 2016 o volume de reembolso do custo de combustível ficará atrelado ao nível de eficiência energética de cada planta. A Companhia está buscando ajustar suas usinas às novas regras de reembolso para mitigar eventuais efeitos da redução do benefício.

De acordo com a legislação aplicável, uma quantidade mínima de compra de carvão deve ser contratada por essas usinas a fim de garantir o cumprimento da geração de referência, tal como definida anualmente pelo ONS, bem como assegurar a continuidade da atividade de produção de carvão mineral nacional.

A Companhia mantém monitoramento constante das suas disponibilidades de carvão e reavalia sistematicamente o melhor dimensionamento dos estoques, de acordo com as previsões de consumo para os semestres seguintes. Nesse sentido, tem buscado ampliar as fontes de fornecimento desse insumo energético, estimulando a participação de outros produtores além dos fornecedores atuais.

Periodicamente, a Companhia efetua, em conjunto com o ONS, a 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.

A Companhia dispõe de contratos de suprimento de carvão para as suas usinas termelétricas 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.

Os Planos de Benefício Definido (BD) patrocinados pela Companhia representam 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 (CD) na PREVIG, com adesão maciça de seus empregados. Ao final do ano de 2014 menos de 2% dos seus empregados ativos

4.1 - Descrição dos fatores de risco

continuam no Plano BD. No exercício social encerrado em 31.12.2014, o montante do passivo reconhecido relativo aos benefícios pós-emprego de responsabilidade da Companhia era de R$ 283 milhões e correspondiam ao passivo líquido avaliado pelos atuários. Do montante total do passivo atuarial, R$ 90 milhões correspondem a dívidas contratadas. Caso a Companhia tenha que vir a contabilizar perdas atuariais em decorrência de eventual mudança de premissas atuariais, 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 Companhia 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 dos processos podem ser superiores aos valores provisionados. 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.

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 poderão 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 ao 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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

conflitantes com os interesses dos investidores e causar um efeito material adverso para a Companhia.

c. Riscos relacionados aos 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.

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 Propósitos Específicos (SPE) cria riscos adicionais, incluindo possíveis problemas no relacionamento financeiro e comercial com seus parceiros.

A Companhia investe em sociedades de propósitos específicos em conjunto com outras empresas. 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 SPE não cumpra suas obrigações ou fique financeiramente impossibilitado de arcar com sua parcela dos aportes de capital necessários, a

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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.

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 podem 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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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

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

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

A baixa média pluviométrica nos anos imediatamente anteriores a 2001, aliada à falta de expansão da capacidade instalada do Sistema Interligado Nacional, 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 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.

Para o exercício de 2015, uma eventual decretação de racionamento teria impacto favorável nos resultados da Companhia, em função da redução do ônus com a aquisição de energia a preço spot para cobertura dos efeitos do GSF – Generation Scaling Factor.

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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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.

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.

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 (sete) votos a 4 (quatro), 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 foi alterada, sendo que a nova Garantia Física foi observada a partir de 2008. Desde 01.01.2008, as UTE da Companhia contam com 852,8 MW médios, seguindo a aplicação da nova metodologia proposta pela Portaria acima referida. A mesma Portaria definiu os valores de Garantia Física dos empreendimentos de geração hidrelétrica, com vigência até 31.12.2014, prevendo ajuste dos mesmos em janeiro de 2015.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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.

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) estabeleceu, através da Resolução 003/2013, a repartição entre os consumidores e geradores dos custos de despacho térmico fora da ordem de mérito. A mesma Resolução definiu também a incorporação dos mecanismos de aversão ao risco hidrológico no cálculo do PLD.

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.

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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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.

Em 11.09.2012 foi publicada a medida provisória (MP) nº 579, posteriormente convertida na Lei 12.783/2013, que aborda aspectos relativos às concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, e à redução de encargos setoriais visando a modicidade tarifária. Essa lei estabeleceu novas condições para a renovação de concessões outorgadas antes da Lei nº 8.987/95 – Lei das Concessões – e não licitadas, cujos vencimentos estavam previstos para os anos de 2015 a 2017.

As concessões da Companhia não sofreram nenhum impacto direto advindo da nova legislação, no tocante à renovação das concessões, dado que a aquisição dessas concessões se deu por meio de processos licitatórios realizados após a publicação da Lei nº 8.987/95. No entanto, indiretamente, poderá ser afetada pelo impacto destas ações governamentais nos seus negócios.

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.

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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

projetos futuros. O referido risco diz respeito apenas à possibilidade, ou não, da expansão e diversificação futura dos negócios da Companhia.

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.

Para o ano 2014, a Companhia vendeu 505 MW médios de energia nos leilões de energia existente do Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Para 2015, as vendas totalizam 495 MW médios e para 2016, 353 MW médios. A energia descontratada poderá ser destinada para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) ou para o Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

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 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, em 31.12.2014, no curto e médio prazo, que estão sujeitos às variações dos preços no mercado:

Ano	MW médio	%
2015	-	2%
2016	87	2%
2017	327	12%

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).

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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.

A título de sensibilidade, foram estimadas as implicações da adoção de novos impostos ou contribuições da ordem de 1% da Receita Líquida de Vendas da Companhia para cobrir compensações ambientais. Tomando-se por base a receita de 2014 poderia haver um aumento nos custos anuais da ordem de R$ 66 milhões.

A Companhia tem provisionado o valor de R$ 7 milhões, relativo a 6 (seis) ações civis públicas ambientais, classificadas como riscos prováveis. Os objetos dessas ações estão divididos da seguinte forma: (i) três ações cujo objeto versa sobre a implantação de reflorestamento e constituição de Área de Preservação Permanente (APP), de 100 metros, no entorno do reservatório da UHE Salto Santiago; (ii) uma ação relativa aos supostos danos causados pelo enchimento do reservatório da UHE Cana Brava; (iii) uma ação decorrente do despejo de cinzas da UTE Charqueadas; e (iv) uma ação versando sobre a queda da comporta e deplecionamento do reservatório da UHE Salto Osório.

Em duas das três ações relativas à implantação de APP na UHE Salto Santiago foram proferidas sentenças, às quais condenam a Companhia a apresentar projeto de reflorestamento e implantar APP de 100 metros no entorno do reservatório. A Companhia recorreu dessas decisões. As demais ações prosseguem seus trâmites normais na Justiça.

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

O Governo Federal pode realizar alterações no regime fiscal que poderão afetar os participantes do mercado de energia, a Companhia, as distribuidoras e os consumidores industriais. Essas alterações podem incluir mudanças nas alíquotas e,

4.1 - Descrição dos fatores de risco

ocasionalmente, a cobrança de tributos temporários, cuja arrecadação é associada a determinados propósitos governamentais específicos. Algumas dessas medidas, se tomadas, 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 de seu resultado. 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% sobre a Receita Líquida de Vendas da Companhia. Tomando-se por base a receita do ano de 2014 poderia haver um aumento nos tributos anuais da ordem de R$ 132 milhões, com impacto de R$ 87 milhões no resultado, líquido dos efeitos de imposto de renda e contribuição social.

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.

A comercialização de energia com consumidores livres representou 35% da receita líquida total de vendas da Companhia de 2014, 34% em 2013, 28% em 2012. Em termos de valores, essa receita líquida representou R$ 2.248 milhões, R$ 1.887 milhões e R$ 1.399 milhões na mesma ordem de anos apresentada acima.

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) não contabilização integral dos contratos de compra da Companhia devido à inadimplência da contraparte no aporte de garantias financeiras na CCEE; (iii) pressão de redução dos custos pelos clientes em relação às garantias dadas nos contratos de venda de 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 de curto prazo (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).

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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 Líquida de Vendas da Companhia, o impacto no ano seria de cerca de R$ 198 milhões no Caixa, tomando-se por base o ano de 2014.

i. Riscos relacionados aos países estrangeiros onde a Companhia atue

A Companhia não possui atividades em países estrangeiros.

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

A Companhia tem como prática a análise constante dos riscos aos quais está exposta e que possam afetar seus negócios, situação financeira e os resultados das suas operações de forma adversa. A Companhia está constantemente monitorando mudanças no cenário 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 riscos mencionados no item "4.1", exceto no que diz respeito aos conflitos de interesses entre o Acionista Controlador e os minoritários, descritos no item 4.1 "b", pelas razões a seguir:

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 é 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.

Não obstante o acima exposto, no que se refere ao item 4.1(a), vale notar que a Companhia está sujeita a: (i) risco relacionado a não renovação de autorizações e concessões vincendas em alguns anos, que poderá ser aumentado ou diminuído dependendo do tratamento a ser dado ao vencimento de concessões de outras empresas geradoras a vencer no futuro próximo; (ii) riscos relacionados a construção/expansão do parque gerador da Companhia, que pode ser aumentado em razão de indisponibilidades como: de financiamentos adequados, de sistemas de transmissão ou distribuição, de permissões e autorizações governamentais, de mão de obra qualificada e de equipamentos, entre outros; (iii) riscos relacionados à hidrologia, que pode ser aumentado na hipótese de condições hidrológicas desfavoráveis; (iv) riscos de não sermos bem sucedidos na execução da nossa estratégia de negócio, que pode ser aumentado na hipótese de uma mensuração falha; e (v) riscos de suprimentos de carvão em termos e condições favoráveis, que pode ser aumentado em razão de alguma alteração na legislação aplicável. Contudo, conforme informado no item 5.2"a" deste documento, a Companhia contrata seguros para mitigar os riscos relacionados acima, na eventualidade de um sinistro associado.

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

No que se refere ao item 4.1(b), além do exposto acima, em relação à estratégia da Companhia para mitigação do risco de conflitos de interesses entre o Acionista Controlador e os minoritários, vale notar, também, que este risco pode ser aumentado caso, eventualmente, nosso Acionista Controlador venha a adotar estratégias de negócios diversas daquelas históricas ou ora conhecidas.

Relativamente ao item 4.1(c), frisamos que o risco de aumento de capital que cause diluição dos atuais acionistas está intrinsecamente ligado à necessidade de capital adicional pela Companhia no futuro e às condições dos mercados de capitais, podendo ser aumentado de acordo com tais necessidades e condições, as quais a Companhia não pode por ora prever. Além disso, o risco de falta de liquidez das ações pode ser incrementado na hipótese de uma deterioração do mercado de capitais brasileiro.

No caso dos itens 4.1 (d), 4.1(e) e 4.1(f) que são riscos relacionados a parceiros, clientes e fornecedores da Companhia, os riscos podem ser aumentados em virtude da: (i) deterioração da situação econômica do país, do segmento ou especificamente do agente; (ii) de problemas na gestão destes parceiros, clientes ou fornecedores; ou (iii) por desconhecimento de aspectos, fatos ou intenções de parceiros, clientes ou fornecedores, que afetem os interesses da Companhia, durante o período de vigência dos contratos.

No que se refere ao item 4.1(g) o risco está relacionados às condições climáticas, que pode ser aumentado na hipótese de condições hidrológicas desfavoráveis, seja através de escassez de chuvas, enchentes ou outros desastres naturais, principalmente nas regiões onde a Companhia possua unidade geradora.

No tocante ao risco relacionado aos movimentos sociais contrários à expansão, 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$ 28 milhões por 100 MW médios de energia assegurada que não seria gerada em consequência dos atrasos.

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

Relativamente ao item 4.1(h), vale notar que a Companhia está sujeita a riscos: (i) ligados ao sistema regulatório ao qual esse segmento de negócio está submetido, e (ii) relacionados à imposição de leis e normas regulamentares novas afetando nossos negócios. Esses riscos fogem da nossa capacidade mitigatória, razão pela qual qualquer alteração substancial pode nos onerar ou desonerar de nossos níveis atuais.

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

A Companhia e suas controladas não são parte em processos trabalhistas que sejam individualmente relevantes para os seus negócios.

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	TRF 4ª Região
Data de instauração	05.07.2005
Partes no processo	**Autor**: Tractebel Energia **Réu**: Fazenda Nacional
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 373 milhões
Principais fatos	A Companhia, em julho de 2005, impetrou Mandado de Segurança contra as exigências previstas na Instrução Normativa da Secretaria da Receita Federal (SRF) nº 468/2004 (IN 468), para que as receitas decorrentes dos contratos assinados até 31.10.2003 fossem submetidas à tributação não cumulativa de PIS e Cofins a partir da primeira alteração de preço, descaracterizando assim, o conceito do "preço predeterminado", previsto no artigo 10 da Lei nº 10.833/2003. A IN 468 foi revogada em 04.07.2006 pela IN 658/2006 (IN 658), em face do advento do artigo 109 da Lei nº 11.196/2005, o qual estabeleceu que o preço predeterminado não fosse alterado caso o reajuste de preço ocorresse em função do custo de produção ou da variação do índice que refletisse a variação ponderada dos custos dos insumos utilizados. Contudo, apesar da ressalva incorporada à IN 658 decorrente da referida lei, as exigências questionadas para a Companhia foram mantidas. Em outubro de 2006, o Tribunal Regional Federal (TRF), assegurou à Companhia o direito de recolher as contribuições do PIS e da Cofins segundo o regime de tributação cumulativa, tal como previsto na Lei nº 10.833/2003, e sem as restrições ilegais e inconstitucionais da IN 468, propiciando à Companhia suspender os depósitos judiciais iniciados em junho de 2005. No entanto, a decisão do TRF não contemplou a IN 658, fazendo com que a Companhia apresentasse recurso especial ao STJ. A União Federal, por sua vez, interpôs recurso especial em face da decisão do TRF, o qual não foi admitido, motivo pelo qual, em abril de 2010, foi certificado formalmente o trânsito em julgado do acórdão proferido pelo TRF em relação à IN 468. Por esta razão, em julho de 2010, foi deferido o pedido de expedição de alvará para levantamento dos depósitos judiciais realizados no período de junho de 2005 a junho de 2006, ficando pendente de liberação o indébito dos valores recolhidos anteriormente a junho de 2005 e os depósitos realizados no período de julho de 2006 - mês de publicação da IN 658 - a outubro de 2006 – mês da decisão do TRF. As restrições para a repetição de indébito e para o resgate dos depósitos judiciais foram impostas pela Receita Federal do Brasil (RFB) sob o argumento de que o Mandado de Segurança em questão não havia transitado em julgado.

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>
Considerando que o Recurso Especial interposto pela Companhia não foi conhecido pelo STJ, em virtude da ausência de interesse recursal, haja vista que o TRF acolheu integralmente o pedido da Companhia de permanecer na sistemática da cumulatividade, tal processo, teve o seu trânsito em julgado no mês de junho de 2012, não havendo mais quaisquer discussões envolvendo as referidas Instruções Normativas (468 e 658).

Como não há mais discussão a respeito das referidas IN, após esta decisão, não há mais qualquer risco contingente relacionado a esta ação.

Em relação ao montante depositado em juízo, referente aos depósitos judiciais efetivados de julho a outubro de 2006, foi publicado, em 12.07.2012, o deferimento do pedido de levantamento efetuado pela Companhia autorizando a expedição de alvará para liberação de tais depósitos, em razão do STJ ter concluído que a concessão da ordem pelo TRF, abranger também o período regido pela IN 658.

Porém, em 10.08.2012 a União Federal pleiteou a suspensão da ordem de expedição do alvará para levantamento dos referidos depósitos judiciais, para possibilitar o exame da situação dos contratos vinculados à decisão judicial. Intimada a se manifestar a Companhia requereu o indeferimento do pedido da União Federal, tendo sido mantida a ordem de expedição do alvará.

Contra a decisão que manteve esta ordem, a União Federal interpôs um recurso jurídico denominado “Agravo de Instrumento”, por meio do qual obteve decisão impedindo a empresa de levantar os depósitos remanescentes até que seja realizada a situação dos aludidos contratos, em consonância com a decisão judicial transitada em julgado e com o disposto no art. 109 da Lei nº. 11.196/2005 e art. 3º, § 3º, da IN SRF nº. 658/06. O montante do depósito atualizado em 31.12.2014 é de R$ 50 milhões.

Em face dessa decisão que obstou o levantamento dos depósitos remanescentes, a empresa interpôs Recurso Especial, o qual, entretanto, foi inadmitido. Contra essa decisão que inadmitiu o Recurso Especial da empresa foi interposto Agravo Regimental, o qual encontra-se pendente de publicação de decisão.

A Companhia também protocolou, em 11.09.2012, o pedido de habilitação do crédito reconhecido por decisão judicial transitado em julgado relativo ao indébito dos valores recolhidos anteriormente a junho de 2005, cujo pedido foi deferido em 27.12.2012. O montante atualizado, em 31.12.2012, de R$ 69 milhões foi compensado no início de 2013.

Os valores envolvidos (base 31.12.2014), desde o advento da IN 468, são os seguintes, em R$ milhões:
<table>
<tr><td>Recolhimento novembro de 2004 a maio de 2005</td><td>69</td><td>Compensado</td></tr>
<tr><td>Depósitos junho de 2005 a junho de 2006 (IN 468)</td><td>109</td><td>Levantado</td></tr>
<tr><td>Depósitos julho de 2006 a outubro de 206 (IN 658)</td><td>50</td><td>Pendente</td></tr>
</table>
</td></tr>
<tr><td>Chance de perda</td><td>Inexistente. Processo transitou em Julgado em favor da Companhia em 2012</td></tr>
<tr><td>Análise do impacto em caso de perda</td><td>Não aplicável. Conforme mencionado, há R$ 50 milhões depositados judicialmente, sob a égide da IN 658/2006, que a Companhia aguarda a autorização para o seu levantamento.</td></tr>
<tr><td>Valor provisionado (se for o caso)</td><td>Não aplicável.</td></tr>
</table>

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	2º Grau TRF 4ª Região - 1ª Turma
Data de instauração	14.10.2010
Partes no processo	**Réu:** Tractebel Energia **Autor:** Receita Federal do Brasil (RFB)
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 15 milhões
Principais fatos	A Companhia recebeu Notificação Fiscal de Lançamento de Débito (NFLD) sob o nº 35.330.263-5 pelo não recolhimento de contribuição adicional ao Seguro de Acidente do Trabalho (SAT) nas competências de abril de 1999 a março de 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 referida notificação para as mencionadas competências, e que somente pode ser cobrado o adicional de contribuição caso o empregado tivesse direito à aposentadoria especial, o que não é o caso no período em referência. Em 08.08.2008, O Conselho de Recursos da Previdência Social (CRPS) julgou improcedente o recurso da Companhia. Após esse julgamento, a Companhia interpôs Recurso Especial à Câmara Superior de Recursos Fiscais. Em julho de 2009, a RFB emitiu Oficio informando que parte do valor da notificação estava prescrito. O CRPS julgou improcedente o Recurso Especial da Companhia, que diante dessa situação interpôs, em outubro de 2010, medida judicial visando à discussão de mérito, realizando, na mesma data, o depósito em juízo no valor de R$ 12 milhões. Em 20.07.2011, sobreveio sentença indeferindo o pedido da Companhia, a qual apelou ao TRF da 4ª Região. Em novembro de 2014 a Companhia formalizou a desistência da Ação e renunciou a qualquer alegação de direito para adesão a "Reabertura do Refis da Copa", perante o Desembargador Federal relator da Apelação Civil sob nº 500.9212-90.2010.404.7200, junto ao TRF da 4ª Região. Em dezembro, após aderir a "Reabertura do Refis da Copa", a Companhia efetuou o pagamento à vista do montante de R$ 10 milhões compensado com os valores dos depósitos judicias vinculados a presente Ação, conforme previsto na Lei nº 11.941/2009, conjugada com a Lei nº 13.043/2014, que prevê a redução integral da multa de mora e encargos, e redução de 45% dos juros, acarretando um ganho de R$ 9 milhões, uma vez que o valor total do debito era de R$19 milhões. Como o valor do depósito suspensivo da exigibilidade do crédito tributário na presente ação é superior ao valor do debito após a consolidação de que trata a lei, a Companhia solicitou o levantamento parcial dos depósitos existentes na ação, o que foi deferido pelo Juízo de Primeira Instância. A Fazenda Nacional recorreu desta decisão e os autos foram remetidos ao Tribunal Regional Federal da Quarta Região, que em 9.9.2015, confirmou o julgamento em favor da Companhia, que aguarda o cumprimento da sentença por parte da Fazenda Nacional.
Chance de perda	Não aplicável
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia terá um desembolso de R$ 14 milhões, valor integralmente depositado judicialmente, não havendo impacto resultado, visto que o valor já foi reconhecido na despesa.
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$ 55 milhões
Principais fatos	A Companhia e sua controlada TBLC 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 estariam sendo emitidas no mês seguinte ao do fato gerador, o que, pelo entendimento do fisco, postergaria em um mês o recolhimento do imposto devido ao Estado. A medição da energia utilizada pelo cliente é realizada pela distribuidora à qual está conectado. Posteriormente, a distribuidora remete as informações para a CCEE, entidade responsável pelos ajustes dessa 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 da disponibilização do consumo medido pela distribuidora é possível faturar a energia consumida pelo cliente. Assim, o procedimento adotado pela Companhia e pela TBLC estaria de acordo com o procedimento usual do Setor Elétrico Nacional, não merecendo prosperar o entendimento do fisco do Estado de São Paulo. Em relação aos processos administrativos, a TBLC não logrou êxito no julgamento de 1ª instância, e, após o recurso ao Tribunal de Impostos e Taxas, houve a redução do montante e da multa em um processo e manutenção dos valores originalmente atribuídos ao outro. Após essa decisão, a TBLC ingressou com pedido de retificação e admissibilidade do Recurso Especial nos dois processos. Para ambos foi negado provimento, bem como indeferido os Recursos. A TBLC então ingressou com Ação judicial (Processos n°s 1013712-90.2014.8.26.0053 e 1526288-78.2014.8.26.0014, a seguir descritos), garantindo o juízo por meio de fiança bancária, sendo concedidas liminares. Em decisão de mérito em primeira instância, houve a redução da multa aplicada de 150% para 80%, tendo sido protocolizado recurso de apelação. Existem, também, dois processos administrativos contra a TBLE, sendo que em ambos houve a redução do valor da multa. A Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo ingressou com recurso contra essa redução. Diante desta situação, a Companhia interpôs pedido de retificação do julgado e recurso especial com o objetivo de obter decisão integral favorável ao cancelamento das inscrições descritas nos autos aos quais, em 04/09/2014, foram negados provimentos, encerrando a atuação na esfera administrativa. As parciais procedências das defesas administrativas acarretaram a redução das autuações no importe de R$ 11 milhões. O processo administrativo retornou ao órgão de origem, tendo a TBLE sido intimada para pagamento sob pena de inscrição na Divida Ativa, tendo sido protocolizada Ação Anulatória em dezembro/2014. Os referidos autos de infração contestados pela Companhia foram unificados em um único processo judicial (Processo n° 1050606-65.2014.8.26.0053, a seguir descrito) e totaliza R$ 10 milhões.
Chance de perda	Não aplicável.
Análise do impacto em caso de perda	Não aplicável, em virtude do encerramento dos processos na esfera administrativa.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

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

Processo n° 1050606-65.2014.8.26.0053	
Juízo	2ª Vara da Fazenda Pública da Comarca de São Paulo
Instância	1º Grau – TJSP – Foro Central
Data de instauração	03/12/2014
Partes no processo	**Autor:** Tractebel Energia S.A. (TBLE) **Réu:** Fazenda do Estado de São Paulo (FESP)
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 10 milhões (valor original da causa), quantia essa contratada junto à J. Malucelli Seguradora S.A., por meio dos Seguros Garantia nºs 01-0775-0199657 (R$ 5 milhões) e 01-0775-0199658 (R$ 5 milhões).
Principais fatos	Trata-se de 'Ação Anulatória de Débito Fiscal', com pedido de concessão de medida liminar, para que o nome da TBLE não seja incluído no Cadastro Informativo dos Créditos não Quitados do Setor Público Federal (CADIN) e, por conseguinte, para que seja autorizada a expedição de Certidão Positiva de Débitos com Efeitos de Negativa (CPD-EN), em razão da garantia apresentada. Requereu-se, ainda, o cancelamento integral dos débitos relativos aos Autos de Infração e Imposição de Multa (AIIM's) nºs 3.137.813-4 e 3.142.450-8. Recebidos e analisados os autos, deferiu-se a liminar para suspender a exigibilidade em relação aos débitos decorrentes dos AIIM's nºs 3.137.813-4 (CDA nº 1.173.300.868) e 3.142.450-8 (CDA nº 1.171.627.590). Inconformada, a FESP interpôs o recurso de 'Agravo de Instrumento' – devidamente contra-arrazoado – para suspender os efeitos da decisão de primeira instância. Quando do julgamento, os membros da 9ª Câmara de Direito Público do TJSP deram provimento ao recurso da FESP para revogar a liminar antes deferida. Aguarda-se, agora, a prolação da sentença (decisão definitiva) nos autos da ação anulatória.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia incorrerá em despesa de R$ 10 milhões e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor quando do desembolso
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

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

Processo n° 1013712-90.2014.8.26.0053	
Juízo	12ª Vara da Fazenda Pública da Comarca de São Paulo
Instância	2º Grau – TJSP - 12ª Câmara de Direito Público
Data de instauração	07/04/2014
Partes no processo	**Autor:** Tractebel Energia Comercializadora Ltda (TBLC) **Réu:** Fazenda do Estado de São Paulo (FESP)
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 13 milhões (Valor original da causa) e R$ 17 milhões, respeitante ao valor da Carta Fiança nº 100414030028600, contratada junto ao Itaú Unibanco S.A.
Principais fatos	Trata-se de 'Ação Anulatória de Débito Fiscal', com pedido de concessão de medida liminar, para que o nome da Companhia não seja incluído no Cadastro Informativo dos Créditos não Quitados do Setor Público Federal (CADIN) e, por conseguinte, para que seja autorizada a expedição de Certidão Positiva de Débitos com Efeitos de Negativa (CPD-EN), em razão da garantia apresentada (Carta Fiança nº 100414030028600; Fiador: Itaú Unibanco S/A). Requereu-se, ainda, o cancelamento integral do débito relativo ao Auto de Infração e Imposição de Multa (AIIM) nº 3.143.382-0. Recebidos e analisados os autos, deferiu-se a liminar para suspender a exigibilidade em relação aos débitos decorrentes do AIIM nº 3.143.382-0, bem como para impedir a inclusão do nome da TBLC no CADIN. Após regular tramitação do processo, sobreveio a sentença onde o magistrado confirmou a liminar dantes deferida e, por conseguinte, julgou parcialmente procedente a ação para o fim de reduzir o percentual da multa imposta no AIIM nº 3.143.382-0 de 150% para 80%. Inconformadas parcialmente com o teor da sentença monocrática prolatada, as partes (TBLC e FESP) apresentaram 'Recurso de Apelação'. Quando do julgamento dos recursos, o Tribunal (TJSP) deu provimento ao nosso 'Apelo' e negou provimento ao recurso da Fazenda do Estado de São Paulo, para julgar totalmente procedente a ação.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia incorrerá em despesa de R$ 13 milhões o e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso,
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

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

Processo n° 1526288-78.2014.8.26.0014	
Juízo	Vara das Execuções Fiscais Estaduais da Comarca de São Paulo
Instância	1º Grau – Foro das Execuções Fiscais Estaduais
Data de instauração	28/01/2014
Partes no processo	**Autor:** Fazenda do Estado de São Paulo (FESP) **Réu:** Tractebel Energia Comercializadora Ltda (TBLC)
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 25 milhões (Valor original da causa) e R$ 32 milhões, respeitante ao valor da Carta Fiança nº 180889313, contratada junto ao Banco Santander (Brasil) S.A.
Principais fatos	Trata-se de 'Execução Fiscal' movida pela FESP em desfavor da TBLC, por instrumento da qual aquela exige o pagamento de R$ 25.441.846,24 a título de ICMS [valor do principal e acessórios (multa e juros)], com base na CDA nº 1.096.354.138. O crédito tributário é objeto do Auto de Infração e Imposição de Multa (AIIM) n° 3.139.698-7. Determinada a citação da Companhia, peticionamos nos autos informando ao juízo que o débito foi garantido antecipadamente, quando da propositura da Medida Cautelar de Caução nº 0028454-74.2013.8.26.0053. Assim, tendo em vista a existência de garantia na ação executiva – fato esse que restou reconhecido pelo próprio juízo da Vara das Execuções Fiscais Estaduais –, opusemos os 'Embargos à Execução Fiscal' (Processo nº 1000192-49.2015.8.26.0014) visando o cancelamento da CDA nº 1.096.354.138, os quais aguardam decisão.
Chance de perda	Possível.
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia incorrerá em despesa de R$ 33 milhões e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

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

Processo nº 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$ 33 milhões
Principais fatos	Em junho de 2008, a Companhia obteve decisão favorável da Delegacia de Julgamento em Florianópolis, relativamente à parte do auto de infração emitido pela RFB, em virtude da utilização de base negativa de Contribuição Social sobre o Lucro (CSLL) no ano-calendário de 2003, originada de operação de incorporação. Nesse auto, o fisco também 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 Código Tributário Nacional (CTN). Os valores referentes à base negativa de CSLL são provenientes de incorporação de empresa, ocorrida em 29.04.1998 e 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 imposta 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. 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 de Florianópolis. No que respeita a quitação de tributos vencidos sem a incidência de multa e com a utilização de créditos tributários, antes de qualquer procedimento administrativo ou medida de fiscalização, 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 CARF, por parte da RFB, 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	Em caso de perda a Companhia incorrerá em despesa de R$ 33 milhões e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável

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

Processo n° 10645.41.2013.8.06.0049/0 e 10781-72.2012.8.06.0049/0	
Juízo	Poder judiciário do Ceará - Comarca de Beberibe
Instância	Vara Única
Data de instauração	19.11.2013
Partes no processo	**Réu:** Eólica Beberibe S.A. **Autor:** Município de Beberibe
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 3 milhões
Principais fatos	Em dezembro de 2011, a Secretaria da Fazenda do Município de Beberibe (CE) autuou a Eólica Beberibe em R$ 8 milhões, alegando suposta falta de recolhimento do ISSQN, fato gerador referente à implantação da Usina Eólica UEBB, em Beberibe-CE. Depois de esgotados todas as instâncias do processo administrativo tributário a municipalidade propôs em 05.02.2013 a Execução Fiscal contra a Companhia que opôs embargos a Execução, para questionar aspectos formais e materiais do Lançamento Tributário, bem como, a garantia do juízo via Fiança Bancaria. Os Embargos a Execução foram julgados procedentes, sendo declarado inexigível o crédito fiscal representado pelo Termo de Inscrição de Dívida Ativa n° 004/2012, referente ao Proc. Adm. 001/2011. Com isso, a Fiança Bancária poderá ser levantada. O município ainda poderá recorrer da decisão.
Chance de perda	Provável
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia incorrerá em despesa de R$ 2,5 milhões, seu disponível (ativo circulante) será reduzido em R$ 3 milhões, quando do seu desembolso, e o passivo reduzira em R$ 0,5 milhão.
Valor provisionado (se for o caso)	R$ 0,5 milhão

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

Processo n° 000.363-30-2014-827.2730	
Juízo	Poder judiciário do Tocantins
Instância	Comarca de Palmeirópolis - Vara Única
Data de instauração	03.02.2014
Partes no processo	**Réu: Prefeitura Municipal de São Salvador do Tocantins** **Autor:** Tractebel Energia S/A
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 7 milhões
Principais fatos	Após alguns anos da conclusão da obra, da Usina Hidrelétrica de São Salvador a Companhia foi Autuada pela Prefeitura Municipal de São Salvador do Tocantins, através do lançamento tributário do Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza - ISQN, mediante a edição de 10 (dez) Autos de Infração lavrados pela fiscalização de tributos do município através dos números 01/2013 a 10/2013, que totalizavam R$ 7 milhões. Depois de esgotados todas as instâncias do processo administrativo tributário, muito embora tenha impugnado e recorrido dos mesmos, as sentenças de primeira e segunda instância administrativa, foram desfavoráveis à Companhia. Em razão disto a Companhia. propôs Ação Declaratória de Inexistência de Relação Jurídico-Tributária com o propósito de declarar a inexistência da relação jurídico-tributária manifestada na incidência do Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza na forma em que estabelecida nos diversos Autos de Infração, com a consequente declaração de nulidade e extinção das obrigações tributárias e dos créditos tributários vencidos e vincendos decorrentes da mesma relação jurídica. Foi marcada audiência visando eventual possibilidade de acordo.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia incorrerá em despesa de R$ 7 milhões e seu disponível será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
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 (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 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 dezembro de 2008 o STJ negou seguimento ao recurso especial interposto pelo MPF, sendo mantida a decisão do TRF da 4ª Região. Os autos foram remetidos ao STF para julgamento do recurso extraordinário interposto pelo MPF. Em maio de 2015 o SFT negou seguimento ao recurso extraordinário do MPF, mantendo a decisão do TRF – 4ª Região. Não houve recurso por parte do MPF. A ação foi concluída com êxito para a Companhia e já houve o trânsito em julgado da decisão.
Chance de perda	Remota
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.

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

Processo n.° 023010570317	
Juízo	4ª Vara Cível da Comarca de Florianópolis (SC)
Instância	Segunda
Data de instauração	12.11.2001
Tipo de ação	Ordinária
Partes no processo	**Autor:** Companhia de Interconexão Energética (Cien) **Réus:** 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$ 29 milhões.
Principais fatos	Trata-se de ação ordinária de indenização ajuizada pela Cien requerendo o direito ao recebimento de diferença relativa à aplicação de reajuste cambial previsto no contrato de venda de energia, bem como a rescisão do mesmo por suposto descumprimento de cláusula contratual. A Tractebel Energia apresentou contestação em março de 2002, sendo que em setembro de 2006 foi decidido que a Aneel deveria ingressar no processo como ré, o que deslocaria a competência da Justiça Comum para a Justiça Federal. Após longa tramitação foi fixada a competência da Justiça Comum para julgar o processo. Em 19.11.2012 foi proferida sentença julgando improcedente o pedido da Cien. A Cien se opôs a essa sentença, via Embargos de Declaração, que não foram acolhidos, e interpôs Recurso de Apelação para o Tribunal de Justiça de Santa Catarina (TJSC), já contrarrazoado pela Companhia, aguardando o julgamento.
Chance de perda	Provável
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda o ativo (desembolso) e o passivo da Companhia seriam reduzidos em R$ 29 milhões, não havendo impacto no patrimônio líquido. A rescisão contratual 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$ 29 milhões

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	Superior Tribunal de Justiça (STJ)
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 (UTE Willian Arjona). Informações adicionais sobre o contrato estão descritas no item 7.3.e.i deste formulário.
Principais fatos	Em novembro de 2000, a Companhia e a MSGÁS celebraram contrato destinado a regular o fornecimento de gás natural à UTE Willian Arjona. O suprimento deste insumo pela MSGÁS 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 UTE Willian Arjona, a Companhia, em maio de 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 UTE Willian Arjona. Em junho de 2006, a Companhia ajuizou ação ordinária em face da MSGÁS e da Petrobras visando à renovação do referido contrato. Em agosto de 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. Em novembro de 2009, a Companhia obteve uma decisão transitória favorável, determinando à MSGÁS e à Petrobras a continuidade do fornecimento do gás para a UTE William Arjona. Nessa decisão foi considerado o seguinte: (i) o período em que houve a interrupção do fornecimento de gás à UTE William Arjona em decorrência do presente litígio deveria 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

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

Processo n.° 001061166589 - continuação	
Principais fatos - continuação	Termeletricidade (PPT). O fornecimento permaneceu vigente até meados do ano de 2012 quando a Petrobras obteve um efeito suspensivo que lhe permitiu novamente suspender o fornecimento do gás. No final de 2012, sobreveio decisão do STJ dando pela intempestividade do recurso apresentado pela Petrobras no processo existente entre as partes, o que leva à perda dos efeitos da decisão suspensiva e à perda de objeto, já requeridos pela Companhia, o qual ainda pende de decisão do próprio STJ. No mês de janeiro de 2013, a Companhia ingressou com um pedido junto ao Presidente do STJ requerendo a perda da eficácia da decisão que garantiu a Petrobras suspender, no ano de 2012, o fornecimento de gás para a UTE William Arjona. Esse pedido foi aceito pelo STJ e terá vigência até que ocorra uma decisão por parte do próprio STJ sobre outro pedido da Companhia que trata da extinção de Medida Cautelar obtida pela Petrobras em determinado recurso especial. Com essa decisão o fornecimento de gás para essa Usina foi retomado, ainda que o processo sobre a defasagem do preço de gás - alegado pela Petrobras - continue vigente e no aguardo dos desfechos comentados no parágrafo anterior. Porém, a Ministra relatora do referido processo restabeleceu o direito da Petrobras de não fornecer gás, até o julgamento final do Agravo Regimental, do qual era a relatora. O Agravo Regimental foi improvido. A Petrobras interpôs Embargos de Declaração contra essa decisão, os quais foram rejeitados. Dessa decisão a Petrobras interpôs Embargos de Divergência perante o mesmo STJ. Também manejou Medida Cautelar Incidental nos Embargos, com pedido de liminar para não fornecer gás, pedido que foi rejeitado. A ação ordinária para renovação do contrato de fornecimento de gás natural para a UTE William Arjona transitou em julgado após a declaração de intempestividade do Recurso Especial para o STJ e do Recurso Extraordinário para o STF, os quais haviam sido interpostos pela Petrobras. Com o encerramento da ação, Petrobras e MSGás estão obrigadas a fornecer gás à Usina até o término do contrato, o que já ocorreu em 11 de setembro de 2014.
Chance de perda	Não aplicável.
Análise do impacto em caso de perda	Não aplicável, tendo em vista o encerramento da ação.
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 (UHE Cana Brava), especialmente no que se refere à área indígena. O valor envolvido é de R$ 4 milhões.
Principais fatos	O MPF propôs Ação Civil Pública alegando a suposta ocorrência dos seguintes problemas relacionados à UHE Cana Brava: (i) ausência de prévia supressão da vegetação na área inundada pelo reservatório; (ii) ocorrência de danos ambientais decorrentes da ausência de supressão de vegetação; (iii) não houve resgate da fauna na época do enchimento do reservatório; (iv) houve expansão de doenças epidemiológicas na região e nos Municípios direta ou indiretamente afetados pela UHE Cana Brava como raiva, malária, esquistossomose, dengue e leishmaniose; (v) foram causados danos à comunidade indígena Avá-Canoeiro, materiais e morais, decorrente do alagamento de parte da área indígena; e (vi) 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: (i) elaboração de estudos detalhados para quantificar a vegetação submersa na área do reservatório da UHE Cana Brava; (ii) 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); (iii) elaboração de um relatório detalhado acerca do resgate da fauna, a ser submetido à análise do Ibama; (iv) implantação de medidas que visem assegurar o controle da expansão de doenças epidemiológicas em toda região direta ou indiretamente afetada pelo empreendimento; (v) implementação de programa de mitigação e compensação socioambiental aos impactos causados à terra e à comunidade indígena Ava-canoeiro; (vi) transferência do processo de licenciamento ambiental para o Ibama; (vii) indenização dos danos ambientais decorrentes da não supressão de vegetação; (viii) indenização dos danos causados ao patrimônio socioambiental da comunidade indígena Avá-Canoeiro; e (ix) 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: (i) existência de litispendência e conexão com as Ações Populares n.º 2004.35.00.004291-3 e n.º 2006.35.00.016335-1, na 2ª Vara Federal de Goiás - ressalte-se que tais ações já foram extintas; (ii) ausência de legitimidade passiva da ré Tractebel Energia; (iii) falta de interesse de agir relacionada ao pedido de elaboração de relatório do resgate da fauna, uma vez que este já foi elaborado; (iv) falta de interesse de agir com relação à implementação de medidas e programas de saúde pública, uma vez que estes foram implementados; (v) 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); (vi) impossibilidade jurídica do pedido de indenização por danos morais coletivos; (vii) 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; (viii) 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; (ix) a ausência de 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; (x) foi realizado adequadamente o resgate da fauna; (xi) não houve expansão de doenças epidemiológicas na região - dados oficiais demonstram que as informações da petição inicial não estão corretas; (xii) 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 (xiii) 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; e que a Companhia apresente uma proposta de compensação para a comunidade indígena e 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. Em junho de 2014 o processo foi novamente suspenso por 60 (sessenta) dias, a pedido do Ministério Público Federal.
Chance de perda	Provável
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia terá uma redução do disponível (ativo circulante) e do passivo de R$ 4 milhões, não havendo impacto no patrimônio líquido. 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$ 4 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
Data de instauração	25.03.1995
Tipo de ação	Declaratória
Partes no processo	**Autor**: Carlos Fernando Hausen Beck e outros **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
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 INSS ou, alternativamente, que sejam declaradas ineficazes as opções feitas pelos autores que limitavam o salário de suas contribuições. O valor envolvido, em 30.09.2015 é de R$ 15 milhões.
Principais fatos	Refere-se à ação ajuizada contra a ELOS e a Eletrosul, por meio da qual alguns participantes da fundação, autores na ação, requerem a declaração de nulidade ou, alternativamente, que sejam declaradas ineficazes as opções (opção que exerceram de limitação da complementação de suas aposentadorias a três vezes o teto da Previdência Social) por eles exercidas no sentido de limitar as contribuições para a fundação aos seus salários de contribuição, que resultou na redução dos seus benefícios de aposentadoria. 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 TJSC em Acórdão que aguarda julgamento de embargos, é contrária aos interesses da ELOS, da Eletrosul e da Companhia. Em 2011, a Companhia firmou acordo com 53 dos 64 autores da ação sob sua responsabilidade, que estabeleceu: (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, importou em um pagamento de 2 milhões. O Valor correspondente à Reserva Matemática que a Companhia assumiu perante à ELOS foi de aproximadamente R$ 11 milhões. Em relação aos demais autores que não celebraram acordo a ação continua seu trâmite normal.
Chance de perda	Provável
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia terá uma redução do disponível (ativo circulante) e do passivo da Companhia de R$ 15 milhões, não havendo impacto no patrimônio líquido.
Valor provisionado (se for o caso)	R$ 15 milhões.

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

Processo n.° 2006.34.00.017169-6	
Juízo	16ª Vara Federal do Distrito Federal
Instância	Primeira
Data de instauração	02.06.2006
Tipo de ação	Ordinária
Partes no processo	**Autor**: 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$ 93 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. A partir de junho de 2006 a Companhia passou a recolher a TUST de forma reduzida e a provisionar a diferença entre o valor cobrado e o pago, os quais estão garantidos por fiança bancária da Companhia. No terceiro trimestre de 2013, foi proferida sentença de mérito julgando a ação parcialmente procedente. As rés apelaram da decisão para o Tribunal de Justiça.
Chance de perda	Remota
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia incorrerá em despesa de R$ 93 milhões e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

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 e 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 perícia já foi concluída e as partes aguardam o julgamento da ação.
Chance de perda	Remota
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia incorrerá em despesa de R$ 16 milhões e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso. 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)	Não aplicável.

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

Processo n.° 8189-65.2012.8.06.0175/0	
Juízo	Vara Única da Comarca de Trairi (CE)
Instância	Primeira
Data de instauração	02.02.2012
Tipo de ação	Civil Pública
Partes no processo	**Autor:** Ministério Público do Estado do Ceará (MP-CE) **Réus:** Central Eólica Trairí S.A.
Valores, bens ou direitos envolvidos	Implantação da Eólica Trairí.
Principais fatos	O MP questiona a regularidade ambiental da instalação da Central Eólica Trairí, almejando a anulação da Licença de Instalação expedida pelo órgão ambiental (SEMACE), com consequente vedação à implantação do empreendimento. O pedido é embasado no fato da eólica estar sendo construída em dunas, consideradas Áreas de Preservação Permanente (APP). A Central Eólica Trairí foi regularmente autorizada pela Aneel e a Companhia obteve tempestivamente todas as autorizações e licenças, inclusive ambientais, necessárias à sua implantação. Além disso, a legislação permite a instalação de empreendimentos de utilidade pública, sustentáveis e de baixo impacto ambiental em APP, o que é o caso das eólicas. O empreendimento atualmente segue sua implantação normal. A ação está em fase inicial, tendo sido contestada pela Companhia.
Chance de perda	Remota
Análise do impacto em caso de perda	Não há como prever neste momento as consequências financeiras de uma eventual e remota decisão desfavorável à Companhia no processo, de forma que a Companhia considera a possibilidade de perda da demanda remota.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável

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

Processo n.° 9809-37.2014.8.11.0003	
Juízo	3ª Vara Cível da Comarca de Rondonópolis/MT
Instância	Primeira
Data de instauração	16.10.2014
Tipo de ação	Civil Pública
Partes no processo	**Autor:** Ministério Público do Estado do Mato Grosso (MP-MT) **Réus:** Tractebel Energia S.A.; Tupan Energia Elétrica Ltda. e Hidropower Energia S.A.
Valores, bens ou direitos envolvidos	Licenciamento ambiental das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) Rondonópolis e José Gelázio da Rocha.
Principais fatos	O MP questiona a regularidade ambiental da instalação das PCHs Rondonópolis e José Gelázio da Rocha, almejando que seja reconhecido que as duas PCHs foram construídas em cascata e são, portanto, um único empreendimento gerador de potência instalada superior a 30 MWh, sendo necessária a elaboração de Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e a indenização do meio ambiente de forma integral. As Companhias apresentaram defesa, argumentando que as PCHs estão regularmente autorizadas pela Aneel e as Companhias obtiveram tempestivamente todas as autorizações e licenças, inclusive ambientais, necessárias à sua implantação. Sustentam que as PCHs se constituem em dois empreendimentos distintos. Além disso, a legislação determina a inexigibilidade de EIA para PCHs, tendo sido realizados pelas Companhias os devidos Diagnósticos Ambientais e compensados os impactos causados ao meio ambiente. O MP obteve liminar para paralisar a operação das PCHs, decisão que foi reformada pelo Tribunal de Justiça do Estado do Mato Grosso por falta do "periculum in mora", já que as PCHs estão regulares e em operação e sua paralisação causaria graves prejuízos para a coletividade. A ação segue seu trâmite normal.
Chance de perda	Possível para Tupan e Hidropower. Remota para TBLE.
Análise do impacto em caso de perda	Não há como prever neste momento as consequências financeiras de uma eventual decisão desfavorável às Companhias no processo.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável

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

Processo n° 0034944-23.2015.4.01.3400	
Juízo	20ª Vara da Justiça Federal de Brasília (DF)
Instância	Primeira
Data de instauração	18.06.2015
Tipo de ação	Ação de Obrigação de Fazer com Pedido Liminar de Antecipação dos Efeitos da Tutela
Partes no processo	**Autor:** Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE), sendo a TBLE uma das associadas beneficiadas **Réu:** Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)
Valores, bens ou direitos envolvidos	Contabilização, pela CCEE, dos montantes de energia elétrica alocados às usinas hidrelétricas das associadas da APINE.
Principais fatos	Em junho de 2015 a APINE propôs a ação em tela com o objetivo principal de prevenir e reparar danos que desde janeiro de 2014 os associados da Autora sofrem em consequência de atos estatais. A Autora pleiteia que a ANEEL determine à CCEE a contabilização, de janeiro de 2014 em diante – recontabilizando os meses eventualmente contabilizados em desacordo com o pedido-, dos montantes de energia elétrica alocados à usinas hidrelétricas das associadas da APINE, de maneira a assegurar que a energia alocada a cada uma dessas usinas no âmbito do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) alcance mensalmente, na proporção das respectivas garantias físicas: (i) montante equivalente ao que seriam os valores do *Generation Scaling Factor* (GSF) caso não houvesse a série de atos estatais, de ordem estrutural e conjuntural, que frustraram a geração do MRE; ou, subsidiariamente; (ii) montante equivalente a, no mínimo, 95% da garantia física dessas usinas hidrelétricas; ou, subsidiariamente; (iii) montante compatível com o que seria a geração total do MRE caso não houvesse (iii.a) geração térmica fora da ordem, (iii.b) geração de reserva, (iii.c) importação de energia, (iii.d) geração térmica excepcional e transitória determinada pela Portaria MME n.º 28/2015, (iii.e) geração excepcional e transitória do parque de usinas termelétricas localizadas em Manaus/AM e (iii.f) redução do consumo verificada em casa mês de 2015 e 2016 em relação ao mesmo mês de 2014. Em 1º de julho de 2015 foi proferida decisão deferindo o pedido de antecipação dos efeitos da tutela, para que a ANEEL se abstenha de proceder ao ajuste do MRE em relação às associadas da APINE, incluindo, portanto, a Companhia, caso haja geração total do MRE em montante inferior à garantia física desse mesmo conjunto, sob aplicação de multa diária. A ANEEL recorreu dessa decisão e a ação corre seu trâmite normal.
Chance de perda	Não aplicável
Análise do impacto em caso de perda	Não há como calcular neste momento as consequências de uma eventual decisão desfavorável à Companhia. A eventual perda não implicará despesa adicional para a Companhia. A ação é acompanhada pela APINE.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

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

Processo n° 0316675-28.2015.8.24.0023	
Juízo	5ª Vara Cível da Comarca de Florianópolis (SC)
Instância	Primeira
Data de instauração	02.07.2015
Tipo de ação	Ação Ordinária com Pedido de Antecipação dos Efeitos da Tutela
Partes no processo	**Autor:** Tractebel Energia S.A. **Réus:** Demais integrantes do Consórcio Machadinho – Companhia Brasileira de Alumínio S.A.; Alcoa Alumínio S.A.; Vale S.A.; Votorantim Cimentos S.A.; Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica; Intercement Brasil S.A.; DME Distribuição S.A.
Valores, bens ou direitos envolvidos	Entrega de energia pela TBLE às demais Consorciadas no âmbito do Consórcio Machadinho.
Principais fatos	Em julho de 2015 a TBLE propôs a ação em tela em face das demais Consorciadas do Consórcio Machadinho. No âmbito do Consórcio a TBLE, se obrigou a entregar às Rés uma determinada quantidade de energia, desde que a Usina se encontrasse em "regime normal de operação". Entretanto, em razão de fatos ocorridos após a celebração do Contrato de Consórcio, que vieram a surtir efeitos a partir de janeiro de 2014, a Usina deixou de operar em "regime normal de operação" e, não obstante, as Rés continuaram a exigir da Autora a entrega da totalidade da energia prevista no contato. A ação objetiva que a energia assegurada prevista no Contrato de Consórcio seja adequada e reduzida proporcionalmente sempre que a geração de energia do sistema não se encontrar em regime normal de operação (Custo Marginal de Operação menor do que o Custo Marginal de Expansão), de forma que o déficit de GSF a ser arcado pela Autora, com relação à energia assegurada objeto do Contrato de Consórcio, seja limitado a montante não superior a 5%, restabelecendo-se, assim, o equilíbrio contratual, condenando-se as Rés a ressarcir à Autora os valores decorrentes da energia assegurada entregue sem observância desta redução proporcional, desde janeiro de 2014. Em 06 de julho de 2015 a tutela antecipada (pedido liminar) foi deferida para que, caso o GSF seja inferior a 95%, a energia entregue às requeridas seja reduzida proporcionalmente, limitando-se o nível de exposição da autora em 5% com relação à energia assegurada objeto do Consórcio. A ação segue seu trâmite normal, aguardando-se os recursos contra a liminar e contestação das Rés.
Chance de perda	Remota
Análise do impacto em caso de perda	Não há como calcular neste momento as consequências de uma eventual decisão desfavorável à Companhia. A eventual perda não implicará em despesa adicional para a Companhia.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

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, 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 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

Tramitam em segredo de justiça 2 (dois) processos relacionados ao mesmo objeto, sendo que eventual perda implicará no pagamento de, aproximadamente, R$ 89 milhões, valor esse que foi provisionado pela Companhia.

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: 10983.911.778/2009-20; 10983.911.779/2009-74; 10983.911.780/2009-07; 10983.911.781/2009-43; 10983.911.782/2009-98; 10983.911.783/2009-32; 10983.911.784/2009-87; 10983.911.786/2009-76; 10983.911.787/2009-11; 10983.911.788/2009-65; 10983.911.791/2009-89; 10983.911.795/2009-67; 10983.911.798/2009-09; 10983.913.872/2009-13; 10983.914.937/2009-48; 10983.915.040/2009-31; 10983.911.770/2009-63; 10983.911.772/2009-52; 10983.912.503/2009-11; 10983.911.761/2009-72; 10983.912.502/2009-69; 10983.911.771/2009-16; 10983.911.769/2009-39; 10983.911.768/2009-94; 10983.911.766/2009-03; 10983.911.767/2009-40; 10983.911.765/2009-51; 10983.911.763/2009-61; 10983.911.764/2009-14; 10983.911.762/2009-17; 10983.907.303/2012-34; 10983.908.753/2012-44; 10983.907.302/2012-90; 10983.907.295/2012-96; 10983.907.301/2012-43; 10983.908.754/2012-98; 10983.907.297/2012-15; 10983.907.299/2012-12; 10983.908.751/2012-35; 10983.908.755/2012-33, 10983.908.750/2012-19, 10983.908.752/2012-08, 10983.908.756/2012-89 e 10983.908.757/2012-22	
Juízo	Delegacia da Receita Federal de Julgamento – Florianópolis (SC)
Instância	CARF
Data de instauração	31.03.2009
Partes no processo	**Réu:** Tractebel Energia **Autor:** União Federal – Fazenda Nacional
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 112 milhões
Principais fatos	Em 1998 foi publicada a Lei nº 9.718/98 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, em 01.09.2006, o que lhe permitiu compensar as contribuições calculadas sobre as receitas diversas das decorrentes de faturamento, relativamente ao período de apuração de fevereiro de 1999 a novembro de 2002, para o Pis, e de fevereiro de 1999 a janeiro de 2004, para a Cofins. O principal valor computado na base de cálculo do Pis e da Cofins, objeto de questionamento, referia-se à rubrica contábil denominada "Receita de Subvenção CCC", destinada ao registro do consumo de combustível fóssil adquirido com recursos da Conta de Consumo de Combustível (CCC)" (Subvenção CCC). Os combustíveis fósseis para geração de energia termoelétrica são adquiridos com recursos da CCC, sob a administração da Eletrobrás, não representando, portanto, ônus para as geradoras. A sistemática de contabilização prevista no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico definia que o consumo de tais combustíveis fosse reconhecido como custo de operação em contrapartida de receita de Subvenção CCC. Ao constatar que a forma de contabilização não era adequada, porquanto, o combustível não constituía ônus das geradoras, não sendo apropriado seu reconhecimento como custo e, concomitantemente, receita, a Aneel procedeu à alteração do Manual de Contabilidade para, a partir do exercício social de 2006, refletir a contrapartida em conta retificadora dos custos de operação e não mais como receita. Essa

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

	alteração está fortemente fundamentada em Notas Técnicas emitidas por aquela Agência. Em razão do reconhecimento, pela Aneel, de que o procedimento contábil até então adotado estava inadequado e, consequentemente, a base de cálculo do Pis e da Cofins continha valores que não possuíam natureza de receita, a Companhia compensou, também, os valores recolhidos a maior relativamente ao período de 2004 a 2005. Em 2009, a Receita Federal do Brasil (RFB) intimou a Companhia a recolher o valor de R$ 136 milhões referente ao período de fevereiro de 1999 a janeiro de 2004, já incluídos os juros e multas, alegando que a Subvenção CCC representa faturamento, sendo obrigatória a sua inclusão na base de cálculo do Pis e da Cofins no período mencionado e que, portanto, era indevida a compensação efetuada. A Companhia apresentou Manifestação de Inconformidade em 31.03.2009. Esta contingência vinha sendo avaliada como de risco remoto até o seu trânsito em julgado, conforme a seguir mencionado. Em 23.06.2014, a RFB, deu ciência do Acórdão, de 30.04.2014, da Delegacia da Receita Federal de Julgamento em Florianópolis (DRJ), cujo teor deu provimento a Manifestação de Inconformidade interposta pela Companhia, reconhecendo o direito creditório discutido nos autos, no qual as compensações foram homologadas em sua integralidade, resultando na total extinção dos débitos, com o arquivamento dos autos. Em virtude da decisão, os registros que vinham sendo apresentados como de risco remoto, cujo montante atualizado em 23.06.2014 é de R$ 160 milhões (R$ 158 em 31.12.2013), na controladora e no consolidado, deixaram de ser mencionados nas notas explicativas. Em relação ao período compreendido entre fevereiro de 2004 e dezembro de 2005, a RFB expediu 44 autos de infração, cujo montante, em 31.03.2015, é de R$ 112 milhões (R$ 111 em 31.12.2014), que corresponde a uma parte do valor compensado, sob a alegação de que, não obstante a alteração introduzida no Manual de Contabilidade pela Aneel, o consumo de combustível fóssil de responsabilidade da CCC tem natureza de receita. A companhia apresentou manifestação de inconformidade em relação a todos os processos. Dos 44 processos, 1 processo foi julgado favorável a Empresa por unanimidade de votos do colegiado, que anulou o Despacho Decisório, no valor de R$ 117 mil e 43 processos encontram-se no Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF), que já julgou 11 processos, no montante de R$ 7 milhões, pela manutenção do lançamento do fisco. Os processos pendentes de julgamento no CARF totalizam R$ 105 milhões. Considerando que o CARF consignou entendimento em desacordo com o princípio da verdade material, negando a análise de documentos acostados aos autos que comprovariam a regularidade das informações prestadas ao Fisco Federal e a inexistência de receita nos lançamentos contábeis, em dissonância com entendimento jurisprudencial pacífico firmado naquela corte, a Companhia ingressou com Recurso Especial na Câmara Superior de Recursos Fiscais (CSRF). Na avaliação da administração e dos consultores jurídicos da Companhia, os argumentos da Receita Federal do Brasil não procedem, porquanto o conceito atribuído à sistemática da Subvenção da CCC, para fins de contabilização de combustíveis fósseis consumidos pelos

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

	agentes geradores de energia elétrica não era compatível com a natureza jurídica de receita. No que concerne ao período, em que o mérito está associado a não caracterização do lançamento contábil como receita, em razão do julgamento desfavorável, a Companhia manteve os processos já classificados como risco possível e reclassificou 15 processos de risco remoto para risco possível no montante de R$ 75 milhões.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Impacto negativo no resultado da Companhia e desembolso de R$ 112 milhões em caso de perda.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

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 em Florianópolis SC
Instancia	Primeira Instância
Data de Instauração	08.08.2006
Partes no Processo	**Autor**: Receita Federal do Brasil em Florianópolis **Reu**: Tractebel Energia S/A
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 62 milhões
Principais fatos	O Código Tributário Nacional (CTN) contém dispositivo que permite o recolhimento de tributos em atraso sem a aplicação de multa de mora, através do instituto de "denúncia espontânea", desde que efetuado antes de qualquer procedimento administrativo ou medida de fiscalização. Ocorre que a Receita Federal do Brasil (RFB) não vem acatando os recolhimentos fora do prazo sem a correspondente multa de mora. Para garantir seu direito nesta situação, a Companhia apresenta impugnações administrativas e, quando necessário, judiciais. Em 18.05.2012, a RFB cientificou a Companhia de Acórdão proferido pelo Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF), conferindo decisão favorável à Companhia, por unanimidade de votos. A discussão envolvia o valor de R$ 495 mil. Apesar do valor não ser muito expressivo, a decisão é importante como novo precedente administrativo, o que poderá dispensar a busca do judiciário para garantia do direito legal da Companhia nos novos processos. O montante das notificações, cujos processos aguardam julgamento do CARF, é de R$ 62 milhões.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Impacto negativo no resultado da Companhia e desembolso de até R$ 62 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 – Ações Civis Públicas	
Valores, bens ou direitos envolvidos	Valores pleiteados em conjunto nas 11 (onze) ações, R$ 220 milhões.
Valor provisionado (se for o caso)	R$ 2 milhões
Chance de perda	Remota
Prática do emissor ou de sua controlada que causou tal contingência	Referem-se a 8 (oito) ações civis públicas, cujos municípios, sob o argumento de inadimplência, requerem que a Companhia repasse recursos monetários para que eles realizem o reflorestamento em APP de 100 metros no entorno dos reservatórios das usinas e a 3 (três), que solicitam que a Companhia construa escada para peixes e eclusa e faça a "destoca" dos reservatórios. As usinas atingidas por essas ações são: UHE Salto Santiago e UHE Salto Osório. A concessão para a implantação e operação de tais usinas 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 Federal somente declarou de utilidade pública as áreas necessárias para o reservatório artificial. 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 exigir 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 os projetos e executar o reflorestamento na faixa de 100 metros no entorno dos reservatórios. Dessas duas decisões foram interpostos recursos de apelação para o Tribunal de Justiça do Paraná, onde a sentença foi mantida, porém alterada para reflorestamento na área determinada pelo novo Código Florestal (distância entre o nível máximo operativo normal e a cota máxima maximorum, o que já foi realizado pela Companhia). A Tractebel Energia interpôs recurso e aguarda decisão. As demais ações estão tendo o seu curso normal.

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

Cíveis – Ações regressivas	
Valores, bens ou direitos envolvidos	Valores pleiteados em conjunto nas 04 (quatro) ações, R$ 20 milhões
Valor provisionado (se for o caso)	R$ 7 milhões
Chance de perda	Provável
Prática do emissor ou de sua controlada que causou tal contingência	Referem-se a 4 (quatro) Ações Regressivas movidas pela Eletrosul contra a Companhia, objetivando a cobrança de valores pagos por ela, Eletrosul, em 19 ações judiciais movidas por empregados aposentados da Eletrosul. De acordo com o entendimento da Eletrosul, a Justificação de Cisão supostamente apontaria tais empregados como sendo de responsabilidade da Companhia. Ocorre que a Eletrosul nunca trouxe ao conhecimento da Companhia a existência dessas 19 ações, optando por apresentar, por sua exclusiva responsabilidade, as defesas e recursos que entendeu pertinente. Após o trânsito em julgado das ações e tendo sido a Eletrosul condenada em todas, pretende agora obter o ressarcimento dos valores despendidos. As ações estão em fase inicial e foram tempestivamente contestadas pela Companhia.

Em 31.12.2014, a Companhia e suas controladas não tinham processos judiciais, na esfera trabalhista, repetitivos ou conexos, baseados em fatos e causas jurídicas semelhantes, que não estivessem sob sigilo e que em conjunto fossem relevantes, além dos processos judiciais ou administrativos mencionados nos itens acima.

4.7 Outras Contingências Relevantes

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

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, 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

i) Efeitos das flutuações das taxas de juros.

A elevação das taxas básicas de juros estabelecidas pelo Banco Central do Brasil 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.

A Companhia preparou uma análise de sensibilidade para o exercício de 2015 sobre os empréstimos, financiamentos, debêntures, com base nas seguintes premissas disponíveis no mercado (Fonte: Focus do Banco Central do Brasil):

			Cenários		
Variação dos índices	**Variação 2014**	**Cenário provável**	**Provável**	**Δ 25%**	**Δ 50%**
CDI	11,6%	12,5%	+ 0,9 p.p.	3,4 p.p.	6,8 p.p.
TJLP	5,00%	6,00%	+ 1,0 p.p.	1,5 p.p.	3,0 p.p.

O cálculo da sensibilidade foi preparado do mesmo modo anteriormente citado. Os impactos adicionais que seriam causados no resultado financeiro consolidado da Companhia, caso os cenários se concretizem, são os seguintes:

	Sensibilidade		
(Valores em R$ milhões)	**Provável**	**Δ 25%**	**Δ 50%**
CDI	(8)	(30)	(61)
TJLP	(22)	(34)	(70)

A Companhia possui seu disponível alocado em um Fundo de Investimento Exclusivo de Renda Fixa (Fundo), o qual possui em sua política a alocação de seu patrimônio em ativos de baixíssimo risco. Em 31.12.2014 o Fundo possuía 100% de sua carteira em ativos com risco de crédito do governo brasileiro, todos de liquidez diária e pós-fixados, atrelados à variação da Selic.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

ii) Risco relacionado aos passivos denominados em moeda estrangeira

A Companhia e suas controladas possuem empréstimos e financiamentos contratados ou indexados à moeda estrangeira. O risco vinculado a esses passivos surge em razão da possibilidade de existirem flutuações nas taxas de câmbio que possam elevar as dividas e resultar em impactos nas despesas financeiras da Companhia.

Os níveis de exposição cambial da Companhia têm se mantido bastante baixos em relação ao seu endividamento total. Em 31.12.2014, a Companhia não mantinha nenhuma dívida em moeda estrangeira cuja variação cambial não estivesse integralmente protegida por operação de hedge. Adicionalmente, a política de proteção de risco cambial da Companhia busca atingir um baixo nível de exposição cambial em seus passivos e compromissos designados em moeda estrangeira, os quais são permanentemente monitorados pelo Comitê Financeiro da Companhia.

Em 31.12.2014 a Companhia possuía 31,1% da dívida consolidada indexada em moeda estrangeira (10,2% em 31.12.2013) o que representa R$ 1.210 milhões (R$ 340 milhões em 31.12.2013). Da parcela da dívida consolidada em moeda estrangeira, a totalidade em 31.12.2014 (61,9% em 31.12.2013) está coberta por operações hedge.

Em novembro de 2014, concomitante à venda de energia no Leilão A-5, a Companhia firmou contrato de construção da usina termelétrica a carvão Pampa Sul e de parque eólico do complexo Campo Largo. O contrato é da modalidade "lump sum turnkey", ou seja, os EPCistas serão responsáveis pelo projeto, aquisição dos equipamentos e montagem/construção e comissionamento da Usina. A Companhia receberá o projeto pronto, comissionado e funcionando conforme as especificações técnicas acordadas, por um valor fixo determinado em contrato.

A contratação prevê que parte do valor contratado está definido em dólares norte americanos. O risco vinculado a esses passivos surge em razão da possibilidade de existirem flutuações nas taxas de câmbio que possam elevar as parcelas a serem honradas e resultar em impactos nas despesas financeiras da Companhia.

iii) 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 2014, 2013 e 2012 os índices de inflação foram de 6,41%, 5,91% e 5,84%, 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 e Taxa DI. Em 31.12.2014, o valor total de empréstimos, financiamentos e debêntures da Companhia (circulante e não circulante) era de R$ 4.053 milhões – incluindo a dívida em moeda estrangeira -, sendo a quase totalidade sujeita a taxas de juros variáveis (R$ 3.939 milhões). Além disso, a Companhia possui

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

um montante de concessões a pagar de R$ 1.766 milhões que estão atreladas aos índices de inflação IPCA e IGP-M, os mesmos indexadores utilizados nos contratos de venda de energia das respectivas usinas sob concessão.

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, apesar da indexação dos contratos de venda de energia, há o risco da Companhia não conseguir 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 para o exercício de 2015 sobre suas dívidas indexadas a inflação, com as seguintes premissas disponíveis no mercado (Fonte: Focus do Banco Central do Brasil):

			Sensibilidade		
Índices	**Variação 2014**	**Cenário provável**	**Provável**	**Cenário Δ 25%**	**Cenário Δ 50%**
IPCA	6,4%	6,5%	+0,1 p.p.	1,7 p.p.	3,3 p.p.
IGP-M	3,7%	5,7%	+2,0 p.p.	1,4 p.p.	2,9 p.p.

A sensibilidade provável foi calculada com base na variação entre os índices relativos a 2014 e os previstos no cenário provável. As demais sensibilidades apresentadas foram apuradas com base na variação de 25% e 50% sobre o cenário provável.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

Os efeitos adicionais a serem causados no resultado financeiro consolidado da Companhia, caso os cenários se materializem, são os seguintes:

	Sensibilidade		
(Valores em R$ milhões)	**Provável**	**Δ 25%**	**Δ 50%**
Empréstimos e financiamentos	-	(3)	(5)
Debêntures	-	(3)	(6)
Concessões a pagar	(28)	(27)	(54)

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.

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:

- 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 estrangeira;
- Utilização de índices de reajuste dos contratos de venda de energia idênticos aos de reajuste de custos e despesas; e
- Preferência por financiamentos atrelados à TJLP, quando possível, cujas taxas apresentam relativa estabilidade e são baixas estimulando novos investimentos.

Além disso, a Companhia faz monitoramento constante do seu parque gerador, investindo na atualização do mesmo, mantendo as certificações NBR ISO 9.001 - Gestão da Qualidade e 14.001 - Gestão Ambiental, e 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 busca proteção para os riscos de taxas de juros flutuantes, exposição em moeda estrangeira e inflação.

No que diz respeito ao risco de taxas de juros flutuantes, a maior parte da dívida contratada está vinculada à TJLP. A Companhia tem preferência por financiamentos atrelados à essa taxa pois apresenta relativa estabilidade e baixo patamar, estimulando novos investimentos e reduzindo o risco de impactos relevantes no resultado financeiro por conta de sua variação.

Uma vez que a TJLP é a taxa utilizada pelo BNDES para financiar os projetos de infraestrutura do país, suas oscilações tendem a ser controladas e inferiores as praticadas por outras fontes de financiamento no país, motivo pelo qual normalmente não se pratica operações de proteção contra as oscilações desta taxa. A indexação dos contratos de venda de energia por índices de inflação tende a proteger a Companhia contra as oscilações dessa taxa flutuante. Ressalta-se que de acordo com os contratos de financiamento com BNDES o montante correspondente à aplicação da TJLP sobre a dívida que exceder 6% a.a. é incorporado ao principal da dívida.

O risco cambial está associado à possibilidade de variação nas taxas de câmbio, que pode afetar o passivo e o resultado financeiro da Companhia. A política de proteção de risco cambial da Companhia busca atingir um baixo nível de exposição cambial em seus passivos e compromissos designados em moeda estrangeira, os quais são permanentemente monitorados pelo Comitê Financeiro da Companhia.

Quanto ao risco de aceleração inflacionária, a totalidade dos contratos de venda de energia em vigor possui cláusula de reajuste inflacionário, com a aplicação de IGP-M ou IPCA, o que representa um hedge natural de longo prazo para as dívidas e obrigações indexadas a índices de inflação e/ou atreladas à aceleração inflacionária.

b. Estratégia de proteção patrimonial (hedge)

A Política de Investimentos e Derivativos da Companhia estabelece o seguinte:

- 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- (Standard & Poor's ou Fitch ratings) ou Aa3 (Moody's) em escala nacional; ou

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

- A+ (Standard & Poor's ou Fitch ratings) 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)

i) Em agosto de 2013, a Companhia contratou um empréstimo junto ao HSBC USA no valor de US$ 90 milhões (equivalente a R$ 207 milhões na data da liberação dos recursos). A amortização do principal ocorrerá em parcela única ao final do contrato, em agosto de 2015, e os juros, amortizados trimestralmente, de novembro de 2013 até agosto de 2015. Os encargos financeiros sobre o valor do financiamento são de 1,3882% a.a. fixos.

A Política de Investimentos e Derivativos da Companhia estabelece que a utilização de instrumentos financeiros derivativos fica restrita à proteção de riscos (hedge) e deve ser mantida correlação estreita quanto ao perfil da dívida, volumes e prazos.

Desta forma, a Companhia, para proteger a totalidade dos fluxos de caixa futuros contra as oscilações do dólar norte americano, contratou uma operação de swap, com a subsidiária brasileira da mesma instituição financeira que concedeu o empréstimo, no valor de R$ 207 milhões, através da qual manterá uma posição ativa correspondente à variação do dólar mais juros de 1,3882% a.a. e uma posição passiva equivalente a 99,9% do Certificado de Depósito Interbancário (CDI). O vencimento do principal e a amortização dos juros do empréstimo e do swap ocorrerão exatamente nas mesmas datas.

Em função das características dos referidos instrumentos financeiros, a Companhia aplicou as regras de contabilidade de hedge de valor justo para o registro dos mesmos. Assim, tanto o instrumento de hedge (swap) quanto o empréstimo objeto do hedge são mensurados pelo valor justo em contrapartida do resultado, protegendo integralmente a Companhia das oscilações do dólar norte americano e da taxa de juros.

ii) Em 2014, a Companhia contratou empréstimos em dólares norte americano no valor total de US$ 370 milhões, equivalente a R$ 921 milhões. Os recursos foram destinados principalmente ao refinanciamento de dívidas que estavam vencendo e à implementação do plano de negócios da Companhia.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

A Companhia, para proteger a totalidade dos fluxos de pagamentos futuros contra as oscilações do dólar norte americano, contratou operações de swap com as subsidiárias brasileiras das mesmas instituições financeiras concedentes dos empréstimos, com os mesmos valores e datas de vencimento dos juros e principal.

As principais condições dos empréstimos e das operações de *swap* são as seguintes.

		Valor		Empréstimo e posição ativa do *swap*	Posição passiva do *swap*	
Bancos	**Mês/Ano**	**US$**	**R$**	**Δ US$ + Juros (a.a.)**	**Δ do CDI**	**Vencimento**
HSBC USA	03.2014	100	231	1,4294 %	97,0% do CDI	03.2016
HSBC USA	10.2014	80	200	1,7871 %	99,0% do CDI	10.2016
HSBC USA	12.2014	50	128	1,8104%.	98,6% do CDI	12.2016
Mizuho Bank	12.2014	90	234	1,7260 %	96,02% do CDI	12.2016
Bank of Tokyo	12.2014	50	128	114,2857% da Libor + 0,5486%	98,0% do CDI	12.2016
		370	**921**			

Em função das características dos referidos instrumentos financeiros, a Companhia aplicou as regras de contabilidade de hedge de valor justo para o seu registro contábil. Desta forma, tanto o os empréstimos objeto do hedge quanto o instrumento de hedge (swap) são mensurados pelo valor justo em contrapartida do resultado, protegendo integralmente a Companhia dos efeitos financeiros, bem como dos impactos da variação cambial em seus resultados.

iii) **Operações de *hedge* de fluxo de caixa**

Em novembro de 2014, a Companhia contratou Non-Deliberable Forward (NDF), visando proteger a totalidade dos pagamentos futuros em moeda estrangeira decorrentes dos compromissos estabelecidos nos contratos de construção da usina termelétrica a carvão Pampa Sul e de parques eólicos do complexo Campo Largo. A energia assegurada das usinas foi vendida no leilão promovido pela Aneel em 28.11.2014 ou, no caso de alguns desses parques eólicos, será direcionado ao Ambiente de Contratação Livre.

As NDF foram contratadas com o HSBC e o Santander, nas proporções de 87,6% e 12,4%, respectivamente, e tem seus vencimentos entre janeiro de 2015 e julho de 2018.

Em 31.12.2014, o ajuste a valor justo das NDF resultou uma posição ativa de R$ 28 milhões. A contrapartida deste montante está reconhecida diretamente no patrimônio líquido na rubrica "Outros resultados abrangentes" e na "Demonstração dos resultados abrangentes", líquido dos efeitos de imposto de renda e contribuição social diferidos, totalizando R$ 18 milhões.

A Companhia não possui outros instrumentos utilizados para proteção patrimonial além dos instrumentos de swap anteriormente citados.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

d. Parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos

A Companhia monitora o comportamento da sua dívida e do seu resultado financeiro como forma de verificar sua exposição aos riscos de mercado, tais como flutuação de taxas de juros, variação cambial e inflação.

Em razão das características do setor e de seu modelo de negócio, a Companhia busca contratar dívidas de longo prazo. Para tanto a Companhia utiliza como parâmetro utilizado no gerenciamento de risco de taxa de juros, a contratação de dívidas com juros flutuantes indexados pela TJLP ou CDI, visto que as oscilações das taxas de juros dessas taxas tendem a ser protegidas pelos reajustes previstos nos contratos de venda de energia.

Com a finalidade de gerenciar o risco de variação cambial, a Companhia utiliza como parâmetro a proteção total da exposição em moeda estrangeira no momento de sua contratação. O Comitê Financeiro da Companhia é responsável por monitorar o risco cambial e garantir um baixo nível de exposição. Em 31.12.2014, a Companhia não mantinha nenhuma dívida em moeda estrangeira cuja variação cambial não estivesse integralmente protegida por operação de hedge.

A Companhia gerencia o risco de aceleração inflacionária aplicando cláusula de reajuste, por meio dos índices IGP-M ou IPCA, nos contratos de venda de energia o que representa um hedge natural de longo prazo às obrigações indexadas aos índices de inflação e/ou atreladas à aceleração inflacionária.

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

A Política de Investimentos e Derivativos da Companhia não permite operações com instrumentos financeiros diversos de proteção patrimonial, portanto, a Companhia não possui este tipo de instrumento financeiro.

f. Estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos

Para conduzir com mais eficiência o processo de avaliação de riscos dos seus negócios, a Tractebel Energia possui 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.

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

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

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

Conforme organograma geral da Tractebel Energia há doze Comitês, onze deles coordenados por Diretores e um coordenado por Gerente. Destes, 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:

- 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.);
- Orientar as aplicações de recursos financeiros;
- Aprovar o "*ranking*" de bancos com os quais a Companhia irá trabalhar;
- Recomendar à Diretoria Executiva a contratação de operações de reestruturação de passivo e de captação de recursos; e
- Identificar riscos de descasamentos nas operações ativas e passivas e, se pertinente, propor à Diretoria operações hedge.

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

- 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;
- 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;
- Aprovar as estratégias para participação em leilões de compra e venda de energia;
- Aprovar os contratos padrões de venda de energia;
- 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

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

- 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: 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 Unidade Organizacional 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.

O Comitê de Planejamento Tributário tem por atribuições:

- Interpretar a legislação tributária para definir procedimentos específicos, quando necessário;
- Decidir sobre contestações administrativas e judiciais;
- Apresentar sugestões para obtenção de benefícios junto às autoridades fiscais; e
- Participar das decisões sobre novos projetos, identificando as oportunidades de economia fiscal.

O Comitê é composto pelo Diretor Financeiro e de Relações com Investidores (DF) e pelos Gerentes das seguintes Unidades Organizacionais: 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 Unidade Organizacional de 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.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

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:

- Promover a conscientização do tratamento do risco na Companhia;
- Definir metas e diretrizes para o processo de gerenciamento de risco empresarial;
- Promover e sugerir melhorias no processo de avaliação de riscos gerenciados pelas Unidades Organizacionais;
- Classificar os riscos da Companhia;
- 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.

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 Unidade Organizacional Planejamento e Controle Financeiro.

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.

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.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

Atualmente na Tractebel Energia a verificação da efetividade do Sistema de Controles Internos é realizada através do Programa de Controles Internos do Grupo Controlador GDF SUEZ, 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.

O Comitê de Gerenciamento de Riscos e o Sistema de Controles Internos apresentam uma estrutura operacional e ambiente de controles internos adequados para a verificação da efetividade da política adotada.

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 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 utiliza as classificações de risco divulgadas pelas agências Standard & Poor's, Fitch ratings ou Moody's, empresas de consultoria especializadas nessa área.

e) Seleção dos Bancos

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

- Bancos com Patrimônio Líquido mínimo de R$ 1 bilhão; e
- Rating mínimo AA- (Standard & Poor's e Fitch ratings) 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 às aplicações financeiras restritas como, por exemplo, CDB vinculados a Contas-Reserva.

5.4 - Outras informações relevantes

Observações:

- Operações compromissadas com lastro em debêntures de Companhia de Arrendamento Mercantil (Leasing) do mesmo conglomerado financeiro do Banco devem ser consideradas como CDB do próprio Banco, para fins de limite de crédito.
- Os limites determinados no item "e" 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- (Standard & Poor's e Fitch ratings) ou Aa3 (Moody's) em escala nacional; ou
- A+ (Standard & Poor's e Fitch ratings) 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 Breve histórico

Histórico

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), que atualmente pertencente ao Grupo Econômico 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 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.

Linha do tempo – 1998 a 2014

1998 - 2001	2002 - 2004	2005 - 2006	2007 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2013	2014
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 livre **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 UCO 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 Bovespa . ISE – Índice de Sustentabilidade da Bovespa . 200 $MW_{médios}$ das UHEs 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 TBLE . 493 $MW_{médios}$ das UHEs 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** . Venda de 256 $MW_{médios}$ da UHE Estreito no 5º leilão de energia nova . Aquisição da Cia. Energética São Salvador . Aquisição da participação da Celesc na UHE Machadinho . Certificação CODIS **2008** . 10 anos da TBLE . Incorporação da CEM . Aquisição da UHE Ponte de Pedra (176 MW) . Aquisição de duas PCH: Rondonópolis (26,6 MW) e Engº José Gelazio da Rocha (23,7 MW) . Aquisição: 2 UEEs Beberibe (25,6 MW) e Pedra do Sal (18 MW) e PCH Areia Branca (19,8 MW) . Fusão GDF SUEZ	**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* AA+(bra) pela *Fitch Ratings* . Certificação de 15 usinas nas normas NBR ISO 9001, ISO 14001 e BS OHSAS 18001 . Fusão parcial da GDF SUEZ e *International Power* . Incorporação da Ponte de Pedra Energética S/A – PPESA **2011** . Início da operação da UHE Estreito (40,07% de 1.087 MW) . Aprovada a implantação dos projetos eólicos do Complexo Trairí e Porto do Delta (145,4 MW) . Obtenção do 1º *investment grade* internacional (BBB- pela *Fitch Ratings*)	**2012** . Elevação do *rating* da TBLE i) internacional, de BBB- para BBB, e ii) em moeda nacional de longo prazo da 2ª emissão de debêntures, de 'AA+(bra)' para 'AAA(bra)', ambos pela *Fitch Ratings; e iii)* em moeda local, de 'brAA+' para 'brAAA', pela *Standard & Poors* **2013** . Início da operação da UEE Trairí (25,4 MW) . Início da operação da UEE Guajiru (30 MW) . Aquisição da UTE Ferrari (65,5 MW) – biomassa . Aprovada a implantação do Complexo Eólico Santa Mônica (97,2 MW) . Início das obras de modernização da UHPF e UHSS . Início do projeto P&D solar, usina de 3MWp . Incorporação da CESS . Reestruturação dos Consórcios Estreito e Itasa	**2014** . Início da operação da UEE Fleixeiras I (30 MW) . Início da operação da UEE Mundaú (30 MW) . Início da operação da Usina Fotovoltaica Cidade Azul (3MWp) . P&D Solar . Concluída a aquisição do Complexo Eólico Campo Largo (620 MW) . Aquisição do Complexo Eólico Santo Agostinho (RN) (600 MW) . CTJL Conquista Certificação ISO 50001 . Aprovada a implantação da UTE Pampa Sul - Miroel Woloski (340 MW) e do Complexo Eólico Campo Largo – fase 1 (326,7 MW), com venda no leilão A-5

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 2012**

Evento	**Projetos eólicos na Região Nordeste – continuação de 2011**
Principais condições do negócio	Com referência ao projeto eólico localizado no Piauí, o Porto do Delta, a Companhia, em virtude do atraso na liberação da licença de instalação, decidiu transferir, em fevereiro de 2012, a controlada indireta Porto das Barcas, proprietária do projeto, da *holding* EEN para a TBLP, visando facilitar a obtenção e liberação da linha de crédito negociada junto ao BNDES, para financiamento dos parques eólicos do Complexo Eólico Trairi, cujas licenças de instalação já foram emitidas.
Sociedades envolvidas	Porto das Barcas, EEN e TBLP
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.

Evento	**Aquisição do projeto eólico Santa Mônica**
Principais condições do negócio	Em 22.10.2012, a Companhia assinou o contrato de aquisição do projeto eólico Santa Mônica, localizado no Estado do Ceará. O montante total da aquisição foi de R$ 7 milhões. O projeto é composto por duas usinas com capacidade instalada total de 58,8 MW e capacidade comercial de 26,5 MW médios.
Sociedades envolvidas	Usina Geradora Eólica Santa Mônica SPE S.A. (Santa Mônica), Usina Geradora Eólica Santa Mônica II SPE Ltda. (Santa Mônica II), TBLP e Tractebel Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.

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

Evento	Extinção e posterior incorporaçaõ da Machadinho Energética S.A. (Maesa)
Principais condições do negócio	Em 04.12.2012, o Conselho de Administração da Tractebel Energia aprovou a cisão da Maesa e consequente incorporação da sua participação no patrimônio da investida. Tal decisão foi ratificada em Assembleia Geral Extraordinária ocorrida em 20.02.2013. O patrimônio líquido incorporado foi de R$ 16 milhões. Não houve qualquer aumento de capital em decorrência dessa incorporação. A Maesa tinha sido constituída com a finalidade de contratar financiamento para a construção da parcela de responsabilidade de seus acionistas. Com a quitação do financiamento os acionistas decidiram pela sua extinção mediante cisão e incorporação de suas participações no patrimônio da empresa.
Sociedades envolvidas	Maesa e Tractebel Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.

- **Principais eventos societários no ano de 2013**

Evento	Aquisição da CLWP Brasil Ltda. (CLWP) – Fase I
Principais condições do negócio	A Companhia assinou, em 24.01.2013, o contrato de compra da totalidade do capital social da CLWP Brasil Ltda. (CLWP). Em junho de 2013, após satisfeitas determinadas condições precedentes estabelecidas no contrato, a aquisição foi concluída pelo valor de R$ 22 milhões. A CLWP é detentora de 7 projetos de geração eólica, nos municípios de Umburanas e Sento Sé no estado da Bahia, com potência instalada conjunta e capacidade comercial de 206 MW e 105 MW médios, respectivamente. O desenvolvimento do projeto ainda está em fase de avaliação pela empresa.
Sociedades envolvidas	CLWP Brasil Ltda. (CLWP),TBLP e Tractebel Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.

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

Evento	**Aquisição de Central Eólica Cacimbas Ltda. (atual denominação da Flecheiras Geração e Comercialização de Energia Elétrica Ltda.)**
Principais condições do negócio	Em 06.02.2013, a Companhia adquiriu o projeto eólico Cacimbas, que fica localizado próximo aos parques eólicos do Projeto Trairí, no Ceará, pelo valor de R$ 1 milhão. A capacidade instalada e comercial prevista para o projeto é de 18,9 MW e 8,9 MW médios, respectivamente. Em 11.04.2014 o Conselho de Administração da Companhia autorizou o início da obra de construção do Complexo Eólico Santa Mônica, o qual inclui o projeto Cacimbas, cuja entrada em operação está prevista para 2016.
Sociedades envolvidas	Central Eólica Cacimbas Ltda. (Cacimbas), TBLP e Tractebel Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.

Evento	**Conclusão da aquisição do projeto eólico Santa Mônica – continuação de 2012**
Principais condições do negócio	No mês de agosto de 2013, após satisfeitas determinadas condições, ocorreu a conclusão do processo de aquisição do projeto Santa Mônica pelo valor de R$ 7 milhões. O projeto é composto por duas usinas com capacidade instalada total de 58,8 MW e capacidade comercial de 26,5 MW médios. Em 11.04.2014 o Conselho de Administração da Companhia autorizou o início da obra de construção do Complexo Eólico Santa Mônica, o qual inclui as usinas geradoras eólicas Santa Mônica e Santa Mônica II, cuja entrada em operação da totalidade do Projeto está prevista para 2016.
Sociedades envolvidas	Usina Geradora Eólica Santa Mônica SPE S.A. (Santa Mônica), Usina Geradora Eólica Santa Mônica II SPE Ltda. (Santa Mônica II) TBLP e Tractebel Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.

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

Evento	**Alienação do Projeto Porto das Barcas**
Principais condições do negócio	O Projeto Porto das Barcas foi inicialmente adquirido pela EEN e fazia parte do conjunto de projetos eólicos na Região Nordeste. Em 12.12.2013 a Companhia decidiu alienar a totalidade das ações detidas pela TBLP no capital social da Porto das Barcas, pelo montante de R$ 1,5 milhão. A parcela remanescente de R$ 750 mil será recebida até 01.12.2014, após o cumprimento das condições precedentes constantes no contrato relacionado.
Sociedades envolvidas	Porto das Barcas, TBLP e TBLE
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.

Evento	**Incorporação da Companhia Energética São Salvador (CESS) pela Tractebel Energia**
Principais condições do negócio	O Conselho de Administração da Companhia aprovou a proposta de incorporação da CESS por sua controladora, a Tractebel Energia, nos termos do "Protocolo de Incorporação" e "Instrumento de Justificação". A incorporação foi proposta em virtude das diretrizes estratégicas da Companhia de simplificação e racionalização administrativa e financeira da estrutura organizacional. A matéria foi submetida à apreciação da AGE, realizada no dia 30.12.2013, que aprovou a incorporação da CESS pela Tractebel Energia.
Sociedades envolvidas	CESS e Tractebel Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.

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

Evento	Aquisição da Ferrari Termoelétrica S.A.
Principais condições do negócio	A Companhia assinou, em dezembro de 2013, o contrato de compra da totalidade do capital social da Ferrari termoelétrica S.A. (Ferrari). Em fevereiro de 2014, após satisfeitas determinadas condições do contrato, foi concluída a aquisição pelo valor de R$ 172 milhões. A Ferrari é uma SPE detentora de todos os ativos da Central Geradora Termelétrica UTE Ferrari (UTE Ferrari), um empreendimento de cogeração de energia a biomassa de cana-de-açúcar, localizado no município de Pirassununga no estado de São Paulo, com potência instalada de 65,5 MW e capacidade comercial de 23,2 MW médios.
Sociedades envolvidas	TBLP e Tractebel Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.

- **Principais eventos societários no ano de 2014**

Evento	Conclusão da aquisição da Ferrari Termoelétrica S.A. (Ferrari) – continuação de 2013
Principais condições do negócio	Em fevereiro de 2014, a Companhia concluiu, por meio de sua controlada direta TBLP, o processo de aquisição da totalidade do capital social da Ferrari pelo valor de R$ 176 milhões.
Sociedades envolvidas	Ferrari, TBLP e Tractebel Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.

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

Evento	**Aquisição da CLWP Brasil II Participações Ltda. (CLWP II) e CLWP Brasil III Participações Ltda. (CLWP III) – Fase II e III do Complexo Eólico Campo Largo (CECL)**
Principais condições do negócio	Em junho de 2014, a TBLP concluiu o processo de aquisição das empresas CLWP II e CLWP III, pelos montantes de R$ 22 milhões e R$ 40 milhões, respectivamente. A CLWP II é detentora de 5 (cinco) sociedades de propósito específico (SPE), totalizando um potencial inicial de desenvolvimento de 147 MW e a CLWP III é detentora de 10 (dez) SPE, com potencial inicial total de desenvolvimento de 270 MW, todas localizadas nos municípios de Umburanas e Sento Sé, no estado da Bahia.
Sociedades envolvidas	CLWP II, CLWP III,TBLP e Tractebel Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.

Evento	**Aquisição do Projeto Santo Agostinho**
Principais condições do negócio	Em agosto de 2014, a TBLP, adquiriu os direitos de desenvolvimento do Complexo Eólico Santo Agostinho, localizados nos municípios de Lajes e Pedro Avelino, no estado do Rio Grande do Norte, o qual é composto por 24 (vinte e quatro) SPE, cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólica, totalizando um potencial de 600 MW de capacidade instalada. O valor máximo de aquisição será de R$ 54 milhões, composto por um montante fixo de R$ 39 milhões e um valor vinculado a desempenho de até R$ 15 milhões, que será pago desde que satisfeitas determinadas condições previstas em contrato. Em dezembro de 2014, finalizou-se o processo de aquisição da primeira fase do projeto, tendo sido transferidas 1 (uma) *holding* e 9 (nove) SPE para seu controle. O valor de aquisição foi de R$ 21 milhões, dos quais R$ 15 milhões serão pagos em 2015.
Sociedades envolvidas	SPEs do Projeto Santo Agostinho,TBLP e Tractebel Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.

6.6 Pedidos de Falência

Não há protocolado nenhum pedido requerendo a falência e/ou a recuperação judicial ou extrajudicial da Tractebel Energia e de suas controladas.

6.7 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Entrada em operação comercial da Usina Solar Fotovoltaica Cidade Azul

Em agosto de 2014, foi iniciada a operação comercial da Usina Solar Fotovoltaica Cidade Azul – maior usina solar da América Latina –, que está localizada no município de Tubarão, no estado de Santa Catarina. Êxito de um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) desenvolvido pela Tractebel Energia em parceria com outras empresas e a Universidade Federal de Santa Catarina, a usina é composta por 19.424 painéis fotovoltaicos, tem capacidade instalada total de 3 MWp (pico de incidência solar) e foi a primeira desse tipo a ser conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

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 no Município de 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

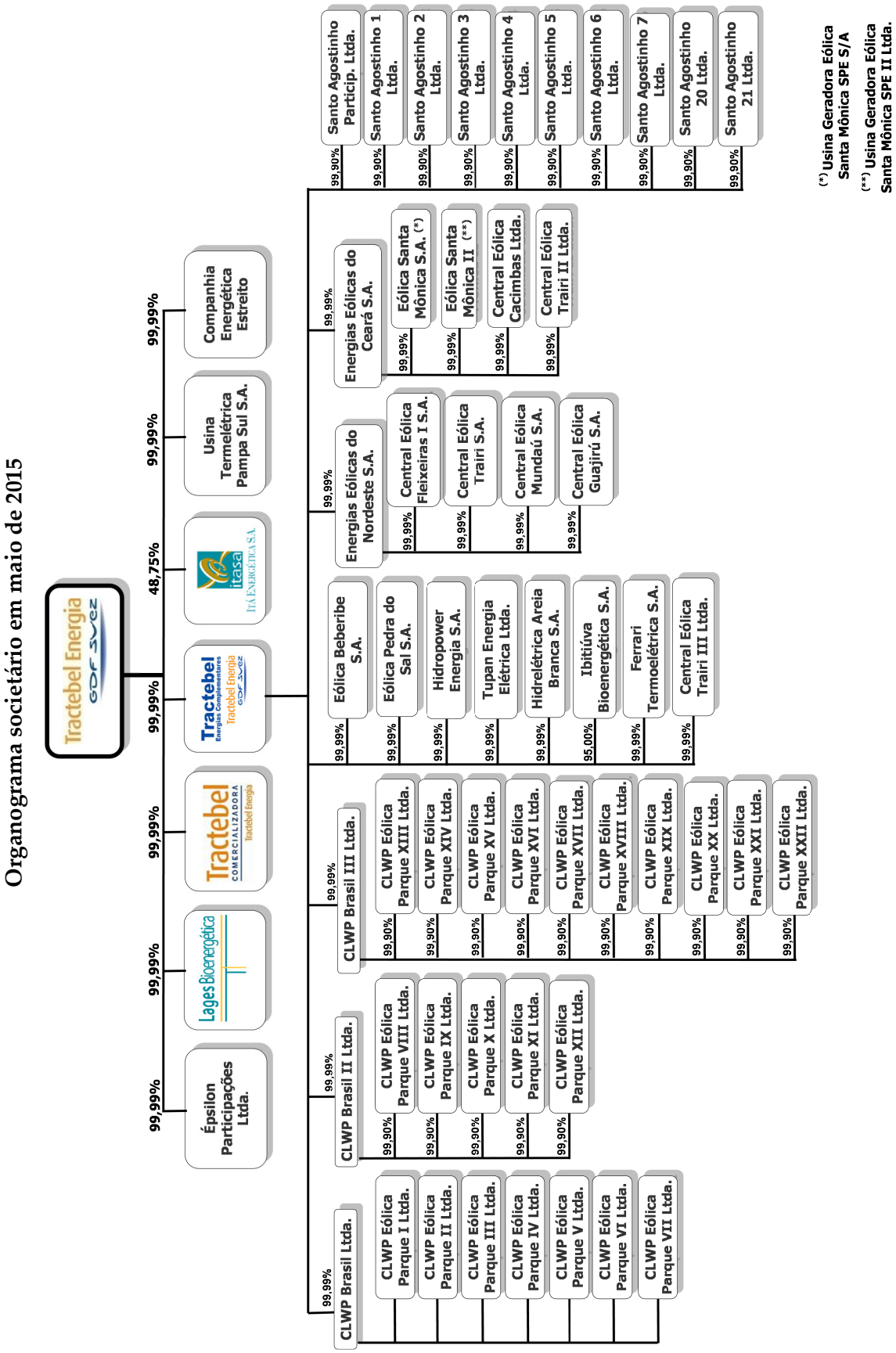
A Companhia tem por objeto social: (i) realizar estudos, projetos, construção e operação de usinas produtoras de energia elétrica, bem como a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades; (ii) participar de pesquisas de interesse do setor energético, ligadas à geração e distribuição de 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

O organograma a seguir apresenta a estrutura societária da Tractebel Energia atualizada até o mês de maio de 2015. Como observado, a Companhia detém 99,9% de grande parte dos seus investimentos, exceções feitas à participação de 48,75% na operação em conjunto Itá Energética S.A. (Itasa) e a participação de 95% na controlada indireta Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva).

Adicionalmente a Companhia detém direta ou indiretamente – por meio de suas controladas – participações nos seguintes consórcios constituídos para a construção e operação das usinas: (i) 19,28% no Consórcio Machadinho (UHE Machadinho); (ii) 39,50% no Consórcio Itá (UHE Itá); (iii) 40,07% no Consórcio Estreito Energia (UHE Estreito); (iv) 72,90% no Consórcio Andrade (UTE Ibitiúva Bioenergética); e (v) 83,00% no Consórcio Ferrari (UTE Ferrari).

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas



7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

Informações sobre as controladas

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

A Itasa tem como objetivo a exploração da 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 (SC) e do Rio Grande do Sul (RS), 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.

A partir de 01.01.2013, entraram em vigor as orientações do CPC 19(R2) – Negócios em conjunto. O pronunciamento estabelece que nas relações entre entidades caracterizadas como "Operações em conjunto" (*Joint Operation*), o operador em conjunto deve reconhecer os ativos, passivos, receitas e despesas relacionadas à sua participação na operação em conjunto. As características e essência econômica da participação da Companhia nos negócios e nas operações da investida Itá Energética S.A. (Itasa) caracterizam uma operação em conjunto.

A energia gerada pela UHE Itá é vendida diretamente aos seus acionistas. A Tractebel Energia possui dois contratos de compra dessa energia, um de 167 MW médios e outro de 61 MW médios, cujo prazo de vencimento é para o ano de 2030. Tais contratos estão descritos no item 16 deste formulário.

Companhia Energética Estreito (CEE)

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, e está localizada na divisa dos Estados de Tocantins (TO) e Maranhão (MA). A energia assegurada desta Usina será reduzida para 590,41 MW médios após a entrada em operação comercial da UHE Serra Quebrada, de acordo com dados da Empresa de Pesquisa Energética.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

Os demais consorciados do Ceste são: Companhia Vale do Rio Doce (30%), Estreito Energia S.A. (25,49%) – empresa do Grupo Alcoa e a Intercement Brasil S.A. (4,44%) – entidade do Grupo Camargo Corrêa, 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 prazo desta concessão é de 35 anos, contados a partir de 26.11.2002, data em que foi assinado o Contrato de Concessão.

As quatro primeiras unidades geradoras da UHE Estreito iniciaram a operação comercial durante o ano de 2011, a quinta, a sexta e a sétima, durante 2012 e a oitava unidade em março de 2013.

A parcela de energia que a CEE faz jus por sua participação no Ceste, correspondente a 256,9 MW médios, foi vendida em outubro de 2007 no 5º Leilão de Energia Nova, por um período de 30 anos, iniciado em janeiro de 2012, para distribuidoras de energia elétrica que participam do Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

Lages Bioenergética Ltda. (Lages)

A Lages detém autorização da Aneel para, através da central geradora termelétrica Lages localizada no Município de Lages (SC), atuar como produtor independente de energia. A Usina utiliza um turbogerador a vapor com capacidade de geração de energia elétrica de 28 MW, o qual 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, no ano de 2006, obteve o registro no Comitê Executivo de Mecanismo do Desenvolvimento Limpo (MDL) da Organização das Nações Unidas (ONU) para negociar créditos de carbono, por utilizar resíduos de madeira para negociar créditos de carbono.

A Lages possui contrato de venda de energia de 22 MW médios/mês com a distribuidora da região onde atua, com vigência até 31.03.2017.

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. As vendas para consumidores livres da energia gerada pela Tractebel Energia são preponderantemente realizadas através da TBLC.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

Usina Termelétrica Pampa Sul S.A (Pampa Sul)

A Usina Termelétrica Pampa Sul será implantada no município de Candiota (RS) e terá capacidade instalada de 340 MW. Em novembro de 2014, a Pampa Sul comercializou, através de leilão promovido pela Aneel, 294,5 MW médios pelo prazo de 25 anos, a serem entregues a partir de 1º de janeiro de 2019. A construção da Usina teve início em 2015 e a operação comercial está prevista para ser iniciada em janeiro de 2019.

Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)

A TBLP tem por objeto social participar no capital de outras sociedades e concentrar os projetos referentes a energias complementares de sua controladora Tractebel Energia.

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

- Tupan Energia Elétrica Ltda. (Tupan)

A Tupan detém autorização outorgada pela Aneel, até 2032, para explorar a PCH Rondonópolis, com capacidade instalada de 26,6 MW, localizada no Município de Rondonópolis, Estado do Mato Grosso (MT), no Rio Ponte de Pedra. A PCH está em operação comercial desde dezembro de 2007 e, atualmente, 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.

- Hidropower Energia S.A. (Hidropower)

A Hidropower detém autorização outorgada pela Aneel, até 2032, para explorar a PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha, com capacidade instalada de 23,7 MW, também localizada no Município de Rondonópolis (MT), no Rio Ponte de Pedra. A PCH está em operação comercial desde fevereiro de 2007 e, atualmente, possui 80,97 GWh/ano de energia contratada até 2027 com a Eletrobras, através do Proinfa.

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

A Areia Branca detém autorização outorgada pela Aneel, até 2030, para explorar a PCH Areia Branca, com capacidade instalada de 19,8 MW, localizada no Município de Caratinga, Estado de Minas Gerais (MG). A PCH Areia Branca está em operação comercial desde março de 2010 e, atualmente, possui 90,84 GWh/ano de energia contratada até 2030 com a Eletrobras, através do Proinfa.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

- Eólica Beberibe S.A. (Beberibe)

A Beberibe detém autorização outorgada pela Aneel, até 2033, para explorar a Usina Eólica Beberibe, com capacidade instalada de 25,6 MW e 32 aerogeradores, em operação comercial desde setembro de 2008. Localizada no Município de Beberibe, Estado do Ceará (CE), a Usina possui, atualmente, 68,52 GWh/ano de energia contratada até 2028 com a Eletrobras, através do Proinfa.

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

A Pedra do Sal detém autorização outorgada pela Aneel, até 2032, para explorar a Usina Eólica Pedra do Sal, com capacidade instalada de 17,85 MW e 20 aerogeradores, em operação comercial desde dezembro de 2008. Localizada no Município de Parnaíba, Estado do Piauí (PI), essa usina possui, atualmente, 49,61 GWh/ano de energia contratada até 2028 com a Eletrobras através do Proinfa.

- Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)

A Ibitiúva foi criada para construir e gerenciar o projeto e a operação da UTE Ibitiúva Bioenergética, situada no Município de Pitangueiras, Estado de São Paulo (SP), com capacidade instalada de 33 MW e energia assegurada de 20 MW médios.

A Companhia é resultante da parceria entre a TBLP, a Andrade Açúcar e Álcool S.A. (Andrade) e a Mega Consultoria Ltda. (Mega). Em 26.03.2012 foi oficializada a retirada da Mega como acionista que tinha subscrito, mas não integralizou capital na Ibitiúva e, concomitantemente, a transferência de suas ações subscritas para a TBLP.

O Consórcio Andrade, do qual a Ibitiúva e a Andrade 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, por um período de 15 anos, a partir de 2010. O prazo de vigência do Consórcio Andrade será equivalente ao do prazo de contrato de fornecimento de energia, ou seja, de 15 anos a partir de abril de 2010.

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. O início da operação comercial ocorreu em maio de 2010.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

- Ferrari Termoelétrica S.A. (Ferrari)

Em 20.02.2014, após o cumprimento de todas as condições precedentes estabelecidas no Contrato de Compra e Venda assinado em dezembro de 2013, a Companhia concluiu a aquisição das ações de emissão da Ferrari Termoelétrica S.A. A Ferrari é uma SPE detentora de todos os ativos da Central Geradora Termelétrica UTE Ferrari (UTE Ferrari), uma usina de cogeração de energia a biomassa de cana-de-açúcar, em operação comercial desde junho de 2009, localizada no Município de Pirassununga, Estado de São Paulo. A Ferrari detém autorização outorgada pela Aneel para exploração da UTE Ferrari até 2042. A UTE Ferrari conta com uma capacidade instalada de 65,5 MW e capacidade comercial de 23,2 MW médios, dos quais 18 MW médios foram contratados em Leilões de Energia Elétrica destinados ao Ambiente de Contratação Regulada.

Em abril de 2014, a Ferrari iniciou as atividades direcionadas à ampliação da UTE Ferrari, de modo a elevar a sua capacidade instalada para 80,5 MW e sua capacidade comercial para 35,6 MW médios. Em 23.05.2015, a Aneel, através do Despacho n.º 1.683, autorizou o início da operação comercial da referida ampliação, tendo sido concluídas as principais atividades relativas à mesma.

A Ferrari comercializou, em 28.11.2014, 9,8 MW médios no Leilão A-5 promovido pela Aneel, a serem fornecidos a partir de janeiro de 2019, provenientes da ampliação supracitada.

- Energias Eólicas do Nordeste S.A. (EEN)

A EEN é uma *holding* constituída para concentrar os investimentos nas Sociedades de Propósito Específico (SPE) relacionadas abaixo, as quais detêm os projetos eólicos localizados no Município de Trairi, Estado do Ceará, cuja autorização outorgada pela Aneel para exploração das centrais eólicas é até 2041.

Empresas	Usina	Capacidade instalada	Localização
Central Eólica Mundaú S.A.	Central Eólica Mundaú	30,0 MW	Trairi (CE)
Central Eólica Guajiru S.A.	Central Eólica Guajiru	30,0 MW	Trairi (CE)
Central Eólica Fleixeiras I S.A.	Central Eólica Fleixeiras I	30,0 MW	Trairi (CE)
Central Eólica Trairí S.A.	Central Eólica Trairí	25,4 MW	Trairi (CE)

Os parques eólicos Trairí e Guajiru deram início à operação comercial em novembro de 2013, enquanto que os parques eólicos Fleixeiras I e Mundaú entraram em operação comercial em janeiro e abril de 2014, respectivamente.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

O Complexo Eólico Trairí (Complexo Trairí), do qual fazem parte os parques eólicos Mundaú, Guajiru, Fleixeiras I e Trairí, possui capacidade instalada de 115,4 MW e 63,9 MW médios de capacidade comercial. A energia gerada está sendo vendida no Ambiente de Comercialização Livre (ACL), em contratos de médio e longo prazo, através da controlada TBLC.

- Energias Eólicas do Ceará S.A. (EEC)

A Companhia é uma holding responsável pelo desenvolvimento e implantação de projetos eólicos no Estado do Ceará (CE). Em dezembro de 2014, a TBLP transferiu a integralidade das ações da Usina Geradora Eólica Santa Mônica SPE S.A. (Santa Mônica), e das quotas da Usina Geradora Eólica Santa Mônica SPE II Ltda. (Santa Mônica II), da Central Eólica Cacimbas Ltda. (Cacimbas) e da Central Eólica Trairí II Ltda. (Trairí II) – que, em conjunto, formam o Complexo Eólico Santa Mônica (Complexo Santa Mônica), à EEC.

Em 11.04.2014, o Conselho de Administração da Companhia, autorizou o início das obras de construção do Complexo Santa Mônica, o qual está localizado no Município de Trairi. A capacidade instalada total do Complexo Santa Mônica é de 97,2 MW e a capacidade comercial total é de 48,7 MW médios.

Em 14.10.2014, a Superintendência Estadual do Meio Ambiente (Semace) emitiu Licença de Instalação autorizando o início das obras de implantação dos parques eólicos do Complexo. As obras, ao fim de 2014, se encontravam em fase de desmatamento e terraplanagem. A previsão para conclusão do projeto é 2016. A energia das usinas será comercializada no ambiente livre e/ou regulado.

Em janeiro de 2015, a Aneel emitiu as resoluções que autorizam a implantação e exploração, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, das sinas pertencentes ao Complexo Santa Mônica. O prazo da autorização é de 30 anos.

- Complexo Eólico Campo Largo (CECL)

O CECL é formado por um conjunto de empreendimentos de geração eólica totalizando um potencial aproximado de desenvolvimento de 630 MW, todos localizados nos Municípios de Umburanas e Sento Sé, no Estado da Bahia (BA), que serão desenvolvidos em etapas.

O Complexo é composto por 22 (vinte e duas) SPE controladas por 3 (três) holdings, a CLWP Brasil Participações Ltda. (CLWP), adquirida em julho de 2013, e as CLWP Brasil II Participações Ltda. (CLWP II) e CLWP Brasil III Participações Ltda. (CLWP III), compradas em junho de 2014.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

No Leilão A-5 de 28.11.2014, o CECL comercializou 82,6 MW médios, pelo prazo de 20 (vinte) anos, a partir de 1º de janeiro de 2019, a serem gerados por seis parques eólicos, com capacidade instalada de 178,2 MW. Outros cinco parques eólicos do CECL, com capacidade instalada total de 148,5 MW (aproximadamente 70 MW médios), serão desenvolvidos nessa etapa do projeto.

- Projeto Santo Agostinho

Em agosto de 2014, a TBLP adquiriu os direitos de desenvolvimento do Complexo Eólico Santo Agostinho, localizado nos Municípios de Lajes e Pedro Avelino, no Estado do Rio Grande do Norte, o qual é composto por 24 (vinte e quatro) SPE, cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólica, totalizando um potencial de desenvolvimento de 600 MW de capacidade instalada.

Em dezembro de 2014, a Companhia finalizou o processo de aquisição da primeira fase do projeto, tendo sido transferidas 1 *holding* e 9 SPE para seu controle (aproximadamente 225 MW). A Companhia está efetuando estudos ambientais objetivando o licenciamento ambiental dos projetos e a emissão da Licença Prévia está prevista para o último trimestre de 2015.

7.2 Segmento(s) Operacional(is) divulgados nas últimas demonstrações financeiras de encerramento do 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 ou adquirida através de contratos de médio e de longo prazo. A Companhia administra tais atividades como um único segmento de negócio. Tal segmento concentrou 99,3% nos anos de 2014 e 2013 e 99,5% no ano de 2012, da receita líquida de vendas da Companhia.

a. Produtos e serviços comercializados

Os produtos e serviços comercializados pela Companhia nos anos de 2014, 2013 e 2012 estão diretamente relacionados com a geração e comercialização de energia elétrica.

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

Em R$ milhões	Exercício social encerrado em 31 de dezembro					
	2014		2013		2012	
Segmento	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total
Energia Elétrica	6.430	99,3%	5.528	99,3%	4.888	99,5%
Outras receitas (prestação de serviços, venda de vapor, cinzas, etc.)	43	0,7%	41	0,7%	25	0,5%
Total	**6.473**	**100%**	**5.569**	**100%**	**4.913**	**100%**

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

Em R$ milhões	Exercício social encerrado em 31 de dezembro					
	2014		2013		2012(*)	
Segmento	Lucro líquido	% do total	Lucro líquido	% do total	Lucro líquido	% do total
Energia Elétrica	1.383	100%	1.437	100%	1.491	100%

(*) Reapresentado.

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

a. Características do processo de produção

i) Produção de energia elétrica

O Parque Gerador da Companhia é composto pelos seguintes tipos de usinas: hidrelétricas, termelétricas, pequenas centrais hidrelétricas, eólicas, solar e movidas a biomassa. Essas usinas estão localizadas nos seguintes Estados: Santa Catarina, Paraná, Rio Grande do Sul, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Goiás, Tocantins, Maranhão, Piauí, São Paulo e Ceará.

Das 27 (vinte e sete) usinas, 23 (vinte e três) pertencem integralmente à Companhia, de forma direta ou indireta, por meio de suas controladas, enquanto que em 4 (quatro) a Companhia participa por meio de consórcios.

Parque Gerador

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)	
			Total	Parte da Cia
Itá(*)	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.450,0	1.126,9
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.420,0	1.420,0
Machadinho(*)	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.140,0	403,9
Estreito(*)	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO e MA)	1.087,0	435,6
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.078,0	1.078,0
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0	450,0
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1
Total - Hidrelétricas			**7.270,3**	**5.559,7**
Complexo Jorge Lacerda(**)	Termelétrica	Capivari de Baixo (SC)	857,0	857,0
William Arjona	Termelétrica	Campo Grande (MS)	190,0	190,0
Charqueadas	Termelétrica	Charqueadas (RS)	72,0	72,0
Total – Termelétricas			**1.119,0**	**1.119,0**

Continua na próxima página

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Parque Gerador

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)	
			Total	Parte da Cia
Lages Bioenergética	Biomassa	Lages (SC)	28,0	28,0
Ibitiúva Bioenergética(*)	Biomassa	Pitangueiras (SP)	33,0	22,9
Ferrari Termoelétrica(***)	Biomassa	Pirassununga (SP)	65,5	65,5
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
Trairí	Eólica	Trairi (CE)	25,4	25,4
Guajiru	Eólica	Trairi (CE)	30,0	30,0
Mundaú	Eólica	Trairi (CE)	30,0	30,0
Fleixeiras I	Eólica	Trairi (CE)	30,0	30,0
Cidade Azul	Solar	Tubarão (SC)	3,0	3,0
Total - Complementares			**358,6**	**348,5**
Total			**8.747,9**	**7.027,2**

(*) Participação em consórcio.

(**) Complexo Jorge Lacerda é composto por 3 usinas termelétricas.

(***) Em abril de 2014, iniciou-se as atividades direcionadas à ampliação da Ferrari, de modo a elevar a sua capacidade instalada para 80,5 MW. O término das principais atividades vinculadas às obras ocorreu em maio de 2015, tendo sido iniciadas a atividade comercial do novo turbogerador em 23.05.2015.

Todas as Usinas da Companhia contam com as autorizações e outorgas de concessão para funcionamento em vigência.

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 a participação da Companhia nos consórcios - apresentou crescimento de 89,0%, passando de 3.719,0 MW para 7.027,2 MW.

A energia assegurada, nesse mesmo período, passou de 2.143,0 MW médios para 3.869,9 MW médios, ou seja, um incremento de 80,6%.

A capacidade instalada total operada pela Companhia - considerando as Usinas sob controle direto e indireto da Companhia e a totalidade da energia das usinas em consórcio (UHE Itá, Machadinho e Estreito e da biomassa Ibitiúva Bioenergética) - totaliza 8.747,9 MW, dos quais 79,1% são oriundos de hidrelétricas, 15,9% de termelétricas e 5,0% de usinas cuja energia é proveniente de fontes complementares. Da mesma forma, a energia assegurada total operada pela Companhia - utilizando a mesma base - é de 4.817,8 MW médios.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

De acordo com informações divulgadas pela Aneel, ao final de 2014, a Companhia era a maior geradora de energia elétrica do setor privado no Brasil, representando aproximadamente 5,7% da capacidade instalada do país.

ii) Índices de Geração

Ano 2014 - A produção total de energia da Companhia, no ano de 2014, foi de 48.942 GWh ou 5.587 MW médios. Com este valor, a Companhia obteve um novo recorde anual de geração, superando em 8% o obtido em 2013. As usinas hidrelétricas, ao atingir a produção total de 40.912 GWh, obtiveram um acréscimo de 7% na produção no ano de 2014 se comparado à de 2013. Nas usinas termelétricas a produção de 6.598 GWh em 2014 foi 4,8% superior àquela gerada em 2013. Este aumento se deve ao despacho das usinas termelétricas, o qual continua acima da média, em função da estratégia de aumentar a garantia energética de todo o sistema nacional. Já as usinas classificadas como complementares produziram em 2014 um total de 1.432 GWh, 76,6% superior ao total produzido em 2013.

No ano de 2014, entraram em operação comercial as Usinas Eólicas Fleixeiras I e Mundaú, finalizando assim a operação comercial do Complexo Eólico Trairí. Também se destaca, no ano de 2014, a entrada em operação comercial da Usina Fotovoltaica Cidade Azul, a maior usina solar do Brasil, além da aquisição de Ferrari, totalizando assim um acréscimo de 128,5 MW à capacidade instalada da Companhia. A UTE Ferrari, por sua vez, passou por um processo de ampliação, sendo que o turbogerador n.º 05 foi sincronizado ao Sistema Interligado Nacional em abril de 2015, caracterizando o início da operação em testes. Em 23.05.2015, a Aneel autorizou o início da operação comercial deste turbogerador, acrescentando, portanto, 15 MW à capacidade instalada da Usina.

Ano 2013 - A produção total de energia da Companhia, no ano de 2013, foi de 45.344 GWh ou 5.176 MW médios. Este elevado valor de geração resultou no novo recorde anual de geração da empresa, superando o recorde anterior obtido em 2011. Já em relação ao ano anterior, representa um aumento de 25,3%. Nas usinas hidrelétricas, a produção total de energia atingiu 38.239 GWh, ou seja, 25% acima da produção verificada na mesma fonte em 2012, sendo que em 2013 as condições hidrológicas foram amplamente favoráveis. Nas usinas termelétricas, que operaram principalmente no atendimento ao consumo de carvão determinado pela Aneel, a produção foi 28% superior àquela gerada em 2012, ou seja, de 6.294 GWh. Este valor se deve ao despacho das usinas termelétricas, acima da média, em função da estratégia de aumentar a garantia energética de todo o sistema nacional. Já as usinas classificadas como complementares produziram em 2013 um total de 811.GWh, evolução de 17% em relação ao total produzido em 2012.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Adicionalmente, cabe mencionar que no ano de 2013 houve o inicio da operação comercial das usinas eólicas Trairí e Guajiru, elevando em 55 MW a capacidade instalada da empresa, juntamente com o inicio do período de testes de comissionamento da Usina Eólica de Fleixeiras I (30 MW), que entrou em operação comercial em janeiro de 2014. Já a entrada em operação da Usina Eólica Mundaú ocorreu em abril de 2014, aumentado em mais 30 MW a capacidade instalada da empresa.

Ano 2012 - A produção total de energia elétrica nas usinas operadas pela Tractebel Energia alcançou 36.193 GWh (4.120 MW médios), sendo 30.584 GWh (3.482 MW médios) provenientes das hidrelétricas, 4.916 GWh (559 MW médios) das termelétricas e 693 GWh (79 MW médios) das usinas complementares. Em comparação a 2011, houve uma redução de geração total de 19,6%.

Fundamentalmente, essa redução de geração em relação ao ano anterior está associada às condições hidrológicas adversas na região Sul do país e à parada da Unidade C do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, no primeiro semestre de 2012, para modernização e reforma. Em resumo, houve uma redução de 24,9% na geração nas usinas hidrelétricas, um incremento de 32,8% na geração termelétrica e, um aumento de 14,7% na geração das usinas complementares, com destaque para a geração das usinas eólicas, que registraram a sua maior geração anual histórica: 19,3 MW médios, 46,6% acima da obtida em 2011.

Geração bruta medida nos 3 (três) últimos exercícios:

	Produção (GWh)		
Usinas	**2014**	**2013**	**2012**
UHE Itá (UHIT) (em consórcio)	9.014	7.441	4.551
UHE Salto Santiago (UHSS)	8.035	8.434	7.299
UHE Machadinho (UHMA) (em consórcio)	6.798	5.148	2.923
UHE Estreito (UHET)	5.344	5.105	4.195
UHE Salto Osório (UHSO)	6.348	5.968	5.022
UHE Cana Brava (UHCB)	2.126	2.609	3.012
UHE Passo Fundo (UHPF)	938	895	774
UHE São Salvador (UHSA)	1.281	1.384	1.593
UHE Ponte de Pedra (UHPP)	1.028	1.256	1.215
Usinas Hidrelétricas – Subtotal	**40.912**	**38.239**	**30.584**
Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL)	5.018	5.719	4.578
UTE William Arjona (UTWA)	1.227	294	61
UTE Charqueadas (UTCH)	353	254	266
UTE Alegrete (UTAL)(*)	-	27	11
Usinas Termelétricas - Subtotal	**6.598**	**6.294**	**4.916**

(*) Em atendimento ao pleito da Tractebel Energia, a Aneel revogou a outorga da UTE Alegrete, conforme Resolução Autorizativa n.º 4.567, de 25 de fevereiro de 2014.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

	Produção (GWh)		
Usinas	**2014**	**2013**	**2012**
Usina de Cogeração Lages (UCLA)	149	133	104
UTE Ibitiúva Bioenergética (UTIB)	167	196	178
UTE Ferrari Termelétrica (UTFE)	237	-	-
UFV Cidade Azul (UFCA)	2	-	-
PCH Rondonópolis (PHRO)	98	100	87
PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha (PHJG)	88	91	82
PCH Areia Branca (PHAB)	57	72	72
EOL Beberibe (UEBB)	87	89	96
EOL Pedra do Sal (UEPS)	64	66	74
EOL Trairi (UETR)	123	27	-
EOL Guajiru (UEGU)	133	32	-
EOL Fleixeiras (UEFL)	134	6	-
EOL Mundau (UEMU)	93	-	-
Usinas de Fontes Complementares - Subtotal	**1.432**	**811**	**693**
Total	**48.942**	**45.344**	**36.193**

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 3 (três) últimos anos está apresentada abaixo:

Ano	Disponibilidade
2014	87%
2013	92%
2012	91%

A redução da disponibilidade verificada em 2014 em relação a 2013 deve-se, principalmente, devido à modernização das unidades geradoras das UHE Salto Santiago, Passo Fundo e Ponte de Pedra, além do alto grau de solicitação das usinas termelétricas, intensificando assim o desgaste em seus componentes.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

iii) Informações sobre os processos de geração e as usinas em operação da Companhia

Geração Hidrelétrica - Usinas em operação

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 (cinco) 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 (cinco) unidades geradoras foi disponibilizada para despacho do Operador Nacional do Sistema - ONS em julho de 2000 e a quinta em março de 2001.

A UHIT foi o 1º empreendimento hidrelétrico no trecho brasileiro do Rio Uruguai, cuja construção foi realizada por meio de um consórcio entre a Companhia e sua controlada Itasa. A operação dessa Usina é realizada pela Tractebel Energia. 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 a Cimento Itambé S.A.

Até 2003, a energia assegurada total da UHIT era de 741 MW médios. A partir desta data, 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 e a Companhia diretamente – em razão dos 39,5% que possui no Consórcio Itá, possui os 263,86 MW médios remanescentes.

Se considerarmos (i) a participação na energia que a Companha faz jus em razão de sua participação na Itasa (197,02 MW médios); (ii) os 263,86 MW médios decorrentes da sua porcentagem no Consórcio Itá; e (iii) 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, a participação total de energia que a Companhia possui nessa Usina é de 512,88 MW médios.

Contudo, a Companhia possui contratos de aquisição de energia com a Itasa em montante superior à sua participação societária, descrita no item (i) acima, os quais perfazem o montante total de 228,38 MW médios. Assim, a participação total de energia que a Companhia possui nessa Usina, somando-se o item (i) ajustado aos contratos de aquisição de energia e os itens (ii) e (iii) é de 544,24 MW médios.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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 Salto Santiago (UHSS): A UHSS tem capacidade instalada de 1.420 MW e energia assegurada de 723 MW médios, possuindo 4 (quatro) unidades geradoras de 355 MW cada. Está situada no curso principal do Rio Iguaçu, no município de Saudade do Iguaçu (PR). O início das atividades ocorreu em 1980, sendo que a primeira das 4 (quatro) unidades geradoras foi disponibilizada para despacho no Sistema Integrado Nacional (SIN) em dezembro de 1980 e a quarta em setembro de 1982.

Usina Hidrelétrica Machadinho (UHMA): A UHMA tem capacidade instalada de 1.140 MW e energia assegurada de 529 MW médios, possuindo 3 (três) 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 (RS) e Piratuba (SC). O início das operações ocorreu em 2002, sendo que a primeira das 3 (três) unidades geradoras foi disponibilizada para despacho do ONS em fevereiro de 2002 e as demais em abril e julho de 2002.

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

A energia assegurada total da UHMA é de 529 MW médios. Entretanto, no contrato de constituição do consórcio, foi considerada uma energia assegurada de 473 MW médios. Desses, após a incorporação da Maesa, em janeiro de 2013, 19,28%, ou seja, 91,22 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 147,22 MW médios, são inteiramente da Companhia.

Usina Hidrelétrica Estreito (UHET): A UHET tem capacidade instalada de 1.087 MW e energia assegurada de 641,08 MW médios, possuindo 8 (oito) unidades geradoras de 135,87 MW cada. Está situada no Rio Tocantins, na divisa dos Estados do Tocantins e Maranhão, nos municípios de Estreito (MA), Aguiarnópolis e Palmeiras do Tocantins (TO). O início da operação comercial ocorreu em abril de 2011 e 3 (três) outras unidades geradoras entraram em operação comercial ainda no decorrer do ano 2011. Em 2012 outras 3 (três) novas unidades entraram em operação comercial, e em 2013 foi iniciada a operação da última unidade.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

A UHET foi construída por meio de Consórcio com outras empresas, que constituíram o Consórcio Estreito Energia (Ceste) para a implantação desse empreendimento. A Companhia detém indiretamente 40,07% desta Usina, o que corresponde a 256,88 MW médios de energia assegurada ou 435,56 MW de capacidade instalada. O serviço de operação e manutenção desta Usina é realizado pela Tractebel Energia.

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

Usina Hidrelétrica Cana Brava (UHCB): A UHCB tem capacidade instalada de 450 MW e energia assegurada de 273,5 MW médios, possuindo 3 (três) 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 (três) unidades geradoras foi disponibilizada para despacho do ONS em maio de 2002 e a terceira em setembro de 2002.

Usina Hidrelétrica Passo Fundo (UHPF): A UHPF tem capacidade instalada de 226 MW e energia assegurada de 119 MW médios, possuindo 2 (duas) unidades geradoras de 113 MW cada. Está situada no Município Entre Rios do Sul (RS). 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 São Salvador (UHSA): A UHSA tem capacidade instalada de 243,2 MW e energia assegurada de 151,1 MW médios, possuindo 2 (duas) unidades geradoras de 121,6 MW cada. A Usina está situada no Rio Tocantins, entre os municípios de São Salvador do Tocantins (TO) e Paranã (TO). A usina entrou em operação comercial em 2009, sendo que a primeira das 2 (duas) unidades geradoras foi disponibilizada para despacho do ONS em agosto de 2009 e a segunda em novembro de 2009.

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 (três) unidades geradoras de 58,7 MW cada. Está situada no curso principal do Rio Correntes, no Município de Sonora (MT). A operação da usina teve início em 2005, sendo que a primeira das 3 (três) unidades geradoras foi disponibilizada para despacho do ONS em julho de 2005 e a terceira em setembro de 2005.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

PCH Rondonópolis (PHRO): A PHRO tem capacidade instalada de 26,6 MW e energia assegurada de 14 MW médios, com 3 (três) 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 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 (três) 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 Areia Branca (PHAB): A PHAB tem capacidade instalada de 19,8 MW e energia assegurada de 10,9 MW médios, com 2 (duas) unidades geradoras de 9,9 MW cada. Está situada no curso principal do Manhuaçu, localizada entre os municípios de Caratinga (MG) e Ipanema (MG). As 2 (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.

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 cogeração (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 com capacidade instalada de 857 MW e 649,9 MW médios de energia assegurada. É constituído por 3 (três) usinas termelétricas (UTLA, UTLB e UTLC) e 7 (sete) unidades geradoras, tendo sido construído com o objetivo básico de aproveitar o carvão mineral catarinense e, está localizada no Município de Capivari de Baixo (SC).

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. Atualmente este complexo está interligado ao SIN e, eventualmente, quando solicitado e aprovado pelas autoridades brasileiras, essas usinas geram energia com a finalidade de atender as necessidades energéticas da Argentina e do Uruguai.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Usina Termelétrica William Arjona (UTWA): A UTWA possui capacidade instalada de 190 MW e energia assegurada de 136,1 MW médios. É constituída por 5 (cinco) conjuntos turbogeradores que utilizam gás natural como combustível, podendo também utilizar óleo diesel, e está localizada no Município de Campo Grande (MS).

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 (cinco) unidades geradoras foi disponibilizada para despacho do ONS em março de 1999 e a quinta, em julho de 2002. A produção da UTWA permitiu 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.

Usina Termelétrica Charqueadas (UTCH): A UTCH possui capacidade instalada total de 72 MW e 45,7 MW médios de energia assegurada. A Usina é constituída por 4 (quadro) unidades geradoras e é movida a carvão mineral e está localizada no Município de Charqueadas (RS). As operações da Usina tiveram início em 1962, sendo que a primeira das 4 (quadro) 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.

Geração termelétrica - Usina em processo de revogação de outorga

Usina Termelétrica Alegrete (UTAL): A UTAL é movida a óleo combustível, sendo constituída por 2 (duas) unidades geradoras com capacidade instalada, de 66 MW. Esta situada à margem direita do Rio Ibirapuitã, junto à cidade de Alegrete (RS). 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 visava garantir o abastecimento energético da região oeste do Estado do Rio Grande do Sul. Em atendimento ao pleito da Tractebel Energia, a Aneel revogou a outorga da UTE Alegrete, conforme Resolução Autorizativa n.º 4.567, de 25 de fevereiro de 2014.

Unidades de Cogeração – Usinas 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.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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 cogeração é bem mais elevada, uma vez que torna útil até 85,0% da energia do combustível.

Além disso, em processos de cogeração 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 uma 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 (SC), minimizando os riscos de contaminação ambiental e incêndios. Possui capacidade instalada de 28 MW e capacidade de fornecimento de 25 toneladas/hora 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 desses futuros créditos foi negociada com o Banco Mundial.

Geração Eólica – Usinas em Operação

A energia é gerada através de aerogeradores que utilizam a força do vento para a geração de energia. A Companhia opera com as seguintes usinas:

Usina Eólica Beberibe (UEBB): esta Usina possui capacidade instalada de 25,6 MW e é constituída por 32 (trinta e dois) aerogeradores instalados no Município de Beberibe (CE). As operações da Usina tiveram início em setembro de 2008, sendo sua produção de energia destinada, principalmente, ao abastecimento energético do litoral cearense.

Usina Eólica Pedra do Sal (UEPS): esta Usina possui capacidade instalada de 18 MW e é constituída por 20 (vinte) aerogeradores instalados no Município de Parnaíba (PI). As operações da Usina tiveram início em dezembro de 2008, sendo sua produção de energia destinada, principalmente, ao abastecimento energético do litoral piauiense.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Usina Eólica Trairí (UETR): esta Usina possui capacidade instalada de 25,4 MW e é constituída por 11 (onze) aerogeradores instalados no Município de Trairi (CE). As operações da Usina tiveram início em novembro de 2013, sendo sua produção de energia destinada, principalmente, ao abastecimento energético do litoral cearense.

Usina Eólica Guajiru (UEGU): esta Usina possui capacidade instalada de 30 MW e é constituída por 13 (treze) aerogeradores instalados no Município de Trairi (CE). As operações da Usina tiveram início em novembro de 2013, sendo sua produção de energia destinada, principalmente, ao abastecimento energético do litoral cearense.

Usina Eólica Mundaú (UEMU): esta Usina possui capacidade instalada de 30 MW e é constituída por 13 (treze) aerogeradores instalados no Município de Trairi (CE). As operações da Usina tiveram início em abril de 2014, sendo sua produção de energia destinada, principalmente, ao abastecimento energético do litoral cearense.

Usina Eólica Fleixeiras I (UEFL): esta Usina possui capacidade instalada de 30 MW e é constituída por 13 (treze) aerogeradores instalados no Município de Trairi (CE). As operações da Usina tiveram início em janeiro de 2014, sendo sua produção de energia destinada, principalmente, ao abastecimento energético do litoral cearense.

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 (UTIB): Esta Usina possui capacidade instalada de 33 MW e energia assegurada de 20 MW médios. A UTE Ibitiúva Bioenergética está localizada no Município de Pitangueiras (SP), e utiliza como combustível o bagaço resultante do processamento da cana-de-açúcar da Usina Andrade Açúcar e Álcool. O início da operação comercial ocorreu em maio de 2010.

A UTE Ibitiúva Bioenergética é resultante da parceria entre a TBLP, controladora da Ibitiúva Bioenergética S.A., com participação acionária de 95%, e da Andrade Açúcar e Álcool. 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 (quinze) anos.

A Ibitiúva Bioenergética S.A. possui a participação de 72,9% no Consórcio Andrade, responsável pela exploração da UTE Ibitiúva Bioenergética, o que corresponde a 22,9 MW da capacidade instalada desta Usina e 13,9 MW médios de capacidade comercial. A participação remanescente no Consórcio Andrade, de 27,1%, pertence a Andrade Açúcar e Álcool.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Usina Termelétrica Ferrari (UTFE): Esta Usina possui capacidade instalada de 65,5 MW e Garantia Física de 25,7 MW médios. A UTE Ferrari está localizada no Município de Pirassununga (SP), e utiliza como combustível o bagaço da cana-de-açúcar. O início da operação comercial ocorreu em junho de 2009.

Em abril de 2014, a Ferrari iniciou as atividades direcionadas à ampliação da UTE Ferrari, de modo a elevar a sua capacidade instalada para 80,5 MW e sua capacidade comercial para 35,6 MW médios. Em 11.11.2014, a Aneel emitiu a Resolução Autorizativa n.º 4.906, autorizando o referido aumento da capacidade instalada da UTE Ferrari. As obras de ampliação foram concluídas em abril de 2015, tendo sido dado início a operação comercial da unidade geradora responsável pelo acréscimo de 15 MW à capacidade instalada em maio de 2015.

Geração Solar Fotovoltaica (Usina em Operação):

Usina Fotovoltaica Cidade Azul (UFCA): Esta usina possui capacidade instalada de 3,0MWp, atualmente, a maior planta solar fotovoltaica em funcionamento no País. Está localizada no município de Tubarão - SC, anexa ao Complexo Termelétrico Jorge Lacerda. Foi concebida como uma usina experimental para fins de pesquisa, desenvolvimento e capacitação técnica, objetivo do projeto P&D Estratégico nº 013/2011 da Aneel. O início da operação comercial ocorreu em 09.08.2014.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

iv) Percentuais já depreciados dos ativos das usinas em 31.12.2014

As informações consideram os ajustes a valor justo do ativo imobilizado 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		
UHE Itá (em consórcio)	2000 e 2001	42,83
UHE Salto Santiago	1980	75,93
UHE Machadinho (em consórcio)	2002	37,32
UHE Estreito (em consórcio)	2011	10,93
UHE Salto Osório	1975 a 1981	73,73
UHE Cana Brava	2002	35,12
UHE Passo Fundo	1973	76,25
UHE São Salvador	2009	17,66
UHE Ponte de Pedra	2005	31,03
Térmicas		
UTE Jorge Lacerda A (UTLA) (unidades I a IV)	1965 a 1974	85,73
UTE Jorge Lacerda B (UTLB) (unidades V e VI)	1979 e 1980	87,10
UTE Jorge Lacerda C (UTLC) (unidade VII)	1997	80,96
UTE William Arjona	1999 e 2001	55,38
UTE Charqueadas	1962	78,75
UTE Alegrete	1968	81,51
Complementares		
Usina de Cogeração Lages	2003	44,60
UTE Ibitiúva Bioenergética (em consórcio)	2010	27,61
UTE Ferrari	2009	30,99
PCH Rondonópolis	2007	27,80
PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha	2007	29,29
PCH Areia Branca	2010	22,98
EOL Beberibe	2008	29,27
EOL Pedra do Sal	2008	28,22
EOL Trairí	2013	5,89
EOL Guajiru	2013	5,78
EOL Flexeiras I	2013	5,13
EOL Mundaú	2014	3,83

(v) 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.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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

As indisponibilidades programadas são decorrentes de paralisações para manutenções de unidades geradoras, seguindo rigorosos cronogramas que são antecipadamente negociados com 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 possui cobertura contra perdas por lucro cessante, causadas por sinistros que originem interrupção de produção de energia.

Em junho de 2014, a Companhia sofreu sinistros em duas unidades geradoras do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL) e em um dos vertedouros da Usina Hidrelétrica Itá, os quais acarretaram em indisponibilidades forçadas. Os danos materiais e os efeitos financeiros decorrentes da interrupção dos negócios estão cobertos pelas apólices de seguro. A retomada da operação da última unidade geradora objeto do sinistro ocorreu em meados de fevereiro de 2015.

b. Características do processo de distribuição

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

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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 31.12.2014, 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 31.12.2014, no Brasil, a Companhia atendia consumidores livres localizados nos Estados de Alagoas, Bahia, Distrito Federal, Espírito Santo, Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Paraíba, Paraná, Pernambuco, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Rio Grande do Norte, Santa Catarina, Sergipe e São Paulo, 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 baixo impacto nas suas receitas.

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

Relacionamento com Clientes

A Companhia estabeleceu a diversificação de sua base de clientes como parte de sua estratégia de negócios, com enfoque nos consumidores livres. Como resultado, a participação desse segmento no total das vendas físicas foi de 34%, 38%, e 47%, nos anos de 2012, 2013 e 2014, respectivamente.

É estratégia da Companhia sustentar a participação do segmento de consumidores livres em sua carteira de contratos. Para tanto, busca atender as necessidades de energia do processo produtivo de cada cliente através de contratos de venda customizados, com diferentes alternativas em termos de flexibilidade de consumo, prazo de fornecimento e demais condições comerciais.

Adicionalmente, adota uma política de fidelização de clientes. 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.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Um dos principais instrumentos de fidelização de clientes utilizado nos últimos anos foi a continuidade do "Programa de Relacionamento com o Cliente", que consiste em ampla gama de iniciativas, tais como visitas às usinas da Companhia, ações de *marketing experience* com enfoque regional**,** disponibilização de serviços exclusivos para o cliente na página da Companhia na internet ("Clientes *Online*"), patrocínios em eventos do setor elétrico, e os "Encontros Tractebel", que são basicamente eventos com apresentações sobre temas de interesse para os clientes, com ênfase em economia, política e mercado de energia.

O resultado de referidas ações comerciais da Companhia e de fidelização junto aos clientes, dentre outras, é aferido bianualmente mediante realização de "Pesquisa de Satisfação do Cliente", aplicada por consultores independentes. A última pesquisa, realizada em setembro de 2014, apontou um índice de clientes satisfeitos e muito satisfeitos de 94,8%, acima do resultado da pesquisa realizada em 2012, que foi de 94,5%.

Os objetivos buscados pela Companhia na área comercial são: (i) promover a maximização e eficiência da carteira de clientes por meio da flexibilização de preços, prazos e condições; (ii) manter sólido relacionamento com os clientes e cultivar maior aproximação com os mesmos; (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 ambiente livre; e (iv) aproveitar-se de eventuais oportunidades de negócios no curto prazo, como forma de maximizar os resultados da Companhia.

i. ***participação em cada um dos mercados***

Principais Mercados

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

A receita líquida de vendas da Companhia composta por natureza de clientes é a seguinte:

	31.12.2014		31.12.2013		31.12.2012	
Em R$ milhões	**Valor**	**%**	**Valor**	**%**	**Valor**	**%**
Mercado nacional						
Distribuidoras	3.044	47,03	2.824	50,72	2.862	58,25
Comercializadoras	239	3,69	250	4,49	321	6,53
Consumidores livres	2.248	34,73	1.887	33,89	1.399	28,48
CCEE	903	13,95	566	10,17	298	6,07
Outras	39	0,60	42	0,72	25	0,51
	6.473	**100**	**5.569**	**100**	**4.905**	**99,84**
Mercado externo						
Exportação de energia	**-**	**-**	**-**	**-**	**8**	**0,16**
	6.473	**100**	**5.569**	**100**	**4.913**	**100**

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Dentre os consumidores livres atendidos pela Companhia, destacam-se empresas que atuam nos seguintes setores: cimento, químico e petroquímico, automotivo, papel e celulose, metalurgia, fertilizantes, borracha e plástico, alimentos, gases industriais, dentre outros de menor participação na carteira.

Setores	Participação
Cimento	15,1%
Químico e Petroquímico	11,7%
Automotivo	8,5%
Papel e Celulose	8,4%
Metalurgia	8,3%
Fertilizantes	6,6%
Borracha e Plástico	6,4%
Alimentos	5,8%
Gases industriais	4,3%
Água e Saneamento	3,7%
Têxtil	3,3%
Siderurgia	3,2%
Bebidas e fumo	2,7%
Outros	12,0%
	100%

Em 31.12.2014, a Companhia atendia aproximadamente 400 unidades consumidoras no segmento de Consumidores Livres, localizadas em diversos estados do Brasil, conforme já comentado anteriormente. Dentre os consumidores industriais atendidos pela Companhia, destacam-se: Votorantim, Vale, Braskem, Tupy, AmBev, Lafarge, Volkswagen, White Martins, entre outros.

O preço de venda da energia elétrica nos 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 Federal, buscando-se o menor preço de compra. Entretanto, a Companhia ainda possui contratos bilaterais com distribuidoras, remanescentes do modelo anterior do Setor Elétrico.

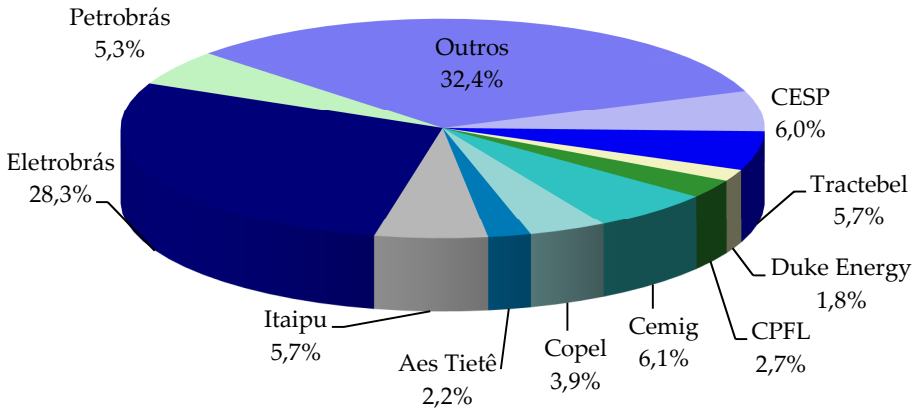
Os contratos bilaterais dispõem de mecanismo que visa inibir a rescisão pelos respectivos compradores ao estabelecer multa rescisória que leva em consideração o valor remanescente do contrato.

A totalidade dos contratos de venda de longo prazo é reajustada anualmente pelos índices de inflação IGP-M ou IPCA.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Condições de competição nos mercados

Em 31.12.2014, a Companhia possuía capacidade instalada de 7.027,1 MW, o que correspondia a uma participação de aproximadamente 5,7% no mercado brasileiro de energia elétrica. Os principais concorrentes da Companhia, com controle estatal, eram: Eletrobras, Companhia Energética de São Paulo (CESP), Cemig, Petrobras e Companhia Paranaense de Energia (Copel), além das seguintes empresas que possuem controle privado: AES Tietê, CPFL Energia, Duke Energy, Grupo Neoenergia e Energias do Brasil.



Os principais clientes da Companhia são distribuidoras, consumidores livres e comercializadoras de energia elétrica, situados principalmente nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil.

Posicionamento no mercado competitivo

A Tractebel Energia vem sustentando nos últimos anos a sua posição de principal geradora privada do país. A atual capacidade instalada da Companhia em suas 27 usinas, incluindo a participação nos consórcios Itá, Machadinho e Estreito, é de 7.027,2 MW, dos quais aproximadamente 79% em usinas hidrelétricas, 16% em termelétricas e 5% em energias complementares.

O portfólio de geração da Companhia é compatível com o nível de risco desejado e permite a formação de preços competitivos. A localização das usinas (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste) atua no sentido de reduzir os riscos de submercado.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

A diversificada carteira de clientes da Companhia abrange distribuidoras de energia, comercializadoras e consumidores livres (majoritariamente grandes consumidores industriais e comerciais), atendidos por meio de contratos customizados, flexíveis no tocante ao volume, prazo e condições de fornecimento. Adicionalmente, no segmento de consumidores livres, a Companhia adota a estratégia de diversificação de vendas em diferentes setores industriais e comerciais.

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 a geração através de fontes alternativas (energias complementares como eólica, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e energia solar), aproveitando as vantagens que desfruta por operar plantas com diferentes portes, características e fontes de energia.

A filosofia comercial da Companhia consolida-se em torno do atendimento das necessidades dos clientes, buscando sempre a formação de relacionamentos comerciais duradouros e construtivos.

A Companhia beneficia-se igualmente das sinergias geradas entre as demais empresas do Grupo GDF SUEZ. Tanto o processo de expansão quanto a inserção em novos mercados estratégicos estão amparados na sólida estrutura organizacional e financeira do Grupo, 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. A energia descontratada deverá ser gradativamente negociada nos anos subsequentes e, no caso de não contratação, poderá ser negociada através de transações bilaterais de curto prazo ou liquidada no âmbito da 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.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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 no Município de Capivari de Baixo (SC), com 07 (sete) unidades geradoras, e capacidade instalada total de 857 MW, e pela Usina Termelétrica Charqueadas (UTCH), localizada no Município de Charqueadas (RS), com 04 (quatro) unidades geradoras de 18 MW, totalizando 72 MW de capacidade total instalada.

O carvão mineral utilizado no CTJL é majoritariamente oriundo de lavra subterrânea e fornecido pelo Consórcio Catarinense de Carvão Energético (CCCE), do qual fazem parte as empresas mineradoras filiadas ao Sindicato da Indústria de Extração de Carvão do Estado de Santa Catarina (SIECESC).

No caso da UTCH é integralmente produzido a partir de lavra a céu aberto e o fornecimento cabe à Copelmi Mineração Ltda. Em ambos os casos, estes fornecedores tradicionais vêm, há décadas, suprindo as necessidades de consumo da Companhia, decorrentes do atendimento dos requisitos eletroenergéticos do SIN e determinadas pelo ONS.

A aquisição destes insumos está amparada em contratos de longo prazo, usualmente de 5 (cinco) 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 prazo 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 n.º 10.438, de 26.04.2002 - modificada pela Lei n.º 10.762, de 11.11.2003 - nos termos do Decreto n.º 4.541, de 23.12.2002, modificado pelo Decreto n.º 5.029 de 31.03.2004 e, mais recentemente, procedimentado pela Resolução Normativa Aneel n.° 500 de 17.07.2012), competindo à Eletrobras o gerenciamento da sua utilização para fins de reembolso.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

A CDE 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 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. Tal reembolso normalmente é realizado após a apresentação dos comprovantes de pagamento aos fornecedores, contudo, durante o ano de 2014 ocorreram atrasos no recebimento dos mesmos. Em 31.12.2014, estavam pendentes de recebimento os reembolsos relativos aos fornecimentos de agosto a novembro de 2014, tendo sido recebido os meses de agosto a outubro de 2014 nos meses de janeiro, fevereiro e abril de 2015, respectivamente.

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 INPC do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) e diversos outros índices medidos e publicados pela Fundação Getúlio Vargas (FGV).

Óleo combustível e Óleo diesel – CTJL e UTCH

No que diz respeito ao combustível secundário - derivados de petróleo: óleo combustível e óleo diesel, consumido no CTJL e o óleo diesel consumido na UTCH, essas aquisições são realizadas mensalmente, a partir dos resultados de pregões eletrônicos, dos quais participavam, ao menos, 3 (três) 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 (doze) meses de duração exclusivamente para óleo diesel.

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.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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 Petrobras.

O contrato de fornecimento de gás natural celebrado com a MSGÁS previa prazo de vigência por 5 (cinco) anos a partir de maio de 2001, data de início da operação comercial da UTWA com este combustível (previamente, e então contando com 3 (três) unidades geradoras, a Usina vinha operando com óleo diesel já que é bicombustível).

Dado que o contrato admitia prorrogação por mais 5 (cinco) 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.

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 STJ, a Petrobras obteve efeito suspensivo que lhe autorizou, a partir de novembro de 2007, a suspensão do fornecimento de gás natural para a UTWA. Em consequência disso, a Companhia passou a comprar energia no âmbito da 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 20.11.2009, foi proferida decisão judicial de primeira instância determinando a MSGÁS restabelecer as condições de entrega de gás natural para a UTWA (pressurização do ramal), o que ocorreu no dia 26.11.2009, permanecendo vigente até meados do ano de 2012 quando a Petrobras obteve um efeito suspensivo que lhe permitiu novamente suspender o fornecimento de gás.

No mês de janeiro de 2013, a Companhia ingressou com um pedido junto ao Presidente do STJ requerendo a perda da eficácia da decisão que garantiu a Petrobras suspender, no ano de 2012, o fornecimento de gás para a UTE William Arjona.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Esse pedido foi aceito pelo STJ e terá vigência até que ocorra uma decisão por parte do próprio STJ sobre outro pedido da Companhia que trata da extinção de Medida Cautelar obtida pela Petrobras em determinado recurso especial.

Com essa decisão o fornecimento de gás para essa Usina foi retomado, ainda que o processo sobre a defasagem do preço de gás - alegado pela Petrobras - continue vigente e no aguardo dos desfechos comentados no parágrafo anterior. Porém, a Ministra relatora do referido processo restabeleceu o direito da Petrobras de não fornecer gás, até o julgamento final do Agravo Regimental, do qual é a relatora. Em novembro de 2013 a Tractebel Energia obteve êxito em seu pleito e o fornecimento de gás foi reestabelecido, bem como uma nova data de vigência do contrato de fornecimento de gás foi estabelecida para outubro de 2014. Atualmente o fornecimento está sendo garantido por liminar, sendo que a Companhia propõe a celebração de um novo contrato de fornecimento garantindo o direito estabelecido pelo PPT.

Os termos garantidos pela liminar 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.

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 (vinte) contratos de médio prazo, com duração entre 2 (dois) e 5 (cinco) 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.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Nas demais unidades que utilizam este combustível, Usina Termelétrica Ibitiúva (UTE Ibitiúva) e Usina Termelétrica Ferrari (UTE Ferrari), o suprimento de biomassa é responsabilidade das empresas consorciadas, Consórcio Andrade e Ferrari Agro, respectivamente, estando a quantidade fornecida associada à geração das Usinas.

ii. eventual dependência de poucos fornecedores

Conforme mencionado no item 7.3. e) i. anteriormente citado, 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 anteriormente apresentado.

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

a. Montante total de receitas provenientes do cliente

A Companhia não possui receitas provenientes de cliente responsável por aproximadamente 10% de sua receita líquida de vendas. Em 2014, a Companhia, auferiu receita de R$ 529 milhões por meio de suprimento de energia à Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc), o que representa 8,63% de sua receita líquida.

b. Segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente

A Companhia apresenta suas demonstrações contábeis e informações trimestrais considerando somente um segmento operacional, composto pelas atividades de geração e comercialização de energia elétrica gerada por seus ativos ou adquirida por meio de contratos de médio e longo prazo.

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 autorização ou permissão ao Ministério das Minas e Energia (MME) ou à Aneel, conforme o caso. Concessões, autorizações e permissões 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 (trinta e cinco) anos para novas concessões de geração e 30 (trinta) anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. Sob esta regra, as concessões de geração anteriores a 11.12.2003 poderiam ser prorrogadas por mais 20 (vinte) anos, a critério do Poder Concedente, de acordo com a legislação. Os contratos de concessão mais recentes não preveem a possibilidade de prorrogação.

A publicação da Medida Provisória 579, em 11.09.2012, convertida na Lei 12.783, de 11.01.2013, inaugurou um novo marco quanto à prorrogação de concessões. Sob a nova regra, as concessões de geração outorgadas antes da publicação da Lei n.º 8.987/1995, e que não tenham sido objeto de licitação, podem ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 anos. A prorrogação dependerá da aceitação expressa por parte do concessionário de: (i) tarifa calculada pela Aneel; (ii) alocação de cotas de garantia física de energia e de potência às distribuidoras do SIN; e (iii) submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Aneel.

Em função da incerteza quanto à renovação das concessões detidas pela Companhia e quanto às condições de renovação, o exercício da prudência deve ser observado na definição dos procedimentos contábeis nos fazendo considerar, para estes fins, a limitação ao prazo de depreciação dos bens que integram o projeto original ao primeiro período de concessão dos ativos, pois, segundo interpretação da legislação específica, não há certeza quanto à indenização pelo poder concedente ao final do prazo da concessão dos investimentos ainda não amortizados.

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:

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- **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.
- **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 da controladora na concessionária.
- **Intervenção pelo Poder Concedente:** o Poder Concedente poderá intervir na concessão a fim de garantir o desempenho adequado dos serviços e o cumprimento integral das disposições contratuais, 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- **Reversão no advento do termo contratual:** a reversão no advento do termo contratual será efetuada com a indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.
- **Produção de energia elétrica por Produtor Independente e por autoprodutor**: no final do prazo da concessão ou autorização, os bens e as instalações realizados para a geração independente e para a autoprodução de energia elétrica em aproveitamento hidráulico passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos ainda não amortizados. Para determinação do montante da indenização a ser paga, serão considerados os valores dos investimentos posteriores, aprovados e realizados, não previstos no projeto original, e a depreciação apurada por auditoria do Poder Concedente. No caso de UTE, não será devida indenização dos investimentos realizados, assegurando-se, porém, ao Produtor Independente ou ao autoprodutor remover as instalações.

Considerando exclusivamente a interpretação da legislação anteriormente mencionada de que não há a garantia de indenização pelo Poder Concedente do valor residual dos bens que integram o projeto original ao final do prazo da concessão e autorização dos empreendimentos hidrelétricos e, em linha com o exercício a prudência anteriormente mencionada, a Companhia, a partir de 01.01.2007, passou a depreciar esses ativos de acordo com as taxas determinadas pela Aneel, as quais estão limitadas ao prazo de concessão, embora a legislação e os contratos prevejam a possibilidade da renovação da concessão. Cabe mencionar que os bens do ativo imobilizado adquiridos até 01.01.2007 foram sujeitos à adoção do custo atribuído com base na avaliação dos seus valores justos em 01.01.2009, data de transição para as normas internacionais de contabilidade (IFRS) e os novos pronunciamentos contábeis estabelecidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC).

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 ou suspensão de autorização para operação comercial, intervenção administrativa e caducidade).

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 referentes ao período de 12 (doze) 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.

Concessões e Autorizações

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

- Concessões para a geração de energia hidrelétrica

Concessões	Detentor (a) da concessão	Capacidade instalada MW	Data do ato	Vencimento
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	Tractebel Energia	176	01.10.1999	30.09.2034
UHE São Salvador	Tractebel Energia	243	23.04.2002	22.04.2037
UHE Estreito	Ceste	1.087	26.11.2002	26.11.2037

A Companhia possui, direta e indiretamente, nas usinas Itá, Machadinho e Estreito, o equivalente a 1.126,9 MW, 403,9 MW e 435,6 MW, respectivamente, das capacidades instaladas das usinas, que correspondem às suas participações acionárias e/ou em consórcio.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- Autorizações para geração termelétrica, eólica e pequenas centrais hidrelétricas

Autorizações	Detentor (a) da autorização	Capacidade instalada (MW)	Data do ato	Vencimento
Usinas termelétricas (UTE)				
Complexo Termelétrico Jorge Lacerda	Tractebel Energia	857	25.09.1998	27.09.2028
UTE Charqueadas	Tractebel Energia	72	25.09.1998	27.09.2028
UTE Alegrete(*)	Tractebel Energia	66	25.09.1998	27.09.2028
UTE William Arjona	Tractebel Energia	190	01.06.2000	28.04.2029
Unidade de Cogeração Lages	Lages	28	29.10.2002	29.10.2032
UTE Ibitiúva Bioenergética	Consórcio Andrade[1]	33	05.04.2000	05.04.2030
UTE Pampa Sul	Pampa Sul	340	31.03.2015	30.03.2050
UTE Ferrari (**)	Ferrari	80	27.07.2007	26.07.2042
Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)				
PCH Areia Branca	Areia Branca	20	02.05.2000	02.05.2030
PCH Rondonópolis	Tupan	27	18.12.2002	18.12.2032
PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha	Hidropower	24	18.12.2002	18.12.2032
Usinas eólicas (EOL) em operação				
EOL Pedra do Sal	Pedra do Sal	18	01.10.2002	01.10.2032
EOL Beberibe	Beberibe	26	31.07.2003	03.08.2033
EOL Trairí	Trairí	25	20.09.2011	28.09.2041
EOL Guajiru	Guajiru	30	20.09.2011	28.09.2041
EOL Mundaú	Mundaú	30	20.09.2011	26.09.2041
EOL Fleixeiras I	Fleixeiras I	30	20.09.2011	26.09.2041
Usinas eólicas (EOL) Projeto				
EOL Santa Mônica I	Santa Mônica SPE	19	20.01.2015	25.01.2045
EOL Santa Mônica II	Santa Mônica SPE II	30	20.01.2015	22.01.2045
EOL Trairí II	Trairí II	30	27.01.2015	04.02.2045
EOL Cacimbas I	Cacimbas	19	27.01.2015	04.02.2045
Usina eólica solar fotovoltaica				
Cidade Azul	Tractebel Energia	3	10.04.2014	Não aplicável (***)

(*) A Usina Termelétrica Alegrete (UTAL) é uma usina termelétrica movida a óleo combustível construída há cerca de 45 anos. Atualmente, em decorrência do seu alto custo de operação, não tem sido despachada em situações de normalidade de operação do sistema elétrico, uma vez que há usinas mais econômicas para suprir a demanda. Na atual situação, a usina deixou de ser economicamente viável e a Tractebel Energia solicitou à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) a revogação definitiva da autorização de operação e sua devolução à União.

(**) A UTE Ferrari teve sua capacidade instalada ampliada de 65,5 MW para 80,5 MW em 11.11.2014.

(***) Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.

A Companhia possui 22,9 MW da capacidade instalada da Usina Ibitiúva Bioenergética, que corresponde às suas participações acionárias e no consórcio.

[1] As consorciadas são a controlada indireta Ibitiúva Bioenergética S.A. (72,90%) e Andrade Açúcar e Álcool (27,10%).

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Principais Entidades Regulatórias

Ministério de Minas e Energia (MME)

O MME é o principal órgão 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 n.º 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, a (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.

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, tais como importadores e exportadores de energia elétrica.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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) o 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) a 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)

A CCEE sucedeu, a partir de 2004, o Mercado Atacadista de Energia (MAE), absorvendo todas as suas atividades e ativos.

O principal papel da CCEE é viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional (SIN), sendo responsável por (i) registrar todos os contratos de comercialização de energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), os contratos resultantes de contratações de ajustes e os contratos celebrados no Ambiente de Contratação Livre (ACL), 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 4 (quatro) membros, nomeados pelos agentes, e por 1 (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 de curto prazo - ou Preço de Liquidação das Diferenças – (PLD) é de responsabilidade da CCEE e 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)

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 10.848 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 para a comercialização de energia, sendo (i) um mercado de venda de energia elétrica para concessionárias e permissionárias de distribuição de energia, de forma a garantir o fornecimento de energia elétrica para Consumidores Cativos, que se dá por meio de leilões e com regras rígidas e públicas, denominado Ambiente de Contratação Regulada (ACR); e (ii) um Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde as negociações entre geradores, comercializadores e consumidores finais de energia são realizadas bilateralmente, tendo por característica maior dinamicidade e maior grau de competição entre os agentes;

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- Obrigatoriedade, por parte das empresas de distribuição, de adquirir energia suficiente para satisfazer 100% da sua demanda;
- Restrições a determinadas atividades das distribuidoras, de modo a assegurar que tais empresas se concentrem exclusivamente na prestação de serviços públicos de distribuição, para garantir serviços mais eficientes e confiáveis aos consumidores cativos, evitando-se eventuais impactos nas tarifas dos custos decorrentes de atividades estranhas ao objeto da concessão;
- Existência de lastro (garantia física própria ou contratos de compra de terceiros) para toda energia comercializada em contratos;
- Obrigatoriedade de aquisição de energia elétrica pelas distribuidoras exclusivamente por meio de leilões promovidos pela Aneel, eliminando a possibilidade de autocontratação (*self-dealing*), de forma a garantir a compra de energia elétrica pelos menores preços disponíveis no mercado; 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 para 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.

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 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 comercialização direta de energia elétrica entre agentes de geração, comercializadores e consumidores livres.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

A energia elétrica proveniente (i) de projetos de pequena capacidade de geração e conectados diretamente nos sistemas de baixa e média tensão - geração distribuída; (ii) de usinas qualificadas nos termos do Proinfa, conforme definido abaixo; e (iii) da 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, com a Eletrobras, são indexados ao dólar norte-americano e estabelecidos em conformidade com um tratado firmado entre o Brasil e o Paraguai. A Medida Provisória 579, de 11.09.2012, convertida na Lei 12.783/2013, em 11.01.2013, estabeleceu que a União Federal pode assumir os efeitos da variação cambial da tarifa de repasse de potência de Itaipu Binacional. Consequentemente, os preços para UHE Itaipu aos consumidores finais não estão mais sujeitos à variação da taxa de câmbio.

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)

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 as distribuidoras do SIN, que são obrigadas a oferecer garantias às geradoras. As contratações entre as distribuidoras e geradoras preveem a entrega da energia a partir do ano seguinte ao da respectiva licitação e terão prazos de duração de, no mínimo, 1 (um) e, no máximo, 15 (quinze) anos. As contratações entre as Distribuidoras e novos empreendimentos das geradoras preveem 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 (quinze) e, no máximo, 30 (trinta) anos.

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 de 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 o a energia alocada.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

De outra forma, nos termos dos Contratos de Disponibilidade de Energia, a geradora compromete-se a manter seu empreendimento disponível para gerar a qualquer momento por solicitação do ONS, auferindo uma receita fixa independentemente de sua geração efetiva. O custo do combustível do empreendimento decorrente da ordem de despacho do ONS é suportado pelos Contratantes.

As distribuidoras são obrigadas a contratar 100% de suas necessidades de energia elétrica. A insuficiência de energia elétrica para suprir todo o seu 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. Os desvios entre a arrecadação estimada e a efetivamente requerida para honrar seus contratos de compra de energia são ajustados no ciclo seguinte.

Redução da Energia Contratada

As distribuidoras podem reduzir 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Consumidores Livres - são aqueles consumidores finais que podem adquirir energia elétrica diretamente de agentes de geração ou de comercializadores. O critério de elegibilidade para se tornar consumidor livre é que a demanda contratada da unidade consumidora supere 3 (três) MW e, adicionalmente, para aqueles cujo início do fornecimento é anterior a 07.07.1995, sejam atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV.

Consumidores Especiais - são aqueles que, embora não atendam os critérios de elegibilidade para se tornarem consumidores livres, possuem demanda contratada igual ou maior que 500 kW, podendo optar pela contratação de energia elétrica advinda de empreendimentos de geração a partir de fontes alternativas, tais como usinas de biomassa, energia eólica, solar, PCH ou sistemas de cogeração qualificada.

As geradoras estatais, tais como as geradoras privadas, poderão vender energia elétrica aos consumidores livres, contudo as estatais 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. Os agentes vendedores que não cumprirem estas exigências estarão sujeitos às penalidades por insuficiência de Lastro.

Os Leilões de Energia

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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Os leilões de energia para os novos projetos de geração serão realizados (i) 5 (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. Os CCEAR dos leilões "A-5" e "A-3" têm prazos que variam de 15 (quinze) a 30 (trinta) anos, e os CCEAR dos leilões "A-1" têm prazo variado entre 1 (um) e 15 (quinze) anos. Contratos decorrentes dos leilões de ajuste estarão limitados ao prazo de 2 (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).

Leilões 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 5% dessa carga.

Leilão de Energia de Reserva

Os leilões de energia de reserva têm por objetivo a venda de energia de reserva 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.

Leilões de Fontes Alternativas

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 de ser um dos mecanismos para atender o mercado consumidor das distribuidoras.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 Governo estabeleceu um mecanismo denominado Valor Anual de Referência (VR), que é uma média ponderada dos custos de aquisição de energia elétrica para um ano "A", por todas as distribuidoras, decorrentes dos leilões "A-5" e "A-3" e dos Projetos Estruturantes.

O 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, conforme critérios estabelecidos em Decreto.

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.

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).

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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.

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.

Dação como Garantia Financeira de Financiamento

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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 (cento e oitenta) dias após sua entrada em operação comercial, caracterizada pela operação da última Unidade Geradora, respeitada a data prevista no cronograma de implantação da usina aprovado pela Aneel. Referida Resolução também estabelece a metodologia para cálculo dos limites a serem respeitados pelas concessionárias: (i) em função do endividamento em relação ao passivo total; ou (ii) em função da geração interna de recursos apurados anualmente, no período abrangido pela garantia pretendida.

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

Garantias Financeiras para comercialização da energia

Mensalmente, a CCEE calcula e exige que todos os agentes aportem garantias financeiras com base na análise de sua exposição no Mercado de Curto Prazo (MCP) em um horizonte de seis meses. No cálculo é considerado o resultado do agente no MCP referente ao último mês contabilizado e as exposições nos cinco meses subsequentes, em função de dados preliminares e dados de geração e consumo declarados pelo agente para esses meses.

Caso um agente vendedor não aporte integralmente a garantia exigida, seus contratos de venda não serão integralmente contabilizados no mês, o que pode expor seus compradores ao PLD.

Qualquer agente que não aporte integralmente a garantia exigida terá iniciado seu processo de desligamento da CCEE.

Remuneração das Geradoras

Ao contrário das distribuidoras, as geradoras não têm fixação de tarifas para prestação de seus serviços nem a garantia de equilíbrio econômico-financeiro estabelecido em suas outorgas e contratos de concessão.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

As geradoras podem vender sua energia (i) para as distribuidoras, por meio de leilões públicos regulados pela Aneel, os chamados "leilões regulados", (ii) para distribuidoras, por meio de leilões próprios da distribuidora, quando se trata de geração distribuída ou (iii) com seus consumidores finais no Ambiente de Contratação Livre, por meio de agentes comercializadores, com preços e condições de fornecimento livremente negociados.

A capacidade de comercialização de energia de um agente de geração, em geral, não está associada à sua geração efetiva, mas sim a sua Garantia Física (GF), definida pelo MME. Para cada tipo de empreendimento (hidrelétrico, termelétrico, eólica, etc.) estão definidos critérios específicos para cálculo e revisão de sua Garantia Física.

Como exemplo, a Garantia Física de empreendimentos de geração hidrelétrica é estabelecida pelo MME 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 em um período plurianual.

O valor da garantia física dos empreendimentos hidrelétricos 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 a 10% do valor constante dos respectivos contratos celebrados com o Poder Concedente.

Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

O MRE é um mecanismo criado para distribuir o risco hidrológico entre os empreendimentos de geração hidrelétrica. Todas as geradoras hidrelétricas com despacho centralizado são membros compulsórios do MRE, sendo que, adicionalmente, as PCHs podem aderir ao MRE mediante determinadas condições. O MRE transfere o excedente de produção daquelas plantas que produziram acima de sua garantia física para outros membros que registraram geração abaixo de suas respectivas garantias físicas. As transferências de energia no âmbito do MRE são remuneradas por uma tarifa denominada "Tarifa de Energia de Otimização (TEO)", que cobre os custos médios de operação e manutenção das usinas hidrelétricas. A usina de Itaipu tem uma TEO própria.

Alocação do MRE

O MRE é alocado por meio de um processo de 4 (quatro) etapas, detalhadas abaixo:

1. Aferição se a produção total líquida dentro do MRE alcança os níveis totais de garantia física dos membros do MRE como um todo;
2. Aferição se alguma geradora gerou volumes acima ou abaixo de seus volumes de garantia física;

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

3. As geradoras que tenham produzido acima de seus respectivos níveis de garantia física transferem compulsoriamente o adicional da energia às geradoras que tenham gerado abaixo da garantia física. Esta alocação do adicional da energia gerada, designada de energia otimizada, é feita, primeiramente, entre as geradoras dentro de um mesmo submercado e, depois, entre os diferentes submercados, de forma a assegurar que todos os membros do MRE atinjam seus respectivos níveis de garantia física; e

4. (i) se, após a etapa (3) acima, todos os membros do MRE atingirem seus níveis de energia assegurada e houver saldo de energia produzida, o adicional da geração líquida, designada de Energia Secundária, deve ser alocado entre as geradoras dos diferentes submercados. A energia será negociada pelo PLD.

   (ii) se, após a etapa (2) ou (3) acima, todos os membros do MRE não tiverem atingido seus níveis de energia assegurada, a energia faltante será comprada pelos membros do MRE ao PLD.

As geradoras participantes do MRE que produziram energia excedente além de seus níveis de garantia física 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 garantias físicas 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 garantia física durante o mesmo período.

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

Caso as geradoras do MRE, em conjunto, não tenham produção líquida suficiente para atingir os níveis de garantia física, as geradoras do MRE deverão comprar energia ao PLD na quantidade suficiente para atingir seus respectivos níveis de garantia física no mercado local. O mecanismo do MRE tenta assegurar que todos os membros atinjam seus respectivos níveis de garantia física, independentemente do montante contratado.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Energia Secundária

A energia total excedente, após a aplicação das etapas anteriores do MRE, é distribuída proporcionalmente às Garantias Físicas de seus participantes, sendo denominada Energia Secundária. Essa energia não pode ser utilizada como lastro de venda em contratos bilaterais ou regulados, sendo necessariamente liquidada ao PLD no âmbito da CCEE.

Generation Scaling Factor (GSF)

O GSF deriva de um índice entre o montante total de energia hidrelétrica produzida por todos os participantes do MRE e respectivas energias asseguradas. Um GSF inferior a 1 significa que a produção da geração hidrelétrica será menor do que a energia assegurada alocada e, como tal, as empresas de energia hidrelétrica estariam expostas ao mercado de curto prazo.

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 (vinte) 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%; (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; e (iv) Sistema de Compensação de Energia Elétrica (*net meetering*) para micro e minigeradores conectados aos sistemas de distribuição.

Encargos Setoriais

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

A TUSD é paga pelas geradoras e pelos consumidores livres pelo uso do sistema 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

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.

Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão (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.

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”

Os titulares de concessão ou autorização para exploração de potencial hidráulico devem pagar, a título de compensação pela utilização de recursos hídricos, 6,75% sobre o valor da energia elétrica produzida. 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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. Em 2013, foi modificada pela Lei 12.783/2013. 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 0,4% do benefício econômico anual auferido pelo concessionário, permissionário ou autorizado e deve ser recolhida diretamente à Aneel, em 12 (doze) quotas mensais.

Reserva Global de Reversão (RGR)

A RGR foi concebida em 1971 para prover os recursos necessários para ressarcir agentes quando do encerramento ou encampação de sua concessão. 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.

A Lei 12.783/2013 desobrigou, a partir de 01.01.2013, do recolhimento da quota anual da RGR: (i) as concessionárias e permissionárias de distribuição, (ii) as concessionárias de transmissão licitadas a partir de 12.09.2012 e (iii) as concessionárias de transmissão e geração prorrogadas ou licitadas nos termos dessa Lei.

Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

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. É paga por todos os consumidores finais de energia por meio dos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Para as usinas termelétricas 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. É importante notar que a legislação da CDE determina que novas usinas somente podem ser acrescidas à CDE se disporem de suficiente capacidade financeira para cobrir as respectivas despesas adicionais.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Adicionalmente, as usinas movidas a carvão mineral nacional contribuem para a diversificação das fontes de energia no Brasil e impede 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 17.07.2012, a ANEEL publicou a Resolução 500, que estabelece os procedimentos para reembolso do custo de combustíveis de empreendimento que utilize carvão mineral nacional, por intermédio CDE. Nesta resolução, o critério de reembolso atualmente em vigor permanecerá vigente até 31.12.2015. A partir de 01.01.2016, o reembolso do custo do combustível dependerá do nível de eficiência da central geradora. O prazo de 31.12.2015, excepcionalmente, poderá ser prorrogado para 31.12.2016, sob ato autorizativo específico da Aneel, desde que seja comprovada, até 31.10.2015, a realização de obras de reforma ou renovação da central geradora para fins de atendimento do nível de eficiência de referência.

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 é uma subvenção econômica paga por todos os consumidores de energia para cobertura do custo do combustível utilizado para produção de energia elétrica nos sistemas isolados.

Encargos por Segurança Energética (ESS-SE)

O ESS-SE se destina a custear as usinas termelétricas despachadas por segurança energética em função de decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

Até março de 2013, as usinas que eram despachadas fora da ordem de mérito econômico não eram consideradas na formação do PLD, e os custos correspondentes eram pagos exclusivamente pela carga, ou seja, distribuidores (com repasse aos consumidores cativos) e consumidores livres.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

A Resolução CNPE 3/2013, de 06.03.2013, modificou a forma de rateio desses custos, incluindo os demais agentes, geradores e comercializadores, no pagamento dos mesmos.

Desde 01.08.2013, foram incorporados mecanismos de aversão ao risco hidrológico aos modelos utilizados no processo de formação do PLD. Assim, os modelos de despacho e formação de preço tendem a antecipar o despacho termelétrico, incorporando o custo dessas usinas ao PLD. O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) continua com a prerrogativa de despachar termelétricas fora da ordem de mérito para garantir a segurança energética, sendo esse custo adicional rateado entre todos os agentes de mercado na proporção de sua energia comercializada.

Esta alteração de regra impôs custos adicionais aos geradores e comercializadores, que no entendimento destes é indevido, o que motivou questionamento jurídico das novas regras de parte de associações representativas de geradores e comercializadores. Atualmente, geradores e comercializadores estão isentos da cobrança deste encargo, por força de liminar judicial que aguarda seu trânsito em julgado.

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.

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 suas Políticas de Gestão Sustentável e sobre Mudanças Climáticas.

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 – **Transparência e diálogo**.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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.

Com o objetivo de sistematizar a gestão da energia e, consequentemente, melhorar seu desempenho energético, no final de 2014 a Companhia conquistou a certificação NBR ISSO 50.001 (Sistemas de Gestão da Energia) para o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda.

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, saúde e segurança do trabalho e gestão da energia são inseridas e gerenciadas pelo sistema para que sejam devidamente acompanhadas e respondidas.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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

Operacional	Maximizar a geração de energia, observando o planejamento do 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.
Mudanças climáticas	Priorizar as fontes renováveis de energia em sua matriz energética e em seus processos, investir em Pesquisa & Desenvolvimento, desenvolver projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo e outras soluções sustentáveis, de forma a atuar como promotora do desenvolvimento sustentável.
Responsabilidade Social	Promover o desenvolvimento sustentável, a melhoria da qualidade de vida e a inclusão social, priorizando a infância e adolescência, a edução e a valorização sociocultural nas regiões onde atua, com ética e integridade, transparência e diálogo com as partes interessadas.
Gestão da Energia	Melhorar continuamente o desempenho energético do seu processo de geração, garantindo a disponibilidade e a viabilidade de recursos e apoiando a aquisição de produtos, serviços e projetos para atingir metas energéticas mais eficientes.

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	- Definiçãode critérios e procedimentos. - Implantação de estruturas físicas e 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.

Além da conformidade legal, as 14 (quatorze) maiores usinas operadas pela Companhia, equivalentes a 84% da capacidade instalada total do parque gerador, são certificadas conforme os requisitos da NBR ISO 14001-2004 – Sistema de Gestão Ambiental, além da NBR ISO 9001-2008 (Sistema de Gestão da Qualidade) e OHSAS 18001-2007 (Sistema de Gestão de Saúde e Segurança no Trabalho). Em novembro de 2013, essas 14 Usinas foram recertificadas pelo Organismo Certificador de acordo com essas três normas, por mais três anos.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 Companhia continua com o processo de implementação do Sistema Integrado de Gestão na UHE Estreito, cuja certificação está prevista para 2015, e elevará o percentual na capacidade instalada de usinas certificadas para mais de 96%.

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: a UHE Estreito, as PCHs Rondonópolis, José Gelazio da Rocha e Areia Branca, as eólicas Beberibe, Pedra do Sal, Trairí, Mundaú, Guajiru e Fleixeiras, a Usina Fotovoltaica Cidade Azul, a termelétrica Ibitiúva Bioenergética e a Usina Termelétrica Ferrari.

Percentual de Certificação (NBR ISO 14.001)

Capacidade Instalada Total – MW	8.748
Capacidade Instalada nas Usinas Certificadas - MW	7.330
Geração Total em 2014 - MWh	48.942.020
Geração nas Usinas Certificadas em 2014 - MWh	42.314.985
Percentual de Certificação NBR ISO 14.001 (capacidade instalada) - %	**83,8**
Percentual de Certificação NBR ISO 14.001 (geração) - %	**86,5**

Notas: 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 as partes interessadas.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- **Semanas do Meio Ambiente e Sustentabilidade – SEMAS**: realizadas nas Regionais do Rio Iguaçu, Rio Uruguai, Rio Tocantins e Jorge Lacerda. Os eventos são abertos aos empregados e à comunidade, com o objetivo de promover conscientização ambiental e, de modo mais abrangente, os princípios da sustentabilidade.

- **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. Em 2014 foram plantadas e doadas 301,4 mil mudas, cerca de 120% da meta anual, e atendidos em torno de 91,4 mil visitantes nas Usinas e pessoas pelo Programa de Educação Ambiental, cerca de 91% da meta anual.

- **Programa de conservação de nascentes:** A Companhia também desenvolve projetos de nascentes, em parceria com organizações governamentais e do terceiro setor. Até 2014, 648 nascentes foram preservadas, beneficiando 402 famílias em 51 comunidades na região das usinas hidrelétricas Salto Osório e Salto Santiago. Iniciativas semelhantes são desenvolvidas em outras regiões, como na da Usina Hidrelétrica Machadinho e na do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda.

- **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 unidades de conservação ambiental com o objetivo de conservar a biodiversidade em áreas do entorno de seus reservatórios, dentre os quais se destacam:

  - Parque Ambiental Jorge Lacerda: inaugurado em outubro de 2013, na cidade de Capivari de Baixo (SC), o parque tem por objetivo transformar uma área antes degradada em modelo de conservação. O projeto foi desenvolvido 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

- 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. A inauguração desse Parque está prevista para meados de 2015.

- **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 220 mil pessoas.

- **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:

  - Visitas às Usinas e Comunicação Socioambiental: a Companhia abre suas usinas para visitações de estudantes e pesquisadores, apresentando as operações e os programas socioambientais desenvolvidos. Em 2014, foram mais de 43,3 mil visitantes às usinas da Companhia e mais de 48 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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- 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.

- **Reservatórios**

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.

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

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.

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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Biodiversidade regional e Unidades de Conservação: 14 espécies mamíferos, 302 espécies aves, 14 espécies de anfíbios, 39 espécies de peixes.

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: 13 espécies mamíferos, 303 espécies aves, 09 espécies de anfíbios, 39 espécies de peixes.

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 9 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 9 de invertebrados.
Unidades de Conservação: Parque Estadual Dom Osório Stoffel, com 64,22 Km².

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.
Biodiversidade regional: 80 espécies de mamíferos, 249 de aves, 58 de répteis, 17 de anfíbios e nove de invertebrados.
Unidades de Conservação: Parque Estadual Dom Osório Stoffel, com 64,22 Km².
PCH Areia Branca
Localização: Caratinga e Ipanema (MG).
Área do reservatório: 1,36 km².
Área de Preservação Permanente (APP): 112,71 ha no reservatório da Usina.
Biodiversidade regional: 17 espécies de mamíferos, 191 de aves, 16 de répteis e 20 de anfíbios.
Unidades de Conservação: não há na área diretamente afetada.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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.
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.
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.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 Energia, 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 99,0% das emissões do material particulado.
- Instalação, em 2010, de filtros de mangas e dessulfurizador na UTE 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.
- Destinação de 100% das cinzas resultantes da combustão de carvão mineral retidas nos equipamentos para a produção de cimento.
- Destinação de 100% das cinzas resultantes da combustão de biomassa (resíduas de madeira e bagaço de cana) retidas nos equipamentos para a agricultura e silvicultura.
- 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.
- Elaboração, desde 2010, do Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa de toda a Companhia conforme as diretrizes do GHG Protocol Brasileiro e asseguração das informações contidas no documento por terceira parte. O inventário de 2014 foi publicado na íntegra no site da Companhia como um anexo do Relatório de Sustentabilidade 2014.

Nota: A Companhia aprovou, no ano de 2011, sua Política sobre Mudanças Climáticas. Este documento consolida todas as ações da Companhia neste tema e demonstra as intenções e compromissos relacionados, o qual se encontra disponível no *website* da Companhia.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Indicadores

Em 2014, as emissões atmosféricas de dióxido de carbono (CO_2) referente ao uso de combustíveis fósseis nas Usinas Termelétricas da Tractebel Energia totalizaram 6.357.398 toneladas – valor que corresponde a uma redução de 1,4% em relação a 2013, em especial, pela menor geração de energia no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda.

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

Uma missão do Banco Mundial esteve fazendo uma visita às instalações da UCLA, em maio de 2012, com o objetivo de verificar se o projeto vem atendendo as normas do MDL e as políticas de salva-guardas do próprio Banco, uma que são clientes dos créditos do Projeto Lages.

MDL da Unidade de Cogeração Lages

- Geração estimada de 200 mil RCE (Reduções Certificadas de Emissões) por ano, entre novembro de 2004 a outubro de.2014.

- 3 certificações até 2010, com a emissão de 800.394 RCE (277.768 RCE - novembro de 2004 a maio de 2006, 274.958 RCE - junho de 2006 a maio de 2007 e 247.668 RCE - junho de 2007 a maio de 2008).

- Estimativa futura de geração de 1.283.333 RCE no período de junho de 2008 a outubro de 2014.

- O montante de 784.387 RCE, já emitidas, foram vendidas, sendo que 2% ou 16.007 RCE são destinados para um fundo específico gerido pela ONU. A Companhia também comercializou parte de sua geração futura de RCE, totalizando mais 574.000 RCE, as quais serão geradas e entregues em parcelas anuais até 2014.

No ano de 2011, foram aprovados os processos da 4º verificação e 5ª verificação (auditoria) do projeto Lages Methane Avoidance Project, referentes aos períodos de junho de 2008 a maio de 2009 e de junho de 2009 a maio de 2011.

Em relação à 4ª verificação, 157.914 RCE foram emitidas, onde 3.158 ou 2% serão entregues ao fundo gerido pela ONU, 88.000 ao Prototype Carbono Fund e, as demais 66.756 RCE, para venda no mercado. A 5ª verificação gerou 443.635 RCE para a emissão futura.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Em 2013, foi realizada a 6ª verificação das Reduções Certificadas de Emissões (RCEs) do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) da Unidade de Cogeração Lages. Assim, em novembro foram emitidas 392.174 RCEs, referente ao período de 1° de junho de 2011 a 31 de dezembro de 2012, geradas por esse projeto. Ainda no ano, a Tractebel Energia elaborou o 3º Relatório de Execução do projeto, entregue ao Banco Mundial, comprovando o atendimento aos compromissos de sustentabilidade e à política de salvaguarda estabelecida pelo Banco para aquisição das RCEs geradas.

A Companhia também obteve, em 2012, registro junto à UNFCCC dos quatro projetos de MDL que compõem o Complexo Eólico Trairi, no Ceará. Assim, esses projetos estão aptos a gerar créditos de carbono respectivamente da ordem de:

- Trairí: 38.310 RCEs por ano;
- Guajiru: 50.695 RCEs por ano;
- Mundaú: 41.086 RCEs por ano; e
- Fleixeiras I: 45.876 RCEs por ano.

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).

Além disto, conforme mencionado anteriormente, a Companhia obteve a certificação NBR ISO 50001 (Sistemas de Gestão da Energia) para o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda no final de 2014. No âmbito dessa certificação, há uma meta de "Aumentar em 16% a eficiência energética do CTJL, reduzindo em 16% as emissões de CO2, até 2017, considerando o ano de 2012 como ano base.

Indicadores

Em 2014, a Tractebel Energia consumiu 171,3 GWh de energia da rede, que correspondem a 616,6 mil GJ na operação das usinas de seu parque gerador, para produzir 48.942,02 GWh, correspondentes a 176,2 milhões de GJ de energia elétrica. A tabela a seguir apresenta o total de energia consumido e produzido por tipo de usina.

Consumo e produção de energia em 2014

	Consumo de energia		Produção	
Tipo de usina	**GWh**	**GJ**	**GWh**	**GJ**
Não renováveis (fósseis)	72,4	260,6 mil	6.598,1	23,8 milhões
Renováveis	98,9	356,0 mil	42.343,9	152,4 milhões

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Eficiência Energética

Em 2004 foi criado o Programa Tractebel Energia de Diagnóstico de Eficiência Energética, fruto da política de fidelização de clientes e de seu foco no desenvolvimento sustentável. O serviço é oferecido gratuitamente à sua carteira de clientes do mercado livre. Até dezembro de 2013, foram investidos R$ 10,7 milhões no desenvolvimento desse programa, com um custo médio de R$ 316 mil por diagnóstico realizado.

Em 2014, foram concluídos quatro diagnósticos nas instalações de clientes, nos quais foi identificado, em média, potencial de redução de 13% no consumo de energia, caso sejam implementadas as oportunidades de melhoria identificadas, o que representaria uma economia de aproximadamente 9,5 milhões.

O objetivo do trabalho desenvolvido pela Tractebel Energia é ajudar o cliente industrial a identificar possibilidades de redução do consumo de energia em seu processo produtivo, diminuindo custos e aumentando sua competitividade e a confiabilidade do sistema de energia. Por outro lado, a eventual energia não consumida em função da implantação de ações sugeridas pelo Diagnóstico de Eficiência Energética é vendida para outros clientes, permitindo a ampliação e a diversificação da carteira de clientes livres da Tractebel Energia.

Recentemente também foi criado pela Companhia um grupo interno para gestão de energia, cujos trabalhos estão sendo focados especialmente em melhorias na área de eficiência energética. Este grupo vem trabalhando com base nos princípios da NBR ISO 50.001, e tem concentrado suas atividades inicialmente nas Usinas Termelétricas.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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.

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

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.

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.

A Companhia possui um sistema implantado para Utilização da Água de Drenagem das Galerias de Inspeção da Barragem, nas UHE Salto Osório, UHE Itá e UHE Machadinho, diminuindo o uso de produtos químicos no tratamento da água nestas Usinas.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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 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.

Resíduos Não Perigosos

Gestão

A Tractebel Energia 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 resultantes da queima do carvão mineral para geração de energia elétrica correspondem a aproximadamente 51,5% do volume total de resíduos destinados em 2014, e são vendidas à indústria cimenteira como insumo do cimento pozolânico, substituindo o calcário em sua composição.

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.

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.

Parte das cinza pesadas provenientes da UTE Charqueadas 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 2014, 97,9% do volume total de resíduos não perigosos foram reciclados, reutilizados, ou ainda reaproveitados em processos de compostagem e pavimentação de estradas.

Destinação dos Resíduos em 2014 (em toneladas)

	UHEs	PCHs	Eólicas	Biomassa	UTEs (Fósseis)	Total
Cinzas Leves (Evacuado)	-	-	-	67.943	1.157.907	1.225.850
Cinzas Leves (Recuperado)	-	-	-	67.943	1.157.907	1.225.850
% de Recuperação	**-**	**-**	**-**	**100**	**100**	**100**
Cinzas Pesadas (Evacuado)	-	-	-	40.750	673.194	713.944
Cinzas Pesadas (Recuperado)	-	-	-	40.750	673.194	713.944
% de Recuperação	**-**	**-**	**-**	**100**	**100**	**100**
Gesso (Evacuado)	-	-	-	-	16.167	16.167
Gesso (Recuperado)	-	-	-	-	16.167	16.167
% de Recuperação	**-**	**-**	**-**	**-**	**100**	**100**
Lodo de Esgoto (Evacuado)	65	-	-	8	1.245	1.318
Lodo de Esgoto (Recuperado)	-	-	-	-	-	-
% de Recuperação	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Outros Resíduos Não-Perigosos (Evacuado)	622	2	0	22	1.028	1.674
Outros Resíduos Não-Perigosos (Recuperado)	551	1	-	7	756	1.315
% de Recuperação	**88,6**	**74,2**	**-**	**31,8**	**73,5**	**78,6**
Outros Resíduos Perigosos (Evacuado)	328	0	-	5	159	492
Outros Resíduos Perigosos (Recuperado)	104	0	-	2	127	234
% de Recuperação	**31,8**	**91,7**	**-**	**40,1**	**79,9**	**47,5**

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Combustíveis

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.

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.

Além das fontes hídricas, que correspondem à maior parte do portfolio, a Companhia conta com seis parques eólicos e três 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 e UTE Ferrari). 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 2014, o consumo em combustíveis fósseis nas usinas termelétricas operadas pela Companhia foi de 23,5 mil GWh (84,7 milhões de GJ). A tabela a seguir apresenta o consumo de combustíveis em GJ nos anos de 2013 e 2014.

Consumo de combustíveis (em GJ)

Materiais	2014	2013
Carvão mineral	58.987.165	65.616.677
Óleo diesel	158.459	168.331
Óleo combustível	111.729	483.756
Gás natural	15.301.732	3.673.174
Biomassa de madeira	2.374.328	2.338.373
Biomassa de cana-de-açúcar	7.736.777	3.027.267
Total de consumo	84.670.190	75.307.578

Em 2014 houve contribuição da UTE Ferrari no consumo de biomassa de cana-de-açúcar.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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.

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.

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 2014, foram plantadas aproximadamente 111,6 mil mudas e outras 256,3 mil, doadas a órgãos públicos, comunidades e organizações do terceiro setor. Nos cinco anos de existência do programa, cerca de 3,3 milhões de mudas já foram 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 Energia, 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.

No ano de 2014 foram soltos 43.800 alevinos nativos nos reservatórios da Tractebel Energia no Rio Iguaçu, dos quais 23.000 no reservatório da UHSS e 20.800 no reservatório da UHSO.

Custos e investimentos em gestão ambiental

Em 2014, a Companhia investiu R$ 89,5 milhões em melhorias para proteção ambiental, instalação de tecnologias mais limpas, pessoal, 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 & Desenvolvimento.

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 Em relação aos países dos quais o emissor obtém receitas relevantes, identificar

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

Em R$ milhões	Exercício social encerrado em 31 de dezembro					
	2014		2013		2012	
País	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total
Brasil	6.473	100%	5.569	100%	4.905	99,84%

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

Em R$ milhões	Exercício social encerrado em 31 de dezembro					
	2014		2013		2012	
País	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total
Uruguai	-	-	-	-	8	0,16

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

Em R$ milhões	Exercício social encerrado em 31 de dezembro					
	2014		2013		2012	
País	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total
Argentina e Uruguai	-	-	-	-	8	0,16

7.7 Regulação dos países em que a Companhia obtém receitas relevantes

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

Não há outras relações de longo prazo significativas que não estejam mencionadas em outros itens desse formulário de referência que a Companhia julgue como importantes para a compreensão de outras atividades desenvolvidas.

A Tractebel Energia publica anualmente o seu **relatório de sustentabilidade**, o qual está disponível no website da Companhia: www.tractebelenergia.com.br.

7.9 Outras informações que a Companhia julga relevantes

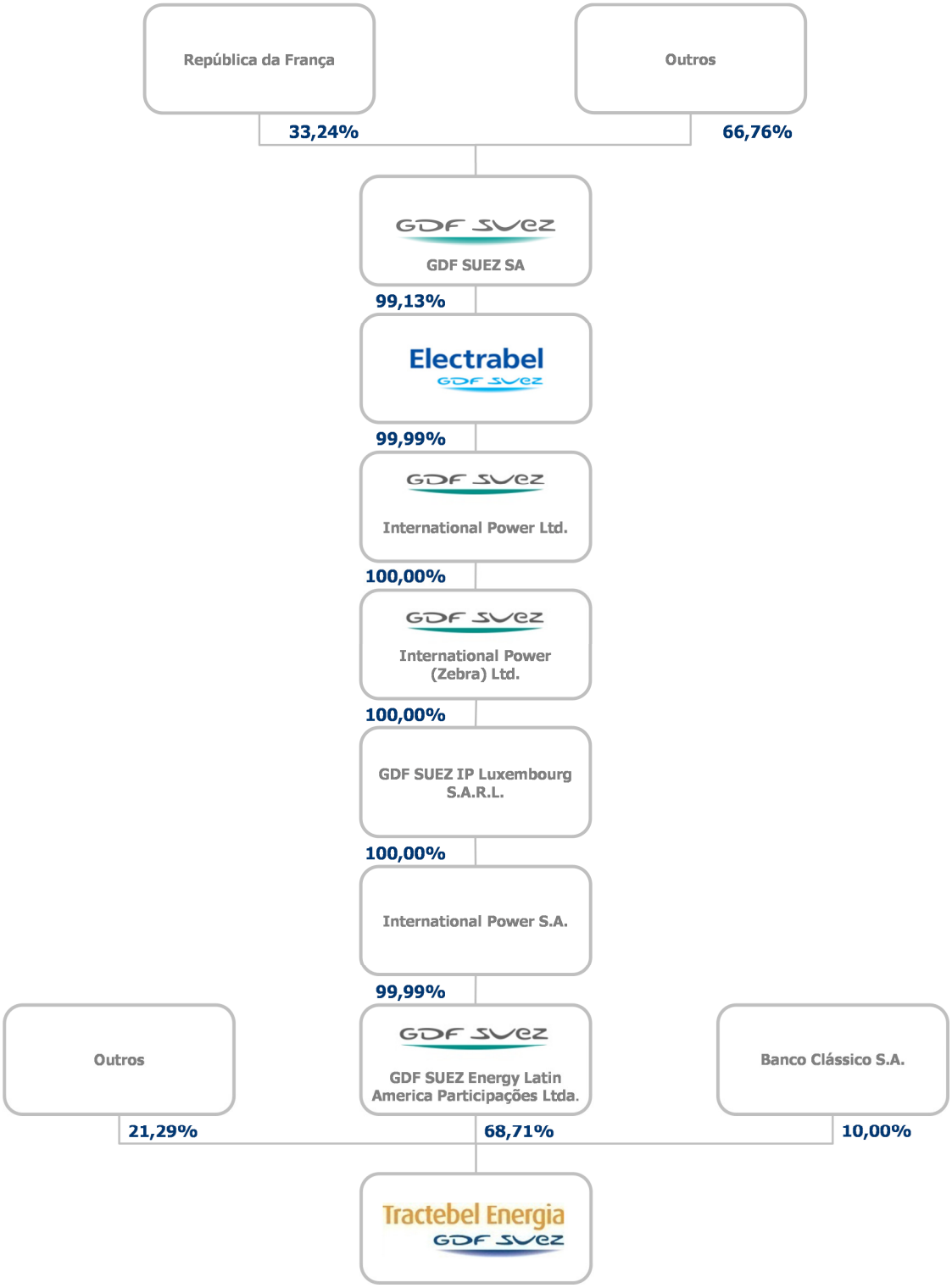
Adicionalmente, a Companhia mantém em seu website (www.tractebelenergia.com.br) – "Investidores" - "Governança Corporativa" - "Códigos e Políticas" os seguintes documentos:

1. Cartilha Política de Divulgação de Informações e de Negociação de Ações;
2. Política de Engajamento de Stakeholders;
3. Política de Negociação e Divulgação;
4. Regulamento do Comitê Especial Independente para Avaliação de Transações com Partes Relacionadas;
5. Regimento Interno do Comitê de Sustentabilidade;
6. Política Tractebel Energia sobre as Mudanças Climáticas;
7. Política de Investimentos e Derivativos;
8. Código de Ética;
9. Código de Ética – Versão Áudio;
10. Política Tractebel Energia de Gestão Sustentável;
11. Regimento Interno do Conselho de Administração; e
12. Código de Meio Ambiente.

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

8.1 Descrição do grupo econômico em que se insere a Companhia

a. Controladores diretos e indiretos



8.1 - Descrição do Grupo Econômico

As ações da Companhia, sob o código TBLE3, estão listadas no Novo Mercado da BM&FBOVESPA. O controle acionário da Companhia é detido pela GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda. (GSELA), que detém 68,71% das ações do capital social da Companhia.

A GSELA, uma empresa constituída no Brasil, é controlada pela International Power S.A. (atual denominação da SUEZ-Tractebel S.A.), cuja sede está na Bélgica. A International Power por sua integra o grupo econômico GDF SUEZ, sediado na França.

Aquisição pela GDF SUEZ da parcela remanescente de capital votante da International Power PLC (IPR):

No início do ano de 2012 a GDF SUEZ realizou uma oferta pública com o objetivo de adquirir a parcela remanescente de capital votante da IPR que ainda não estava sob seu poder. A primeira oferta, realizada em 29.03.2012, foi de 390 centavos de libra por ação que, posteriormente, em 16.04.2012, foi acrescida para 418 centavos por ação.

Esta operação foi aceita pelo Conselho de Administração da IPR e pelos seus acionistas minoritários, sendo que em 29.06.2012, após a aprovação das autoridades britânicas, a GDF SUEZ anunciou ao mercado que passou a deter 100% do capital social da IPR. Esta aquisição deu à GDF SUEZ os meios para uma expansão mais integrada das atividades, substancialmente, em regiões de alto crescimento, como América do Sul, Oriente Médio e Sudeste da Ásia, onde a demanda por energia é muito forte.

Toda a operação obedeceu ao "Regime de Aquisição" ("*Scheme of Arrangement*") nos termos do quadro regulatório do Reino Unido, tendo a Assembleia Geral de Acionistas da IPR aprovado a aquisição por parte da GDF SUEZ da participação minoritária de 30% da Companhia. Essa aprovação contou com o apoio de 99% dos acionistas minoritários da IPR.

É importante ressaltar que a operação não modificou ou afetou, de nenhuma forma, a estrutura do mercado de eletricidade brasileiro, visto que a IPR 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.

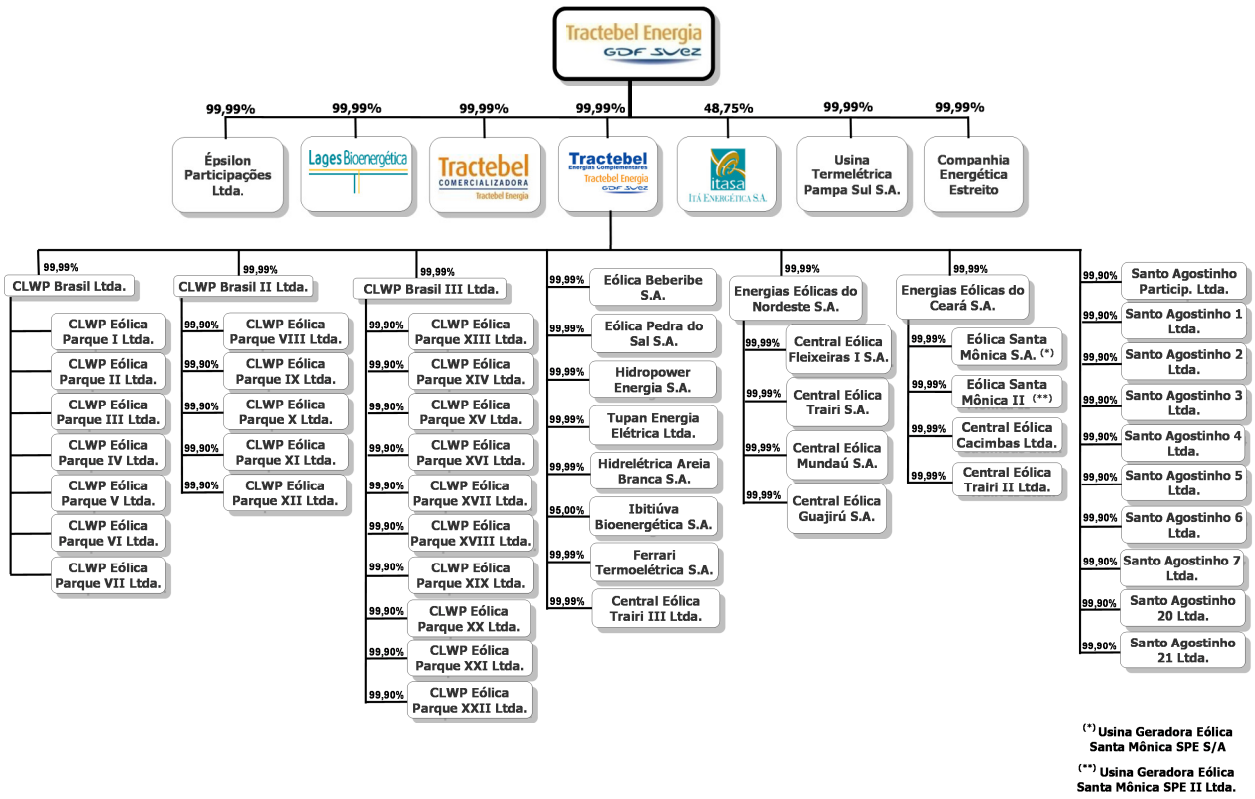
8.1 - Descrição do Grupo Econômico

Alienação pela GDF SUEZ de participação na UHE Jirau

Em 13.05.2013 a Companhia informou ao mercado a ciência da transação, envolvendo sua controladora indireta GDF SUEZ, relativa à venda de participação de 20% do projeto UHE Jirau para a empresa Mitsui. O fechamento da transação foi concluído em 2013, mediante o cumprimento de algumas condições por parte das autoridades brasileiras e dos credores. Mesmo com a alienação dessa parcela para a Mitsui, a GDF SUEZ permanece sendo a maior acionista individual do projeto, com uma participação de 40%.

b. Controladas e coligadas

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



8.1 - Descrição do Grupo Econômico

c. Participações da Companhia em sociedades do grupo

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

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 Itasa é uma Sociedade sob controle comum que tem como objetivo a exploração da 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. As ações representativas do Capital Social da Itasa são detidas pela Tractebel Energia, CSN e Companhia de Cimento Itambé, na proporção de 48,75%, 48,75% e 2,50%, respectivamente.

8.2 Organograma do grupo econômico em que se insere a Companhia

Os organogramas do grupo econômico em que a Companhia se insere estão apresentados nos itens 8.1 ″a″ e ″b″ deste documento.

8.3 - Operações de reestruturação

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não há outras operações de reestruturação ocorridas no grupo que não estejam descritas no item 6.5 deste Formulário de Referência.

8.4 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes na seção 8.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

9.1 Outros bens relevantes do ativo não circulante

Não existem outros bens relevantes do ativo não circulante além daqueles informados nos quadros 9.1.a, 9.1.b e 9.1.c.

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 São Salvador	Brasil	TO	Paranã	Própria
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra	Brasil	MT	Itiquira	Própria
Usina Hidrelétrica Passo Fundo	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Usina Termelétrica Charqueadas	Brasil	RS	Charqueadas	Própria
Usina Termelétrica Alegrete (Usina em processo de devolução)	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
Parque Eólico Pedra do Sal (área alugada de terceiros)	Brasil	PI	Parnaíba	Própria
Usina Termelétrica Ibitiúva Bioenergética	Brasil	SP	Pitangueiras	Própria
Usina Hidrelétrica Estreito (em consórcio)	Brasil	MA	Estreito	Própria
Edifício Sede	Brasil	SC	Florianópolis	Alugada
Parque Eólico Trairí (Área alugada de terceiros)	Brasil	CE	Trairi	Própria
Parque Eólico Fleixeiras I (Área alugada de terceiros)	Brasil	CE	Trairi	Própria
Parque Eólico Mundaú (Área alugada de terceiros)	Brasil	CE	Trairi	Própria
Parque Eólico Guajiru (Área alugada de terceiros)	Brasil	CE	Trairi	Própria
Sala Comercial	Brasil	SP	São Paulo	Alugada
Usina Hidrelétrica Salto Osório	Brasil	PR	Quedas do Iguaçu	Própria
Usina Hidrelétrica Salto Santiago	Brasil	PR	Saudade do Iguaçu	Própria
Usina Hidrelétrica Itá (em consórcio)	Brasil	RS	Aratiba	Própria
Usina Hidrelétrica Machadinho (em consórcio)	Brasil	SC	Piratuba	Própria
Usina Hidrelétrica Cana Brava	Brasil	GO	Cavalcante	Própria
Usina Termelétrica Ferrari	Brasil	SP	Pirassununga	Própria

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Eólica Trairí (Autorização) – Controlada indireta Trairí	Sítio Estrela, s/nº - Bairro Estrela - Trairi (CE)	de 29.09.2011 a 28.09.2041	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	Eólica Fleixeiras I (Autorização) – Controlada indireta Fleixeiras I	Sítio Canaã, s/nº - Bairro Canaã - Trairi (CE)	de 27.09.2011 a 26.09.2041	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	Eólica Mundaú (Autorização) – Controlada indireta Mundaú	Fazenda Boca da Mata – Bairro Zacarias - Trairi CE	de 27.09.2011 a 26.09.2041	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	UHE Estreito - Controlada CEE detém 40,07%/Ceste	Rodovia BR 230 - Km 08 - s/nº - Estreito - MA	de 26.11.2002 a 26.11.2037	Vide descrição no item 9.2 deste formulário..	Vide descrição 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	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição 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	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	UHE Itá - Tractebel Energia /Consórcio Itá	Volta da Uva, s/nº - Aratiba (RS)	de 28.12.1995 a 16.10.2030	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	UHE Machadinho - Tractebel Energia/Consórcio Machadinho	Rua Paraná 148 - Bairro Balneário - Piratuba (SC)	de 15.07.1997 a 14.07.2032	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição 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 Ferrari (Autorizações) – Controlada indireta Ferrari	Fazenda da Rocha – Zona Rural – Pirassununga (SP)	de 27.07.2007 a 26.07.2042	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Concessões	UTE Pampa Sul (Autorizações) – Controlada Pampa Sul	Estrada Seival – Bairro Seival – Candiota (RS)	de 31.03.2015 a 30.03.2050	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Concessões	Eólica Santa Mônica I (Autorizações) – Controlada indireta Santa Mônica	Estrada da Praia das Fleixeiras – Trairi (CE)	de 26.01.2015 a 25.01.2045	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Concessões	Eólica Santa Mônica II (Autorizações) – Controlada indireta Santa Mônica II	Estrada da Praia das Fleixeiras – Trairi (CE)	de 23.01.2015 a 22.01.2045	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Concessões	Eólica Trairí II (Autorizações) – Controlada indireta Trairí II	Estrada da Praia das Fleixeiras – Trairi (CE)	de 05.02.2015 a 04.02.2045	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Concessões	Eólica Cacimbas (Autorizações) – Controlada indireta Cacimbas	Estrada da Praia das Fleixeiras – Trairi (CE)	de 05.02.2015 a 04.02.2045	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Concessões	EOL Beberibe (Autorização) - Controlada indireta Beberibe	Faz. Ubereba, s/nº Praia das Fontes-Beberibe (CE)	de 04.08.2003 a 03.08.2033	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição 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	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição 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 Ponte de Pedra - Tractebel Energia	Est. UHE Ponte de Pedra, s/nº - Itiquira (MT)	de 01.10.1999 a 30.09.2034	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	UHE São Salvador - Controlada CESS	Rodovia TO 387, Km 40 – Paranã (TO)	de 23.04.2002 a 22.04.2037	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (Autorização) - Tractebel Energia	Av. Paulo S. Mello, s/nº - Capivari de Baixo (SC)	de 28.09.1998 a 27.09.2028	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	UTE Charqueadas (Autorização) - Tractebel Energia	Rua Geólogo White, s/nº Centro - Charqueadas (RS)	de 28.09.1998 a 27.09.2028	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	UTE Alegrete (Autorização) - Tractebel Energia	Rua João Galant, s/nº - Ibirapuitã - Alegrete (RS)	de 28.09.1998 a 27.09.2028	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	UTE William Arjona (Autorização) - Tractebel Energia	Rodovia BR060, Estrada Vicinal - Campo Grande (MS)	de 02.06.2000 a 28.04.2029	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	UTE Ibitiúva Bioenergética (Autorização) - Consórcio Andrade	Faz. Piratininga s/nº Z. Rural - Pitangueiras (SP)	de 05.04.2000 a 04.04.2030	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	Unidade de Cogeração Lages (Autorização) - Controlada Lages	R. Vivanderio S. Vale, s/nº - Carobá - Lages (SC)	de 30.10.2002 a 29.10.2032	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição 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	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	Eólica Guajiru (Autorização) – Controlada indireta Guajiru	Sítio Manguinhos – Bairro Manguinhos - Trairi (CE)	de 29.09.2011 a 28.09.2041	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	PCH Rondonópolis (Autorização) - Controlada indireta Tupan	Rodovia BR 163, Km 102 - Rondonópolis (MT)	de 19.12.2002 a 18.12.2032	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	PCH Eng. José Gelazio da Rocha (Autorização) - Controlada indireta Hidropower	Rodovia BR 163, Km 102 - Rondonópolis (MT)	de 19.12.2002 a 18.12.2032	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	PCH Areia Branca (Autorização) - Controlada indireta Areia Branca	Fazenda Cachoeira Bonita, s/nº - Caratinga (MG)	de 03.05.2000 a 02.05.2030	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.
Concessões	EOL Pedra do Sal (Autorização) - Controlada indireta Pedra do Sal	Parque Eólico Pedra do Sal - Parnaíba (PI)	de 02.10.2002 a 01.10.2032	Vide descrição no item 9.2 deste formulário.	Vide descrição 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 da UHE Estreito.	99,990000

Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)
31/12/2014	0,410000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2014	1.006.681.348,99
31/12/2013	1,960000	0,000000	0,00			
31/12/2012	7,420000	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	0,000000

Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)
31/12/2014	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2014	0,00
31/12/2013	0,000000	0,000000	0,00			
31/12/2012	0,000000	0,000000	1.628.252,39			

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Rentabilidade dos investimentos. A CESS foi incorporada à Companhia em 30.12.2013.

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	99,990000

Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)
31/12/2014	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2014	999,00
31/12/2013	0,000000	0,000000	0,00			
31/12/2012	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

Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)
31/12/2014	-6,650000	0,000000	25.350.000,00	Valor contábil	31/12/2014	301.642.412,50

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)**		
31/12/2013	-2,020000	0,000000	21.937.500,00					
31/12/2012	5,950000	0,000000	12.675.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Rentabilidade dos investimentos.								
Lages Bioenergética Ltda. (Lages)	05.210.535/0001-00	-	Controlada	Brasil	SC	Lages	Geração e comercialização de energia elétrica	99,990000
				Valor mercado				
31/12/2014	-26,020000	0,000000	26.000.000,00	**Valor contábil**	31/12/2014	43.795.590,23		
31/12/2013	0,000000	0,000000	0,00					
31/12/2012	0,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Rentabilidade dos investimentos.								
Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC)	04.100.556/0001-00	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Comercialização de energia elétrica no mercado livre de negociação	99,990000
				Valor mercado				
31/12/2014	-96,790000	0,000000	226.461.627,86	**Valor contábil**	31/12/2014	4.200.000,00		
31/12/2013	-22,480000	0,000000	0,00					
31/12/2012	0,180000	0,000000	144.999.965,49					
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				
31/12/2014	40,620000	0,000000	0,00	**Valor contábil**	31/12/2014	1.152.122.637,86		
31/12/2013	11,870000	0,000000	0,00					
31/12/2012	18,470000	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.								
Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. (Pampa Sul)	04.739.720/0001-24	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Participação em projetos de geração. Sem atividade até o momento	99,990000

				Valor mercado		
31/12/2014	1159,710000	0,000000	0,00	**Valor contábil**	31/12/2014	14.483.411,53
31/12/2013	372,170000	0,000000	0,00			
31/12/2012	-0,820000	0,000000	0,00			

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Possibilidade de desenvolvimento de um novo negócio.

9.2 Outras informações que a Companhia julga relevantes

a) 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:

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

Conforme mencionado anteriormente no item 7.5.a deste formulário, 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 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;
- 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, 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 paga 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.

b) Informações complementares ao quadro 9.1.c. - ***Participações em sociedades***

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.

9.2 - Outras informações relevantes

Extinção da Machadinho Energética S.A. (Maesa)

Em dezembro de 2012, o Conselho de Administração da Tractebel Energia aprovou a cisão da Maesa e consequente incorporação da sua participação no patrimônio da investida. Tal decisão foi ratificada em Assembleia Geral Extraordinária ocorrida em 20.02.2013. O patrimônio líquido incorporado foi de R$ 16 milhões. Não houve qualquer aumento de capital em decorrência dessa incorporação. A Maesa tinha sido constituída com a finalidade de contratar financiamento para a construção da parcela de responsabilidade de seus acionistas. Com a quitação do financiamento os acionistas decidiram pela sua extinção mediante cisão e incorporação de suas participações no patrimônio da empresa.

Incorporação da controlada Companhia Energética São Salvador (CESS) pela Tractebel Energia

O Conselho de Administração da Companhia aprovou a proposta de incorporação da CESS por sua controladora, a Tractebel Energia, nos termos do "Protocolo de Incorporação" e "Instrumento de Justificação". A incorporação foi proposta em virtude das diretrizes estratégicas da Companhia de simplificação e racionalização administrativa e financeira e da estrutura organizacional.

O patrimônio líquido da CESS transferido para a Tractebel Energia foi objeto de avaliação por empresa especializada que elaborou o Laudo de Avaliação pelo valor contábil com base nos elementos constantes do balanço patrimonial da CESS levantados em 30.11.2013.

A matéria foi submetida à apreciação da AGE, realizada no dia 30.12.2013, que aprovou a incorporação da CESS pela Tractebel Energia autorizando a Diretoria Executiva a praticar todos os atos necessários à consecução da operação de incorporação.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

10.1 Comentários dos diretores sobre

a. Condições financeiras e patrimoniais gerais

Informações consolidadas relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2014

Em 2014, ano marcado por uma severa estiagem, a Tractebel Energia manteve sua trajetória de resultados consistentes. Seu EBITDA e lucro líquido foram de R$ 2.895 milhões e R$ 1.383 milhões, respectivamente, um pouco inferiores aos alcançados em 2013, que foram de R$ 3.043 e R$ 1.437, respectivamente, a despeito da considerável elevação dos custos nas transações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para repor a energia elétrica que não foi possível gerar. O crescimento destes custos decorreu, substancialmente, da maior exposição da Companhia na CCEE em razão, principalmente, dos efeitos do maior fator de ajuste da garantia física, o GSF (Generation Scaling Factor), que ocorre quando a geração das usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é inferior à energia assegurada das usinas. Esta exposição foi agravada pelo aumento substancial do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), que passou do valor médio de R$ 258,19 em 2013 para R$ 675,81 em 2014.

A diversidade de suas fontes, aliada à gestão coordenada do planejamento e controle da oferta, do portfólio de contratos e da manutenção das usinas, permitiu à Companhia melhor enfrentar os desafios decorrentes da escassez de chuvas, confirmando a resiliência apontada pelo mercado como um dos seus principais diferenciais. Também contribuíram para o resultado esforços bem-sucedidos nas áreas tributária, regulatória e legal, que propiciaram ganhos não recorrentes, sem os quais o EBITDA e o lucro líquido teriam sido 13,0% e 17,7% menores que os de 2013.

Os fatores a seguir citados sustentam as condições patrimonial e financeira favoráveis da Companhia:

- Geração de elevadas margens de lucro - O lucro líquido do exercício de 2014 atingiu R$ 1.383 milhões. Os efeitos dos eventos acima mencionados afetaram negativamente o lucro do exercício.
- Consistente geração de caixa operacional – O EBITDA consolidado, no conceito de lucro líquido mais imposto de renda e contribuição social, despesas financeiras líquidas e depreciação e amortização, alcançou R$ 2.895 milhões no ano de 2014, 4,9% inferior ao de 2013. A margem EBITDA ficou em 44,7%.
- Baixo nível de endividamento – A relação "Endividamento total / EBITDA" em 31.12.2014 foi de 1,4 vezes e o "Endividamento líquido / EBITDA", na mesma data, foi de 0,8 vezes. Do total da dívida no final do exercício de 2014, 28,7% estava denominada em moeda estrangeira. No entanto, considerando-se as operações de *swap* contratadas, não há exposição a moedas estrangeiras ao final de 2014. Em 2014, a Companhia pagou antecipadamente a sua dívida em moeda estrangeira

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

com o BNP Paribas, no valor equivalente a R$ 130 milhões, eliminando totalmente a sua exposição cambial.

- Manutenção da classificação de risco (rating) – Fitch Ratings: (i) Internacional - "BBB", e (ii) Nacional de Longo Prazo e da Segunda Emissão de Debêntures - "AAA(bra)"; Standard & Poor's: (i) Crédito corporativo de longo prazo, na escala nacional Brasil – "brAAA", e (ii) Crédito corporativo de curto prazo – "brA-1".
- Reduzido nível de inadimplência – Essa condição é resultado do rígido processo de análise de crédito e da diversificação do portfólio de clientes da Companhia.
- Crescimento sustentado - Sua capacidade instalada cresceu 62,5 MW em 2014. A expansão total do ano foi de 128,5 MW, por meio da aquisição parque gerador da Usina Termelétrica Ferrari, localizada em São Paulo, de 65,5 MW, e da entrada em operação das centrais eólicas Fleixeiras I e Mundaú, no Ceará – ambas de 30,0 MW e pertencentes ao Complexo Eólico Trairi – e da Usina Eólica Solar Cidade Azul, de 3,0 MW de pico, em Santa Catarina. As obras do Complexo Eólico Santa Mônica, no Ceará, com 97,2 MW de potência, seguiram seu curso para viabilizar sua entrada em operação em 2016. Ainda em 2014, foi iniciada a expansão da Usina Termelétrica Ferrari para 80,5 MW, que deverá ser concluída em 2015, bem como a Companhia adquiriu as empresas CLWP Brasil II Participações Ltda., CLWP Brasil III Participações Ltda., parte do Complexo Eólico Campo Largo, e os direitos de desenvolvimento do Complexo Eólico Santo Agostinho, com potenciais de desenvolvimento 300 MW e de 600 MW, respectivamente.
- Comercialização de energia em leilão promovido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) – A Companhia foi vitoriosa no leilão de energia nova para entrega a partir de 2019, promovido pela Aneel, em novembro de 2014, quando foram comercializados 386,9 MW médios de energia de três plantas: o Complexo Eólico Campo Largo (82,6 MW médios), a termelétrica a carvão Pampa Sul (294,5 MW médios) e a termelétrica a biomassa Ferrari (9,8 MW médios).
- Contratos de construção de usinas – Em 2014, a Companhia firmou contratos de construção das usinas pertencentes ao Complexo Eólico Santa Mônica, Usina Termelétrica Pampa Sul e Complexo Eólico Campo Largo. Estes dois últimos possuem valores indexados ao dólar norte-americano. Para proteção da totalidade dos compromissos contra as oscilações da moeda estrangeira, a Companhia contratou operações de Non-Deliberable Forward (NDF).
- Remuneração aos acionistas sem descapitalização financeira e alinhada às estratégias e aos planos de investimentos da Companhia - No ano de 2014 os dividendos propostos corresponderam a 55% do lucro líquido distribuível da Companhia.
- Manutenção da Companhia no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da BM&FBOVESPA – Este é o décimo ano consecutivo que as ações da Companhia participam deste índice.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Desvalorização da cotação das ações da Companhia - Ao longo do ano, as ações da Tractebel Energia registraram desvalorização de 1,3%, em relação a 2013, refletindo as incertezas do cenário macroeconômico e do setor elétrico, enquanto as ações que compõem o Ibovespa recuaram 2,9%.

Informações consolidadas relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2013

No exercício de 2013, a Companhia – assim como as demais empresas do setor elétrico – foi afetada pelas decisões do Governo Federal relacionadas à forte estiagem que se prolongou desde o final de 2012. Entre elas estão a redistribuição do ônus da geração termelétrica adicional e a implantação de medidas complementares, no decorrer de 2013, que vieram em sentido oposto ao do planejamento das empresas. Estas medidas contribuíram de forma negativa para os resultados nas transações no mercado de curto prazo, inclusive na CCEE, cuja variação entre os anos de 2013 e 2012 foi uma despesa líquida adicional de R$ 316 milhões. Por outro lado, a Companhia apresentou um crescimento de 8,3% na sua receita líquida de venda para distribuidoras, clientes livres e comercializadoras. Diante desse cenário, o EBITDA da Companhia em 2013 foi ligeiramente inferior ao de 2012.

Os fatores a seguir citados sustentam as condições patrimonial e financeira favoráveis da Companhia:

- Geração de lucros consistentes - O lucro líquido acumulado em 2013 atingiu 1.437 milhões. Os efeitos decorrentes das transações de curto prazo acima mencionadas bem como do impairment constituído, no valor de R$ 67 milhões, afetaram negativamente o lucro do exercício de 2013.
- Sólida geração de caixa operacional – O EBITDA consolidado, no conceito de lucro líquido mais imposto de renda e contribuição social, despesas financeiras líquidas, depreciação e amortização e impairment, alcançou R$ 3.043 milhões no ano de 2013, 1,9% inferior ao de 2012. A margem EBITDA ficou em 54,6%.
- Baixo endividamento – A relação "Endividamento total / EBITDA" em 31.12.2013 foi de 1,1 vezes e o "Endividamento líquido / EBITDA", na mesma data, foi de 0,7 vezes. Em 2013 a Companhia reduziu a sua dívida em moeda estrangeira com a quitação antecipada da dívida com o Tesouro Nacional no valor liquido de R$ 65 milhões, reduzindo a sua exposição cambial e gerando um ganho financeiro de quase R$ 50 milhões.
- Manutenção da classificação de risco (rating) – Fitch Ratings: (i) Internacional - "BBB", e (ii) Nacional de Longo Prazo e da Segunda Emissão de Debêntures - "AAA(bra)"; Standard & Poor's: (i) Crédito corporativo de longo prazo, na escala nacional Brasil – "brAAA", e (ii) Crédito corporativo de curto prazo – "brA-1".
- Reduzido nível de inadimplência – Essa condição é resultado do austero processo de análise de crédito e da diversificação do portfólio de clientes da Companhia.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Crescimento sustentado – No primeiro trimestre de 2013, entrou em operação comercial a oitava e última unidade geradora da Usina Hidrelétrica Estreito e, no quarto trimestre do mesmo ano, entraram em operação dois dos quatro parques eólicos em implantação do Projeto Trairí: a Central Eólica Guajiru e a Central Eólica Trairí. Ainda em 2013, a Companhia adquiriu projetos eólicos na Bahia, que permitirão o desenvolvimento de uma potência instalada de aproximadamente 206 MW.
- Recorde de geração – Em 2013 a produção total de energia atingiu 45.344 GWh, representando um aumento de 25,3% em relação ao ano anterior. Essa produção representou seu novo recorde anual de geração e foi possível ser atingido pela melhora na hidrologia em relação a 2012 e ao maior despacho de energia termelétrica. Contribuiu também para o atingimento dessa marca, a totalidade da capacidade instalada da Usina Hidrelétrica (UHE) Estreito e o início da operação comercial dos Parques Eólicos Trairí e Guajiru.
- Remuneração aos acionistas sem descapitalização financeira e alinhada às estratégias e aos planos de investimentos da Companhia – No ano de 2013 os dividendos propostos corresponderam novamente a 100% do lucro líquido distribuível Companhia, com redução da divida líquida da Companhia.
- Manutenção da Companhia no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da BM&FBOVESPA - A Companhia participa desse índice desde a sua primeira edição em 2005.
- Valorização da cotação das ações da Companhia - Ao longo do ano, as ações da Tractebel Energia registraram valorização de 15,5%, em relação a 2012, sem contar a distribuição de proventos, com yield superior a 6%, enquanto as ações que compõe o índice do setor elétrico recuaram 8,8% e o Ibovespa 15,5%.

Informações consolidadas relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2012

O lucro líquido e o EBTIDA consolidado cresceram, respectivamente, 3,6% e 6,8% em relação aos resultados apurados no ano de 2011.

Cabe ponderar que ao longo do ano de 2012, em função das condições hidrológicas desfavoráveis no País houve uma redução de 24,9% na geração hidrelétrica da Companhia. Essa queda não necessariamente resultou em uma deterioração do resultado econômico-financeiro, visto que a Companhia participa da do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), onde compartilha os riscos da geração hidrelétrica com outros agentes. Tais condições foram responsáveis por uma maior necessidade de ativação do parque termelétrico do País, sendo que a geração desse tipo de energia pela Companhia apresentou uma evolução de 32,8%.

Tanto a hidrologia desfavorável quanto o maior despacho das usinas termelétricas fizeram com que os preços do mercado de curto prazo disparassem no final do ano de 2012, resultando em um preço médio superior em R$ 137,22 quando comparado a 2011.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Essa ampliação do preço foi um dos fatores que contribuíram para que a Companhia obtivesse um incremento no resultado líquido positivo com as transações no mercado de curto prazo.

Os fatores a seguir citados sustentam as condições patrimonial e financeira favoráveis da Companhia:

- Geração de lucro crescente - No ano de 2012, a Companhia mais uma vez apresentou crescimento consistente de seus resultados, mesmo diante da continuidade do cenário de crise econômica global, do acanhado crescimento da economia brasileira, das variações dos preços do mercado de curto prazo e das alterações regulatórias estabelecidas pelo Governo Federal. O lucro líquido consolidado do exercício de 2012 foi de R$ 1.491 milhões, representando um aumento pelo nono ano consecutivo.
- Forte geração de caixa operacional - O EBITDA consolidado no ano de 2012 alcançou R$ 3.100 milhões. A margem EBTIDA atingiu 63,1%.
- Baixo nível de endividamento - A relação "Endividamento total / EBITDA" em 31.12.2012 foi de 1,1 vezes e o "Endividamento líquido / EBITDA", na mesma data, foi de 0,7 vezes.
- Ampliação dos limites possíveis de financiamento – A Companhia ampliou o compromisso contratual (*covenant*) relativo à 2ª emissão de debêntures de 2,5 vezes para 3,5 vezes a relação "Dívida bruta / EBITDA", com vistas a se preparar para a aquisição da Usina Hidrelétrica Jirau de sua controladora GDF SUEZ.
- Financiamento de projetos eólicos do Complexo Trairi – A Companhia, contando com a apresentação de uma sólida estrutura de garantias, viabilizou junto ao BNDES o financiamento das primeiras eólicas cujas vendas foram destinadas exclusivamente ao mercado livre, no montante total de R$ 358 milhões, equivalentes a 75% do total dos investimentos.
- Melhora da classificação de risco (*rating*) – A capacidade de honrar os seus compromissos financeiros foi elevada pelas agências de classificação de risco de primeira linha. Em 27.04.2012, a Fitch Ratings elevou o *rating* Internacional da Companhia de "BBB-" para "BBB", bem como o *rating* Nacional de Longo Prazo e da Segunda Emissão de Debêntures de "AA+(bra)" para "AAA(bra)", ambos com perspectiva estável. Já em 27.09.2012 a Standard & Poor's elevou o *rating* de crédito corporativo de longo prazo da Companhia, na escala nacional Brasil, de "brAA+" para "brAAA", com perspectiva estável e, reafirmou o *rating* de crédito corporativo de curto prazo "brA-1".
- Reduzido nível de inadimplência - Resultado do rigoroso processo de análise de crédito e da diversificação do portfólio de clientes da Companhia.
- Crescimento sustentado - Em agosto de 2012, a Usina Hidrelétrica Estreito atingiu 97,3% de sua energia assegurada total, com a entrada em operação da 7ª unidade

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

geradora, contribuindo para o aumento da receita líquida da Companhia de R$ 191 milhões.

- Remuneração aos acionistas sem descapitalização financeira e alinhada às estratégias e aos planos de investimentos da Companhia - No ano de 2012 os dividendos propostos corresponderam novamente a 100% do lucro líquido distribuível Companhia.
- Manutenção da Companhia no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da BM&FBOVESPA.
- Valorização da cotação das ações da Companhia – Em 31.12.2012 o valor das ações da Companhia apresentou uma evolução de 18,9% - sem a inclusão dos proventos - enquanto o Ibovespa cresceu 7,4% e as ações que compõe o índice do setor elétrico recuaram 11,7%.

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

Estrutura de capital

A Administração entende que a Companhia possui estrutura de capital com nível baixo de alavancagem financeira, o que possibilita a execução de estratégia de crescimento nos próximos anos.

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.

Os principais componentes da estrutura de capital da Companhia são os seguintes:

Valores em R$ milhões	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2012
Dívida bruta [1]	3.989	3.495	3.534
(-) Caixa e equivalente de caixa e depósitos vinculados	1.751	1.346	1.283
Dívida líquida	2.238	2.149	2.251
Dívida de longo prazo (% do total da dívida)	89,3%	81,0%	85,1%
Patrimônio líquido	5.655	5.365	5.503
Grau de alavancagem [2]	28,4%	28,6%	29,0%
Composição da estrutura de capital:			
- Capital próprio (patrimônio líquido/ passivo total)	41,5%	42,5%	44,7%
- Capital de terceiros (passivo circulante e não circulante / passivo total)	58,5%	57,5%	55,3%

O reduzido nível de endividamento e a baixa alavancagem garantem uma situação de liquidez confortável para a Companhia.

[1] Contempla os empréstimos, os financiamentos e as debêntures, considerando os efeitos dos *hedges*.
[2] Dívida líquida/(Dívida líquida + Patrimônio líquido)

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Possibilidade de resgate de ações

Não há intenção da Administração da Companhia em proceder qualquer resgate de ações. A Companhia mantém a estratégia de continuar buscando realizar novos investimentos para, no mínimo, manter sua participação no mercado, que apresenta um cenário de crescimento de consumo de energia 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

Da mesma forma 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

A Companhia, considerando o seu perfil do endividamento e a sua posição de liquidez, em situações normais de mercado, possui plenas condições para honrar as obrigações de curto e médio prazo hoje existentes, bem como para continuar expandindo seus investimentos. Os Administradores entendem ainda que, em condições normais de mercado, a sólida geração de caixa confere à Companhia margem de conforto para honrar todas as obrigações de longo prazo existentes.

No quadro abaixo estão listados os principais indicadores de capacidade de pagamento da dívida utilizados pela Companhia.

Valores em R$ milhões	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2012
EBITDA ajustado	2.895	3.043	3.100
Despesa Financeira Bruta	553	568	541
Despesa Financeira Líquida	346	385	453
Dívida Bruta (principal)	3.989	3.495	3.534
Dívida Líquida	2.238	2.149	2.251
Dívida Líquida / EBITDA	0,8	0,7	0,7
Endividamento total / EBITDA	1,4	1,1	1,1
EBITDA / Despesa Financeira Bruta	5,2	5,4	5,7

Nos últimos três exercícios sociais a Companhia honrou suas obrigações assumidas com terceiros, tais como fornecedores, dividendos, dívidas, concessões a pagar, entre outros.

A classificação de risco (rating) da Companhia é feita por duas agências de rating, a Standard & Poor's e a Fitch Ratings.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Em abril de 2015, conforme já comentado, a Fitch Ratings manteve o rating Internacional da Companhia em "BBB", bem como manteve o rating Nacional de Longo Prazo em "AAA(bra)", ambos com perspectiva estável. Na revisão foram destaques os seguintes itens: (i) robusta geração de caixa operacional; (ii) fluxo de caixa livre deverá se tornar negativo; (iii) indicadores de créditos devem continuar sólidos; (iv) perfil de crédito beneficiado pelos PPAs de longo prazo; (v) forte posição de liquidez e flexibilidade financeira; e (vi) plano de investimento administrável.

Da mesma forma, em 29.12.2014 a Standard & Poor's manteve o rating de crédito corporativo de longo prazo da Companhia, na escala nacional Brasil, em "brAAA", com perspectiva estável. Nesta mesma data a agência também reafirmou o rating de crédito corporativo de curto prazo "brA-1". Segundo o relatório dessa agência, a manutenção dos ratings reflete a expectativa de que mesmo com a possível aquisição da UHE Jirau, a Companhia ainda continuará a se beneficiar de fortes métricas financeiras, com uma dívida ajustada total sobre o EBITDA abaixo de 4x, mesmo se a compra de Jirau for 100% financiada por dívida.

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 Bancos Repassadores do BNDES. Estas instituições financeiras usualmente oferecem taxa de juros e prazos de pagamento compatíveis com o retorno dos projetos de geração de energia.

Caso o projeto de investimento não seja elegível para financiamento via BNDES, a Companhia pode recorrer a outras fontes de financiamento incentivadas, como o Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE), o Fundo Constitucional de Financiamento do Centro-Oeste (FCO), 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.

Nos últimos 3 (três) exercícios sociais, a Companhia utilizou como principal fonte de financiamento para os seus projetos o BNDES e Bancos Repassadores. Nesses contratos, de maneira geral, há uma relação "padrão" para a obtenção destas linhas de créditos, que se situa na faixa de 30% de capital próprio e 70% para itens financiáveis.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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

Em Em que pese a Administração não preveja qualquer situação de deficiência de liquidez, a Companhia possui linhas de crédito previstas (capital de giro, financiamento de longo prazo e fiança bancária) perante instituições financeiras de primeira linha no montante global de aproximadamente R$ 4,9 bilhões.

Em caso de necessidade de financiamento para capital de giro, a Companhia pretende utilizar linhas de crédito disponíveis no mercado junto à instituições financeiras de primeira linha. Para fins de financiamento de ativos não-circulantes, a Companhia pretende utilizar prioritariamente recursos de financiamentos de longo prazo diretamente junto ao BNDES ou por meio de Bancos Repassadores.

Além disso, em razão dos elevados *ratings* atribuídos pelas agências de classificação de risco, a Companhia tem acesso rápido ao mercado de capitais para eventuais necessidades de levantamento de recursos financeiros.

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

As principais informações sobre as dívidas contratadas com Instituições Financeiras estão descritas a seguir:

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

(i) contratos de empréstimo e financiamento relevantes

Principais condições contratadas dos empréstimos e financiamentos

		Condições de pagamento				
Empresas / Bancos	**Juros**	**Vencimento**	**Principal e juros**	**Saldos em 31.12.2014**	**Saldos em 31.12.2013**	**Saldos em 31.12.2012**
Controladora:						
Moeda nacional						
Bank of America Merril Lynch	98% do CDI	07.2014	Principal: a partir de 07.2013 Trimestrais	-	292	435
Nordic Investment Bank	IPCA + 3,55% a.a.	10.2022	Principal: a partir de 10.2015 Trimestrais	161	151	-
BNDES – Modernização	TJLP + 2,26% a.a. (a)	07.2020	Mensais, a partir de 08.2016 Juros: trimestrais até 08.2016	127	-	-
BNDES – Usina São Salvador	TJLP + 2,7% a.a. (a)	10.2023	Mensais	142	158	-
Bancos (Repasse BNDES) (b)	TJLP + 3,25% a.a. (a)	10.2023	Mensais	286	319	-
Bancos (Repasse Finame)	2,91% a.a.	01.2023	Mensais, a partir de 02.2015 Juros: trimestrais até 02.2015	17	13	-
Moeda estrangeira (euro)						
BNP Paribas (*Floating Rate Notes*)	*Euribor* + 2,75% a.a.	11.2015	Anuais	-	129	112
Moeda estrangeira (dólar)						
STN	*Libor* + 1,075% a.a.	04.2024	Semestrais	-	-	104
HSBC USA I	1,3882% a.a. com swap para 99,9% do CDI	08.2015	Principal: 08.2015 Juros: trimestrais	238	211	-
HSBC USA II	1,4294% a.a. com swap para 97% do CDI	03.2016	Principal: 03.2016 Juros: trimestrais	263	-	-
HSBC USA III	1,7871% a.a. com swap para 99% do CDI	10.2016	Principal: 10.2016 Juros: trimestrais	211	-	-
HSBC USA IV	1,8104% a.a. com swap para 98,6% do CDI	12.2016	Principal: 12.2016 Juros: trimestrais	132	-	-
Mizuho Bank	1,7260% a.a. com swap para 96,02% do CDI	12.2016	Principal: 12.2016 Juros: trimestrais	235	-	-
Bank of Tokyo	114,2857% Libor + 0,5486% a.a. com swap para 98% do CDI	12.2016	Principal: 12.2016 Juros: trimestrais	131	-	-

Continua na próxima página

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

		Condições de pagamento				
Empresas / Bancos	**Juros**	**Vencimento**	**Principal e juros**	**Saldos em 31.12.2014**	**Saldos em 31.12.2013**	**Saldos em 31.12.2012**
Controladas:						
Hidropower - Banco do Brasil	8,08% a.a. (c)	10.2017	Mensais	11	15	19
Companhia Energética Estreito						
BNDES – Crédito Social	TJLP	06.2018	Mensais	18	22	21
BNDES	TJLP + 1,89% a.a. (a)	09.2029	Mensais	785	839	892
Bancos (Repasse BNDES) (b)	TJLP + 2,95% a.a. (a)	09.2029	Mensais	534	570	606
Ibitiúva						
BNDES (Subcrédito B)	4,5% a.a.	01.2020	Mensais	21	26	30
BNDES (Subcrédito A e C)	TJLP + 2,05% a.a. (a)	01.2020	Mensais	22	25	29
Ferrari						
BNDES	TJLP + 1,91% a.a. (a)	06.2021	Mensais	27	-	-
Bancos (Repasse BNDES) (b)	TJLP + 3,40% a.a. (a)	06.2021	Mensais	12	-	-
Beberibe - BNDES	TJLP + 3,5% a.a. (a)	12.2023	Mensais	80	86	91
Pedra do Sal - BNDES	TJLP + 1,92% a.a. (a)	12.2023	Mensais	54	58	62
Areia Branca – BNDES	TJLP + 2,5% a.a. (a)	06.2024	Mensais	45	50	55
Projeto Trairí (c) – BNDES	TJLP + 2,51% (a)	07.2029	Mensais	337	359	205
Companhia Energética São Salvador (d)						
BNDES	TJLP + 2,7% a.a.	10.2023	Mensais	-	-	174
Bancos (Repasse BNDES) (b)	TJLP + 3,25% a.a. (a)	10.2023	Mensais	-	-	351

(a) O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. é incorporado ao principal.
(b) Os Bancos são os seguintes: Itaú Unibanco, Itaú BBA, Bradesco, Santander e Votorantim.
(c) Financiamento do Projeto Trairí, composto pelas seguintes empresas: Trairí, Mundaú, Guajiru e Fleixeiras I.
(d) A CESS foi incorporada à Companhia em 30.12.2013.

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

Os saldos em 31.12.2014 dos contratos abaixo listados se encontram na tabela do item f(i) anteriormente apresentado.

Tractebel Energia

- Bank of America Merrill Lynch

Em julho de 2014, a Companhia liquidou o empréstimo contratado junto ao Bank of America Merril Lynch. O valor original do empréstimo era de US$ 274 milhões de dólares norte americano, equivalente a R$ 430 milhões.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Fez parte da transação negociada com o Bank of America Merrill Lynch a contratação de uma operação de *swap* com a sua subsidiária brasileira, para proteger a totalidade dos fluxos de caixa futuros contra as oscilações do dólar norte americano, no valor de R$ 430 milhões, através da qual a Companhia mantinha uma posição ativa correspondente à variação do dólar mais juros de 2,6236% a.a. e uma posição passiva equivalente a 98% do CDI. Em consequência, o efeito no resultado financeiro da Companhia decorrente da contratação dos referidos instrumentos financeiros foi o equivalente a 98% do CDI.

- Nordic Investment Bank

Em janeiro de 2013, a Companhia assinou contrato de empréstimo junto ao Nordic Investment Bank (NIB), no montante de R$ 143 milhões, correspondentes a US$ 70 milhões. O recebimento ocorreu no dia 22.01.2013, no valor de R$ 142 milhões, líquido dos custos de captação de R$ 1 milhão. O prazo de amortização é de 10 anos, a partir de outubro de 2015, e os encargos financeiros sobre o empréstimo são IPCA + 3,55% ao ano.

- BNDES – Modernização parque gerador

Em setembro de 2014, a Companhia assinou contrato com o BNDES, no valor de R$ 318 milhões, para financiamento da modernização das usinas Salto Santiago, Passo Fundo e Jorge Lacerda A. Em novembro de 2014, foram liberados R$ 127 milhões referentes à parcela dos recursos destinados às duas primeiras usinas. Do total do financiamento, R$ 273 milhões terão juros equivalentes a TJLP + 2,26% e amortizações mensais de agosto de 2016 a julho de 2020; R$ 43 milhões pagarão juros fixos de 6% a.a. e amortizações mensais entre agosto de 2016 e julho de 2024; e R$ 2 milhões terão juros correspondentes a TJLP e amortizações mensais de agosto de 2016 a julho de 2020.

- BNP Paribas (*Floating Rate Notes*)

Em novembro de 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*. Essa dívida foi renegociada na data do seu vencimento original, passando a ter prazo de oito anos, com vencimento em novembro de 2015, e remuneração pela taxa *Euribor,* acrescida de *spread* de 2,75% ao ano (a.a.) sobre o saldo devedor do principal, a serem pagos anualmente. Em novembro de 2014, a Companhia liquidou antecipadamente a totalidade da dívida, no valor equivalente a R$ 130 milhões, representando seu valor de mercado.

- Secretaria do Tesouro Nacional – STN

Em setembro de 2013, a Companhia liquidou antecipadamente a totalidade das suas dívidas contratadas junto à STN, no valor de R$ 65 milhões.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Empréstimos tomados em moeda estrangeira

A Companhia contratou, durante os anos de 2013 e 2014, empréstimos em moeda estrangeira com os bancos HSBC USA, Mizuho Bank e Bank of Tokyo.

A Política de Investimentos e Derivativos da Companhia estabelece que a utilização de instrumentos financeiros derivativos fica restrita à proteção de riscos (*hedge*) e deve ser mantida correlação estreita quanto ao perfil da dívida, volumes e prazos.

Desta forma, a Companhia, para proteger a totalidade dos fluxos de caixa futuros contra as oscilações do dólar norte americano, contratou operações de *swap* para a totalidade dos empréstimos contratados em moeda estrangeira, com a subsidiária brasileira da mesma instituição financeira. Com isso, a Companhia manterá uma posição ativa correspondente à variação do dólar mais juros e uma posição passiva equivalente a variação do CDI. O vencimento do principal e a amortização dos juros dos empréstimos e dos *swaps* ocorrerão exatamente nas mesmas datas.

As principais condições dos empréstimos e das operações de *swap* são as seguintes:

		Valor		Empréstimo e posição ativa do *swap*	Posição passiva do *swap*	
Bancos	**Mês/Ano**	**US$**	**R$**	**Δ US$ + Juros (a.a.)**	**Δ do CDI**	**Vencimento**
HSBC USA	08.2013	90	207	1,3882 %	99,9% do CDI	08.2015
HSBC USA	03.2014	100	231	1,4294 %	97,0% do CDI	03.2016
HSBC USA	10.2014	80	200	1,7871 %	99,0% do CDI	10.2016
HSBC USA	12.2014	50	128	1,8104%.	98,6% do CDI	12.2016
Mizuho Bank	12.2014	90	234	1,7260 %	96,02% do CDI	12.2016
Bank of Tokyo	12.2014	50	128	114,2857% da Libor + 0,5486%	98,0% do CDI	12.2016
		460	**1.128**			

Em função das características destes instrumentos financeiros, a Companhia aplicou as regras de contabilidade de *hedge* de valor justo para o registro dos mesmos. Assim, tanto o instrumento de *hedge* (*swap*) quanto o empréstimo objeto do *hedge* são mensurados pelo valor justo em contrapartida do resultado, protegendo integralmente a Companhia das oscilações do dólar norte americano e da taxa de juros.

Controladas consolidadas na Tractebel Energia

Os seguintes financiamentos com o BNDES e os Bancos (Repasse BNDES) foram contratados na modalidade *Project Finance.* Para tal foram constituídas Sociedades de Propósitos Específicos (SPE) para a implantação dos respectivos projetos.

- Companhia Energética Estreito (CEE)

Em março de 2008, a subsidiária CEE assinou contrato de financiamento com o BNDES e com os Bancos (Repasse BNDES) Itaú Unibanco, Bradesco e Votorantim, no valor original de R$ 1.358 milhões, para a construção da Usina Hidrelétrica Estreito.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Mundaú, Guajiru, Fleixeiras I e Trairí

Em maio de 2012, as controladas indiretas Mundaú, Guajiru, Fleixeiras I e Trairí assinaram financiamento junto ao BNDES destinado à implantação de seus parques eólicos do Complexo Trairí, no Estado do Ceará. O montante total financiado foi de R$ 358 milhões, dos quais ainda se encontra pendente de liberação apenas R$ 1 milhão, referentes ao subcrédito Social.

Garantias dos empréstimos e financiamentos

A Companhia mantém garantia para os empréstimos e financiamentos a seguir descritos. Para os demais empréstimos da Companhia não há garantias concedidas pela Companhia.

- Bank of America Merrill Lynch

A garantia do empréstimo era uma Nota Promissória no valor de US$ 274 milhões em favor do Bank Of America N.A. Conforme já mencionado a Companhia liquidou o empréstimo em julho de 2014.

- BNDES e Bancos (Repasse BNDES) anteriormente mencionados

Os financiamentos de empreendimentos hidrelétricos têm as seguintes garantias: (a) penhor de direitos emergentes da concessão; (b) penhor de direitos creditórios decorrentes dos contratos de compra e venda de energia elétrica; (c) conta reserva em montante equivalente a três meses do serviço da dívida ou fiança bancária; (d) conta reserva em valor correspondente a três meses das despesas contratuais de operação e manutenção, aplicável às usinas que contratam serviços de terceiros para a execução dessas atividades; e (e) caução da totalidade das ações.

Além dessas garantias, para o contrato da CEE, há também o penhor dos dividendos a serem pagos pela Tractebel Energia à sua controladora, GSELA.

- BNDES e Bancos (Repasse BNDES) - financiamento oriundo da Usina Hidrelétrica São Salvador, incorporado pela Tractebel Energia

Devido à incorporação, as garantias do respectivo financiamento foram substituídas por fiança bancária para a parcela do BNDES e para os bancos repassadores será mantida apenas a conta centralizadora de recebíveis.

- BNDES - Projetos eólicos

As garantias dos projetos eólicos são as que seguem: (a) alienação fiduciária de bens e equipamentos; (b) totalidade das ações representativas do capital social das controladas; (c) recebíveis e conta reserva; e (d) fiança corporativa da Tractebel Energia.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

(ii) outras relações de longo prazo com instituições financeiras

São representadas pelas debêntures emitidas pela Companhia. Em 31.12.2014, 31.12.2013 e 31.12.2012 a Companhia possuía as seguintes emissões vigentes:

			Condições de Pagamento				
	Quantidade	Remuneração	Juros/variação monetária	Principal	Dez/14	Dez/13	Dez/12
2ª Emissão série única	35.000	IPCA + 7% a.a.	Anualmente em maio	3 parcelas em 05.2012/13/14	-	174	329
5ª Emissão série única	165.000	IPCA + 6,3% a.a.	Anualmente em dezembro	3 parcelas em 12.2022/23/24	163	-	-

Informações adicionais sobre as debêntures

- Pagamento da terceira parcela das debêntures da 2ª emissão

Em maio de 2014, foi realizado o pagamento da terceira e última parcela das 2ª emissão de debêntures no valor de R$ 185 milhões.

- Quinta emissão de debêntures

Em dezembro de 2014, a Companhia emitiu 165.000 debêntures simples, não conversíveis em ações da emissora, de série única, da espécie quirografária, com valor nominal de R$ 1, perfazendo na data de emissão, o montante total de R$ 165 milhões. Estas debêntures são atualizadas pelo IPCA e rendem juros remuneratórios correspondentes a 6,3% a.a., incidente sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado. O pagamento dessa remuneração será anual, ocorrendo o primeiro em 15.12.2015. O principal será amortizado em 3 parcelas anuais, nas datas de 15.12.2022, 15.12.2023 e 15.12.2024.

A liquidação da oferta pública das debêntures ocorreu no dia 23.12.2014 e os recursos obtidos destinam-se a modernização da UHE Salto Santiago e UHE Passo Fundo.

Os custos das transações incorridos na captação de recursos através dessa emissão foram de R$ 3 milhões, os quais foram contabilizados como redução do valor justo inicialmente reconhecido. Dessa forma a taxa de juros efetiva das debêntures para fins de apropriação da despesa de juros contábil será de 6,4% a.a.

(ii.i) Concessões a pagar

Além dos empréstimos, financiamentos e debêntures, a Companhia possui passivo financeiro relativo às concessões onerosas para o Uso do Bem Público (UBP) para a geração de energia elétrica nas seguintes usinas hidrelétricas: Cana Brava, Ponte de Pedra, São Salvador e Estreito. As características dos negócios e dos contratos indicam a condição e intenção das partes de executá-los integralmente.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os valores contratuais estão ajustados a valor presente com base em taxas de desconto de referência na data da assunção da obrigação. A taxa de desconto utilizada para as concessões a pagar de Cana Brava, São Salvador e Estreito foi de 10,0% a.a. e da Ponte de Pedra foi de 8,3% a.a.

Valores originais contratados

Os valores originais, atualizados pela variação anual do IGP-M (Cana Brava e Ponte de Pedra) e do IPCA (Estreito e São Salvador), a seguir indicados em milhares de reais, são pagos em parcelas mensais equivalentes a 1/12 (um doze avos) dos respectivos valores anuais abaixo informados.

	Valor original		Valor atualizado	
Usinas e anos de pagamento	**Pagamento Anual**	**Pagamento Total**	**Pagamento Anual**	**Pagamento Total**
Usina Hidrelétrica Cana Brava				
Até 31.07.2023	1	6	3	22
De 01.08.2023 a 31.07.2033	61	613	231	2.308
		619		**2.330**
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra				
Até 30.09.2019	-	1	1	3
De 01.10.2019 a 30.09.2020	16	16	54	54
De 01.10.2020 a 30.09.2034	31	436	103	1.448
		453		**1.505**
Usina Hidrelétrica São Salvador				
Até 30.04.2037	20	**448**	49	**1.127**
Usina Hidrelétrica Estreito				
Até 31.12.2037	2	**45**	5	**113**

O valor presente da obrigação relativa às mencionadas concessões, registrado no balanço de 31.12.2014, é de R$ 1.766 milhões (R$ 1.595 milhões em 31.12.2013 e R$ 1.429 milhões em 31.12.2012), sendo: R$ 669 milhões para Cana Brava, R$ 588 milhões para Ponte de Pedra, R$ 463 milhões para São Salvador e R$ 46 milhões para Estreito.

(ii.ii) - Outros passivos circulantes e não circulantes

Os demais passivos registrados pela Companhia são os seguintes: imposto de renda e contribuição social a pagar, outras obrigações fiscais e regulatórias, dividendos e juros sobre o capital próprio, fornecedores, provisão para remunerações e encargos, provisões fiscais, cíveis e trabalhistas, obrigações com benefícios de aposentadoria, obrigações vinculadas à aquisição de investimentos, obrigações com pesquisa e desenvolvimento, imposto de renda e contribuição social diferidos e demais obrigações.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Em resumo, o conjunto das dívidas com instituições financeiras (empréstimos, financiamentos e debêntures), das concessões a pagar e dos outros passivos circulantes e não circulantes resultam em 31.12.2014 em um montante total de R$ 7.966 milhões (R$ 7.273 milhões em 31.12.2013 e R$ 6.808 milhões em 31.12.2012).

(iii) grau de subordinação entre as dívidas

A companhia não adota nenhuma política de subordinação entre as obrigações registradas no passivo exigível dos balanços patrimoniais que integram as demonstrações contábeis e, dessa forma, em caso de uma eventual situação de recuperação judicial, a Companhia adotará os preceitos da Lei nº 11.101/05 para compor a ordem de preferência em concurso universal de credores.

(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) Empréstimos e financiamentos

A Companhia está sujeita aos seguintes compromissos contratuais (*covenants)* - índices e limites financeiros - estabelecidos em seus contratos de empréstimos e financiamentos:

Dívida	***Covenants***
Controladora:	
Bank of America Merril Lynch	EBITDA/despesas financeiras consolidadas ≥ 2,0 Dívida bruta consolidada/EBITDA ≤ 3,5
Nordic Investment Bank	Controladora: Dívida total/EBITDA ≤ 3,5 Consolidado: Dívida Total/EBITDA ≤ 4,5 Controladora e Consolidado: EBITDA/despesas financeiras ≥ 2,0
BNDES - Modernização	Dívida líquida/EBITDA ≤ 3,5
BNDES e Bancos (Repasse BNDES) – Usina São Salvador	Dívida bruta consolidada/EBITDA ≤ 4,5
HSBC USA, Mizuho Bank e Bank of Tokyo	EBITDA/despesas financeiras consolidadas ≥ 2,0 Dívida bruta consolidada/EBITDA ≤ 4,5
Controladas:	
BNDES e Bancos (Repasse BNDES)	Índice de cobertura do serviço da dívida[3] ≥ 1,2 ou 1,3, dependendo da controlada
BNDES - Ibitiúva	Índice de endividamento geral ≤ 0,80 Índice de cobertura do serviço da dívida ≥ 1,3

A Tractebel Energia, na condição de controladora e garantidora do financiamento da CEE com o BNDES, precisa cumprir o seguinte índice financeiro: Dívida consolidada/EBITDA ≤ 3,5.

[3] Índice de cobertura do serviço da dívida: Geração de caixa da atividade / Serviço da dívida

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 dessas disposições, adicionalmente aos *covenants* financeiros descritos na tabela anteriormente apresentada, os tomadores de empréstimo não podem, 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; (vi) alienar ou onerar bens de seu ativo permanente; e (vii) distribuir dividendos superiores ao mínimo obrigatório, em algumas controladas.

Os compromissos financeiros estabelecidos nos contratos de empréstimos e financiamentos estão sendo cumpridos pela Companhia.

b) Debêntures

Dívida	*Covenants*
2ª Emissão – série única	EBITDA/despesas financeiras consolidadas ≥ 2,0 Dívida bruta consolidada/EBITDA ≤ 3,5
5ª Emissão – série única	EBITDA/despesas financeiras consolidadas ≥ 2,0 Dívida bruta consolidada/EBITDA ≤ 4,5

Adicionalmente aos compromissos financeiros descritos na tabela, nos termos das escrituras de emissão das debêntures, a Companhia deve obedecer às restrições descritas a seguir, sob pena de vencimento antecipado das dívidas representadas pelas debêntures: (i) inadimplemento por prazo superior a dois dias úteis de pagamentos definidos na escritura de emissão das debêntures; (ii) descumprimento por prazo superior a cinco dias úteis após o recebimento de comunicação remetida pelo Agente Fiduciário de qualquer obrigação não pecuniária definida na escritura de emissão das debêntures; (iii) não pagamento de quaisquer obrigações que, individual ou em conjunto, sejam iguais ou superiores a R$ 100 milhões; (iv) vencimento antecipado de qualquer dívida cujo valor, individual ou em conjunto, seja superior a R$ 100 milhões; (v) protesto de títulos de responsabilidade da Companhia ou qualquer de suas controladas; (vi) liquidação, dissolução, extinção ou qualquer forma de reorganização societária das controladas da Companhia e da própria Companhia, exceto se a(s) sociedade(s) sucessória(s) forem, também, controladas, direta ou indiretamente, por empresa do grupo econômico no qual a Companhia está inserida; (vii) pedido de recuperação judicial, extrajudicial, autofalência ou qualquer procedimento análogo que caracterize estado de insolvência da Companhia ou de suas controladas; (viii) requerimento ou decretação de falência da Companhia ou de suas controladas, exceto se tal requerimento for contestado e houver comprovação de depósito elisivo no prazo legal, se aplicável; (ix) cisão, fusão, incorporação ou qualquer tipo de reorganização

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

societária da Companhia, exceto se: (ix.i) a alteração for aprovada em Assembleia Geral de Debenturistas; (ix.ii) for garantido o direito de resgate aos debenturistas que não concordarem com a reorganização; ou (ix.iii) a sociedade sucessora for controlada, direta ou indiretamente, por empresa do mesmo grupo econômico da Companhia; (x) alteração no controle acionário direto ou indireto da Companhia; (xi) 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; (xii) intervenção ou perda da concessão/autorização que represente mais de 25% de sua capacidade instalada, e que comprovadamente afete a capacidade econômico financeira da Companhia; (xiii) transformação do tipo societário da Companhia; (xiv) redução do capital social da Companhia, exceto se aprovado em Assembleia Geral de Debenturistas; (xv) 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, caso a Companhia esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária relativa às debêntures; (xvi) cessão, promessa de cessão ou qualquer forma de transferência ou promessa de transferência a terceiros dos direitos e das obrigações assumidas com a emissão das debêntures, sem que haja a prévia autorização dos debenturistas; (xvii) não renovação, cancelamento, revogação ou suspensão das autorização, concessões, subvenções, alvarás ou licenças necessárias para o exercício das atividades da Companhia que implique na interrupção ou suspensão de 25% da capacidade de geração da Companhia e cause um efeito significativo na capacidade da Companhia cumprir com as obrigações advindas da Escritura de emissão das debêntures; (xviii) não cumprimento de qualquer decisão judicial, administrativa ou sentença judicial, transitada em julgado e que não caiba recurso ou sentença arbitral não sujeita a recurso, em valor individual ou agregado igual ou superior a R$ 100 milhões; (xix) não manutenção de classificação de risco corporativo igual ou superior a AA, em escala local, pela Standard & Poor's, Fitch ou nota equivalente pela Moody's; e (xx) utilização dos recursos provenientes da emissão das debêntures conforme descrito na Escritura de emissão da mesma.

Os *covenants* financeiros e restrições estão sendo integralmente cumpridos pela Companhia.

g. limites de utilização dos financiamentos já contratados

A controlada CEE contratou com o BNDES e os Bancos (Repasse BNDES) um financiamento suplementar para a construção da UHE Estreito, no valor de R$ 308 milhões, dos quais R$ 2 milhões ainda estão pendentes de liberação. A previsão da Companhia é que tais recursos sejam liberados até junho de 2015.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

A Companhia mantém junto ao BNDES financiamento para a Modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Passo Fundo e da Usina Termelétrica Jorge Lacerda A, no valor de R$ 318 milhões. O projeto de modernização das usinas citadas encontra-se em execução e até o momento foram sacados R$ 127 milhões. O saldo a sacar é de R$ 191 milhões e a previsão da Companhia é que tais recursos sejam liberados até outubro de 2017.

A Companhia também possui saldo a sacar no montante de R$ 4 milhões em contratos de PSI Finame com bancos repassadores de recursos do BNDES, cuja expectativa de realização é até dezembro de 2015.

h. alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

Reclassificação e ajuste de saldos contábeis

- CPC 33 (R1) e IAS 19 Revisada – Benefícios a empregados

As práticas contábeis relativas ao reconhecimento e mensuração dos Benefícios a empregados foram alteradas e sua adoção se tornou obrigatória a partir de 01.01.2013.

A nova norma eliminou a abordagem do método do "corredor", que permitia o diferimento do reconhecimento dos ganhos ou perdas atuariais no resultado. Desta forma, os ganhos e perdas atuariais avaliados anualmente pelos atuários passarão a ser reconhecidos diretamente na rubrica "Ajuste de avaliação patrimonial - Outros resultados abrangentes", no Patrimônio Líquido.

Ademais, o cálculo da rentabilidade de ativos do plano passou a ser realizado com base na taxa de desconto utilizada para fins de avaliação do valor presente das obrigações com benefícios de aposentadoria.

Em consequência, a Companhia ajustou retrospectivamente a 01.01.2012 os direitos, obrigações e resultados com benefícios de aposentadoria e os respectivos efeitos no imposto de renda e contribuição social diferidos.

- Reclassificação da conta de combustível a reembolsar

A Companhia, até o exercício findo em 31.12.2012, apresentava os valores dos combustíveis reembolsáveis com os recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) líquidos dos montantes a pagar aos fornecedores de combustíveis. A partir de 2013, estas transações passaram a ser apresentadas segregadas no ativo e passivo da Companhia. De modo a permitir a comparabilidade entre as informações contábeis, os saldos das citadas contas relativas a 31.12.2012 e 01.01.2012 foram reclassificadas.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Ajustes e reclassificações decorrentes dos procedimentos acima mencionados

Os efeitos nos balanços patrimoniais e nas demonstrações do resultado consolidados, antes e após os ajustes retrospectivos, em milhares de reais, são os seguintes:

(i) Efeitos no balanço patrimonial em 31.12.2012

	Saldos em 31.12.2012		
	Publicado	**Ajustes**	**Ajustado**
Ativo circulante	**1.985**	**46**	**2.031**
Combustível a reembolsar	-	48	48
Outros ativos circulantes	81	(2)	79
Ativo não circulante	**10.279**	**1**	**10.280**
Outros ativos não circulantes	64	1	65
Total do Ativo	**12.264**	**47**	**12.311**
Passivo circulante	**1.689**	**47**	**1.736**
Fornecedores	218	47	265
Passivo não circulante	**5.111**	**(39)**	**5.072**
Obrigações com benefícios de aposentadoria	275	(59)	216
Imposto de renda e contribuição social diferidos	179	20	199
Patrimônio líquido	**5.463**	**39**	**5.503**
Reservas	3.015	(9)	3.006
Outros resultados abrangentes	-	48	48
Total do Passivo e Patrimônio Líquido	**12.264**	**47**	**12.311**

(ii) Efeitos nos resultados do exercício findo em 31.12.2012

	Publicado	**Ajustes**	**Ajustado**
Constituição de despesas operacionais, líquidas	(29)	(8)	(37)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**2.547**	**(8)**	**2.539**
Resultado financeiro	(447)	(6)	(453)
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	**2.100**	**(14)**	**2.086**
Imposto de Renda e Contribuição Social	(600)	5	(595)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**1.500**	**(9)**	**1.491**
Lucro Líquido por ação – básico e diluído – R$	**2,30**		**2,28**

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

h.1) Análise comparativa entre os resultados relativos aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2014 e de 2013, preparadas de acordo com o IFRS e os CPC:

	31 de dezembro de				
Valores em R$ milhões	**2014**	**% da receita**	**2013**	**% da receita**	**2014 *versus* 2013 (%)**
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	**6.473**	**100,0**	**5.569**	**100,0**	**16,2**
Custos da energia vendida e dos serviços prestados					
Energia elétrica comprada para revenda	(1.276)	19,7	(776)	13,9	64,4
Transações no mercado de energia de curto prazo	(1.040)	16,1	(638)	11,5	63,0
Encargos de uso da rede elétrica e de conexão	(333)	5,1	(308)	5,5	8,1
Custo de produção de energia elétrica	(1.301)	20,1	(1.165)	20,9	11,7
Custo dos serviços prestados	(25)	0,4	(25)	0,4	-
	(3.975)	**61,4**	**(2.912)**	**52,3**	**36,5**
LUCRO BRUTO	**2.498**	**38,6**	**2.657**	**47,7**	**(6,0)**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas	(17)	0,3	(19)	0,3	(10,5)
Despesas gerais e administrativas	(181)	2,	(178)	3,2	1,7
Provisão para redução ao valor recuperável	-	-	(73)	1,3	(100,0)
Outras receitas operacionais, líquidas	3	(0,0)	-	-	-
	(195)	**3,0**	**(270)**	**4,8**	**(27,8)**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**2.303**	**35,6**	**2.387**	**42,9**	**(3,5)**
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	207	(3,2)	183	(3,3)	13,1
Despesas financeiras	(553)	8,5	(568)	10,2	(2,6)
	(346)	**5,3**	**(385)**	**6,9**	**(10,1)**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	**1.957**	**30,3**	**2.002**	**35,9**	**(2,2)**
Imposto de renda e contribuição social	(574)	8,9	(565)	10,1	1,6
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**1.383**	**21,4**	**1.437**	**25,8**	**(3,8)**
LUCRO POR AÇÃO - BÁSICO E DILUÍDO - EM REAIS	**2,12**		**2,20**		
EBITDA	**2.895**	**44,7**	**3.043**	**54,6**	**(4,9)**

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Receita líquida de vendas

Na comparação entre 2014 e 2013, houve uma ampliação da receita líquida de vendas de R$ 904 milhões, ou 16,2%, passando de R$ 5.569 milhões em 2013 para R$ 6.473 milhões em 2014. Essa elevação decorreu essencialmente da seguinte combinação: (i) R$ 352 milhões - aumento do preço médio líquido de venda; (ii) R$ 218 milhões – elevação da quantidade de energia vendida; (iii) R$ 177 milhões – acréscimo da receita nas transações realizadas no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE; (iv) R$ 160 milhões – recomposição de receita que a Companhia deixou de auferir na CCEE em razão da paralização temporária da geração, motivada por sinistros ocorridos em unidades geradoras do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda; e (v) R$ 6 milhões – redução da receita de venda de crédito de carbono.

- Preço médio líquido de vendas

Em 2014, o preço médio de venda de energia, líquido dos tributos sobre a receita, foi de R$ 149,20/MWh, 6,6% superior ao praticado em 2013, de R$ 139,97/MWh. A elevação ocorreu essencialmente em razão da atualização monetária dos contratos existentes.

- **Volume de vendas**

A quantidade de energia vendida no ano de 2014 foi de 37.072 GWh (4.232 MW médios), crescimento de 1.627 GWh (186 MW médios), ou 4,6%, na comparação com 2013, quando o volume foi de 35.445 GWh (4.046 MW médios). Tal variação é decorrente principalmente da combinação do seguinte: (i) elevação do volume de compras; (ii) início da operação plena do Complexo Eólico Trairí; e (iii) aquisição da Ferrari Termoelétrica S.A., eventos parcialmente compensados pela redução da demanda de clientes e pelo maior volume de capacidade comercial descontratada em 2014.

Custos da energia vendida e dos serviços prestados

Em 2014, os custos da venda de energia e serviços alcançaram R$ 3.975 milhões, 36,5%, ou R$ 1.063 milhões superiores aos R$ 2.912 milhões de 2013. Essa variação decorreu essencialmente dos seguintes fatores:

- Energia elétrica comprada para revenda: incremento de R$ 500 milhões em 2014 em relação a 2013, refletindo principalmente (i) os reajustes de preço dos contratos existentes; e (ii) o aumento das contratações de médio e longo prazo no montante de 2.897 GWh (331 MW médios) em 2014.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE: entre 2014 e 2013, ocorreu aumento nos custos de R$ 402 milhões. Tal variação inclui o montante de R$ 83 milhões, reconhecido como recuperação de custo, haja vista a elevação da exposição na CCEE devido à interrupção temporária da geração de unidades geradoras do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda anteriormente citada. Maiores detalhes estão descritos a seguir em item específico.

- Combustíveis para produção de energia elétrica: acréscimo de R$ 134 milhões entre 2014 e 2013, refletindo principalmente o aumento do consumo de gás natural pela Usina Termelétrica William Arjona, em razão de maior despacho da Usina.

- Encargos de uso de rede elétrica e conexão: elevação de R$ 25 milhões entre 2014 e 2013, reflexo em grande parte do reajuste anual das tarifas de transmissão, além da entrada em operação comercial do Complexo Eólico Trairí e da aquisição da Ferrari Termoelétrica S.A.

- Materiais e serviços de terceiros: crescimento de R$ 21 milhões entre 2014 e 2013, em decorrência principalmente de maior demanda por serviços de operação e manutenção, especialmente no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, na Usina Hidrelétrica São Salvador e na Usina Termelétrica Ferrari.

- Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*): aumento de R$ 22 milhões entre 2014 e 2013, explicada em grande parte pelo incremento na geração de unidades hidrelétricas da Companhia.

- Pessoal: aumento de R$ 16 milhões entre 2014 e 2013, em função substancialmente do reajuste anual da remuneração e benefícios dos empregados.

- Depreciação e amortização: ampliação de R$ 10 milhões entre 2014 e 2013, em função principalmente do início da operação do Complexo Eólico Trairí e da aquisição da Ferrari Termoelétrica S.A.

- Reversão de provisões operacionais, líquida: efeito positivo no resultado de R$ 14 milhões entre 2014 e 2013, decorrente principalmente de: (i) R$ 92 milhões – reversão de provisão cível relativa à cobrança de valor adicional de TUST da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra, motivada por decisão favorável à Companhia que reduziu o risco de perda na ação judicial; (ii) R$ 89 milhões – constituição de provisão cível decorrente de disputa judicial com fornecedor em função de divergência quanto à aplicação dos termos da legislação vigente, no que se refere à definição do preço do insumo consumido; e (iii) R$ 16 milhões – reversão de provisão relativa à cobrança de INSS em decorrência da adesão da Companhia ao plano de equacionamento de débitos fiscais denominado "REFIS da Copa".

- Outros: efeito positivo de R$ 55 milhões entre 2014 e 2013, refletindo essencialmente a reversão no segundo trimestre de 2014 de passivos prescritos relacionados à compra de energia e encargos de transmissão.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Detalhamento das Operações de Curto Prazo, inclusive as transações na CCEE

Operações de curto prazo são definidas como compra e venda de energia com duração da entrega não superior a seis meses, que tenham como objetivo principal a gestão da exposição da Tractebel na CCEE. Dessa forma, o preço da energia nessas operações tem como característica o vínculo com o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). O presente item engloba também as transações na CCEE, dado o caráter volátil e sazonal – e, portanto, de curto prazo – dos resultados advindos da contabilização na CCEE. Adicionalmente, as exposições positivas ou negativas são liquidadas a PLD, logo, à semelhança das operações de curto prazo.

Sobre as transações 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, 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 ocorrendo uma mudança no perfil das faturas, o que dificulta a comparação direta dos elementos que as compõem nos dois anos. Esta é a razão para a criação do presente tópico, para 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 esses elementos são receitas ou despesas provenientes, por exemplo, (i) da aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE); (ii) do Fator de Ajuste da Energia Assegurada, que ocorre quando a geração das usinas que fazem parte do MRE, em relação à energia alocada, é maior (Energia Secundária) ou menor (GSF – *Generation Scaling Factor*); (iii) do chamado "risco de submercado"; (iv) do despacho motivado pela Curva de Aversão ao Risco (CAR); (v) da aplicação dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), que resultam do despacho fora da ordem de mérito de usinas termelétricas; e (vi) naturalmente, da exposição (posição vendida ou comprada de energia na contabilização mensal), que, por sua vez, será liquidada ao valor do PLD.

No acumulado de 2014, o resultado líquido decorrente de transações de curto prazo, inclusive as realizadas na CCEE, foi negativo em R$ 136 milhões ante ao também resultado negativo de R$ 71 milhões obtido em 2013, ou seja, uma piora de R$ 65 milhões entre os anos comparados. Expurgando a constituição da provisão da CNPE 03 em 2013 e a sua reversão em 2014, o resultado negativo das transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE, entre os exercícios, seria maior em R$ 174 milhões.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Essa piora decorreu em especial pela conjunção do que segue: (i) crescimento do efeito líquido negativo decorrente da aplicação do GSF; (ii) elevação da posição credora na CCEE como resultado da estratégia de alocação de energia pela Companhia; (iii) aumento da exposição termelétrica da Companhia relacionada sobretudo à suspensão de geração causada pelos sinistros e manutenções de unidades geradoras termelétricas; (iv) redução de compras de energia de curto prazo; (v) elevação do resultado positivo no MRE; (vi) reversão da provisão dos eventuais custos relativos aos efeitos da participação dos geradores no rateio dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), conforme estabelecido pela Resolução CNPE 03, visto a redução do risco de perda na ação judicial que contesta a cobrança desses valores; e (vii) recuperação dos efeitos negativos na CCEE, ocasionados pela interrupção na geração, devido a sinistros em unidades geradoras, anteriormente mencionado. Desta forma, os efeitos negativos relatados nos itens (i) e (iii) foram atenuados pelos demais.

Os expressivos aumentos do PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste entre 2013 e 2014 contribuíram significativamente para os efeitos positivos nos resultados decorrentes da ampliação da posição credora na CCEE, e de forma negativa para os custos relativos à aplicação do GSF e à exposição termelétrica. No comparativo entre os anos, o PLD nos mesmos submercados avançou 161,7%, passando de R$ 258,19/MWh em 2013 para R$ 675,81/MWh em 2014.

Lucro bruto

No ano de 2014 o lucro bruto da Companhia foi de R$ 2.498 milhões, 6,0% abaixo do apresentado em 2013, que foi de R$ 2.657 milhões, reflexo das variações explicadas nos subitens “Receita líquida de vendas” e “Custos da energia vendida e dos serviços prestados”.

Receitas (despesas) operacionais

- Provisão para redução ao valor recuperável

No ano de 2013, a Companhia reconheceu provisão para redução do valor recuperável (*impairment*) de ativos, em especial os da Usina Termelétrica Charqueadas, no montante de R$ 73 milhões. O *impairment* dos ativos de Charqueadas foi constituído em razão dos prováveis efeitos resultantes das normas impostas pela Aneel que preveem a redução do reembolso do carvão a partir de janeiro de 2016, o que, de acordo com avaliações internas, inviabilizaria a recuperação dos ativos e dos investimentos adicionais que seriam necessários para atendimento aos novos fatores de eficiência da usina exigidos pelo Regulador.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Lucro antes do resultado financeiro e dos tributos (Resultado do serviço)

No acumulado de 2014, esse resultado foi de R$ 2.303 milhões, R$ 84 milhões ou 3,5% menor em relação ao apresentado no mesmo período do ano anterior, que foi de R$ 2.387 milhões, resultado das variações acima descritas nos subitens "Lucro bruto" e "Receitas (Despesas) operacionais".

Resultado financeiro

- Receitas financeiras

No comparativo entre 2014 e 2013, as receitas financeiras aumentaram R$ 24 milhões, passando de R$ 183 milhões para R$ 207 milhões. Essa variação é explicada, essencialmente, pelos seguintes fatores: (i) reversão de R$ 61 milhões em 2014, correspondente aos juros e variação monetária de passivos prescritos; (ii) aumento de R$ 25 milhões na receita com aplicações financeiras; (iii) redução de R$ 18 milhões nos ganhos decorrentes de êxito em ações judiciais; (iv) reconhecimento de ganho de R$ 49 milhões em 2013, oriundo da liquidação antecipada a valor de mercado da dívida junto à Secretaria do Tesouro Nacional (STN); e (v) incremento de R$ 2 milhões de variação monetária de depósitos judiciais.

- Despesas financeiras

As despesas caíram de R$ 568 milhões em 2013 para R$ 553 milhões em 2014, ou seja, R$ 15 milhões, resultado da combinação das seguintes variações: (i) redução de R$ 42 milhões na despesa com variação cambial de dívidas; (ii) aumento de R$ 8 milhões nos juros e variação monetária sobre as concessões a pagar; (iii) elevação de R$ 7 milhões nos juros líquidos sobre passivo atuarial; (iv) crescimento de R$ 7 milhões nos juros e variação monetária sobre dívidas; (v) incremento de R$ 5 milhões nos encargos financeiros sobre demais débitos da Companhia.

Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL)

As despesas com IR e CSLL passaram de R$ 565 milhões em 2013 para R$ 574 milhões em 2014, aumento de R$ 9 milhões. Essa variação é resultado principalmente da redução do lucro antes dos impostos e do menor montante do crédito dos juros sobre o capital próprio. As alíquotas efetivas dos tributos sobre o lucro nos anos de 2014 e 2013 ficaram em 29,3% e 28,2%, respectivamente.

Lucro líquido do exercício

No exercício, o lucro líquido passou de R$ 1.437 milhões em 2013 para R$ 1.383 milhões em 2014, ou seja, uma redução de R$ 54 milhões, ou 3,8%. Essa variação decorreu, essencialmente, dos seguintes fatores anteriormente explicados, líquidos do imposto de renda e contribuição social: (i) redução de R$ 97 milhões do EBITDA; (ii) queda de R$ 37 milhões das despesas financeiras líquidas recorrentes e redução dos ganhos

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

financeiros não recorrentes entre os anos de 2013 e 2014 de R$ 11 milhões, resultando em uma variação de R$ 26 milhões no resultado financeiro; (iii) aumento de R$ 7 milhões da depreciação e amortização; (iv) reconhecimento do *impairment* de R$ 48 milhões no exercício de 2013; e (v) redução de R$ 24 milhões das deduções permanentes das bases de cálculo do imposto de renda e contribuição social, em especial os juros sobre o capital próprio.

Expurgando-se os efeitos anuais não recorrentes, líquidos de impostos, que impactaram positivamente o EBITDA de 2014, no valor total de R$ 133 milhões, e negativamente o ano de 2013, em R$ 36 milhões, o registro do *impairment* em 2013 no valor de R$ 48 milhões e os efeitos positivos não recorrentes no resultado financeiro, quais sejam: (i) encargos financeiros de R$ 41 milhões sobre os passivos prescritos revertidos em 2014; (ii) ganho no ano de 2013 de R$ 33 milhões na liquidação antecipada de dívida; e (iii) ganho em 2013 de R$ 19 milhões em ação judicial transitada em julgado, o lucro líquido nos anos de 2014 e 2013 seria R$ 1.209 milhões e R$ 1.469 milhões, respectivamente, uma redução de R$ 259 milhões, ou 17,7%, entre os anos analisados.

EBITDA e Margem EBITDA

No exercício, o EBITDA apresentou redução de R$ 148 milhões, ou 4,9%, passando de R$ 3.043 milhões em 2013 para R$ 2.895 milhões em 2014. A margem EBITDA em 2014 atingiu 44,7%, representando uma queda de 9,9 p.p. em comparação ao ano anterior. As reduções dos referidos indicadores decorreram principalmente da combinação dos seguintes fatores: (i) aumento de R$ 570 milhões na receita líquida de venda de energia contratada; (ii) efeito negativo de R$ 417 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, inclusive as realizadas no âmbito da CCEE; (iii) reconhecimento em 2014 da recuperação dos efeitos negativos na CCEE decorrentes dos sinistros em unidades geradoras da Companhia, conforme acima mencionado, no valor de R$ 243 milhões; (iv) reversão em 2014 da provisão decorrente dos impactos da Resolução CNPE 03, constituída em 2013, no montante de R$ 54 milhões, resultando em variação positiva de R$ 108 milhões; (v) acréscimo de R$ 500 milhões nas compras de energia para revenda; (vi) crescimento de R$ 134 milhões no consumo de combustível; (vii) constituição em 2014 de provisão cível decorrente de disputa judicial com fornecedor, em função de divergência à definição do preço do combustível consumido, no montante de R$ 89 milhões; (viii) reversão em 2014 de provisões relativas: (viii.i) à cobrança de valor adicional de Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra, no valor de R$ 92 milhões; e (viii.ii) a passivos prescritos, no montante de R$ 55 milhões; e (ix) elevação de R$ 76 milhões dos demais custos e despesas operacionais. Desconsiderando-se os efeitos não recorrentes mencionados nos itens (iv), (viii.i) e (viii.ii), o EBITDA teria alcançado R$ 2.694 milhões e R$ 3.097

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

milhões, nos anos de 2014 e 2013 respectivamente, uma redução de R$ 403 milhões, ou 13,0%, entre os exercícios comparados.

Reconciliação entre o lucro líquido e o EBITDA

Valores em R$ milhões	31.12.2014	31.12.2013
Lucro líquido do exercício	1.383	1.437
(+) Imposto de renda e contribuição social	574	565
(+) Despesas financeiras, líquidas	346	385
(+) Depreciação e amortização	592	583
EBITDA	**2.895**	**2.970**
(+) Provisão para redução ao valor recuperável *(impairment)*	-	73
EBITDA Ajustado	**2.895**	**3.043**
Margem EBITDA (%)	**44,70%**	**54,60%**

O EBITDA apresentado pela Companhia segue a orientação estabelecida na Instrução CVM nº 527/2012, que passou a reger a divulgação desse indicador não contábil. 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, amortização e impairment, 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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Análise comparativa entre os resultados relativos aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e de 2012, preparadas de acordo com o IFRS e os CPC:

	31 de dezembro de				
Valores em R$ milhões	**2013**	**% da receita**	**2012 (Reapresentado)**	**% da receita**	**2013 *versus* 2012 (%)**
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	**5.569**	**100**	**4.913**	**100**	**13,4**
Custos da energia vendida e dos serviços prestados					
Energia elétrica comprada para revenda	-776	13,9	-664	13,5	16,9
Transações no mercado de energia de curto prazo	-638	11,5	-53	1,1	1.103,80
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	-308	5,5	-330	6,7	-6,7
Custo de produção de energia elétrica	- 1.165	20,9	-1.069	21,8	9
Custo dos serviços prestados	-25	0,5	-26	0,5	-3,8
	2.912	**52,3**	**-2.142**	**43,6**	**35,9**
LUCRO BRUTO	**2.657**	**47,7**	**2.771**	**56,4**	**-4,1**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas	-19	0,3	-23	0,5	-17,4
Despesas gerais e administrativas	-178	3,2	-191	3,9	-6,8
Provisão para redução ao valor recuperável	-73	1,3	-	-	-
Outras despesas operacionais, líquidas	-	0	-18	0,3	-100
	-270	**4,8**	**-232**	**4,7**	**16,4**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**2.387**	**42,9**	**2.539**	**51,7**	**-6**
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	183	-3,3	88	-1,8	108
Despesas financeiras	-568	10,3	-541	11	5
	-385	**7**	**-453**	**9,2**	**-15**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	**2.002**	**35,9**	**2.086**	**42,5**	**-4**
Imposto de renda e contribuição social	-565	10,1	-595	12,2	-5
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**1.437**	**25,8**	**1.491**	**30,3**	**-3,6**
LUCRO POR AÇÃO - BÁSICO E DILUÍDO - EM REAIS	**2,2**		**2,28**		
EBITDA	**3.043**	**54,6**	**3.100**	**63,1**	**-1,9**

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Receita líquida de vendas

Na comparação entre os anos, houve uma ampliação da receita líquida de vendas de R$ 656 milhões, ou 13,4%, passando de R$ 4.913 milhões no ano de 2012 para R$ 5.569 milhões em 2013. Essa elevação decorreu, essencialmente, da combinação do seguinte: (i) R$ 290 milhões - aumento do preço médio líquido de venda; (ii) R$ 269 milhões – acréscimo da receita das transações realizadas no mercado de curto prazo, inclusive as no âmbito da CCEE; (iii) R$ 90 milhões – elevação da quantidade de energia vendida; (iv) R$ 15 milhões – crescimento das vendas de crédito de carbono e de cinzas; e (v) R$ 8 milhões – redução da exportação de energia.

- Preço médio líquido de vendas

O preço médio de venda de energia, líquido dos impostos sobre a receita, atingiu R$ 139,97/MWh, 5,5% superior ao praticado no ano de 2012, que foi de R$ 132,66/MWh.

A elevação do preço ocorreu, essencialmente, em razão da atualização monetária dos contratos existentes.

- **Volume de vendas**

A quantidade de energia vendida no acumulado de 2013 foi de 35.445 GWh (4.046 MW médios) contra 34.559 GWh (3.934 MW médios) registrados em 2012, um crescimento de 886 GWh (112 MW médios), ou 2,6% em GWh. A variação em MW médios é ligeiramente diferente pelo fato de 2012 ser ano bissexto.

O aumento da quantidade de energia vendida foi reflexo da conjunção do que segue: (i) evolução de 2.864 GWh (330 MW médios) no fornecimento de energia para consumidores livres; (ii) redução de 1.213 GWh (131 MW médios) no suprimento de energia para distribuidoras; (iii) decréscimo de 739 GWh (84 MW médios) na venda de energia para comercializadoras; e (iv) exportação de energia somente em 2012 na quantidade de 26 GWh (3 MW médios).

Custos da energia vendida e dos serviços prestados

No ano de 2013, esses custos alcançaram R$ 2.912 milhões, 35,9%, ou R$ 770 milhões, superiores aos R$ 2.142 milhões registrados no ano de 2012. Essas variações decorreram, essencialmente, do comportamento dos principais componentes a seguir:

- Energia elétrica comprada para revenda: incremento de R$ 112 milhões no ano de 2013 em relação a 2012, refletindo os reajustes de contratos de longo prazo existentes e os preços dos contratos com vigência iniciada em 2013.

- Transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito de CCEE: entre os exercícios de 2013 e 2012, o aumento verificado foi de R$ 585 milhões. Maiores detalhes estão descritos a seguir em item específico.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Encargos de uso da rede elétrica e conexão*:* queda de R$ 22 milhões entre os anos de 2013 e de 2012, reflexo, em sua grande parte, dos efeitos de medidas impostas pelo Governo Federal que resultaram na redução de encargos setoriais sobre as tarifas de transmissão no ano de 2013.

- Combustíveis para produção de energia elétrica: na comparação entre os anos em análise, esses custos apresentaram um aumento de R$ 30 milhões, refletindo a elevação da geração de energia termelétrica que resultou no incremento de R$ 15 milhões no consumo de gás natural na UTWA e de R$ 15 milhões no consumo líquido de biomassa, carvão e óleo diesel.

- Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos: aumento de R$ 36 milhões entre os anos comparados, resultado do incremento de geração das unidades hidrelétricas da Companhia.

- Pessoal: aumento de R$ 19 milhões entre os anos analisados, decorrente, substancialmente, do reajuste anual da remuneração e dos benefícios dos empregados.

- Depreciação e amortização: incremento de R$ 24 milhões, entre 2012 e 2013, em função, sobretudo, da entrada em operação de novas unidades geradoras da Usina Hidrelétrica Estreito e dos novos parques eólicos, localizados no estado do Ceará.

- Constituições de provisões operacionais, líquidas

A Companhia, no ano de 2013, apresentou resultado próximo a zero referente a constituição e reversão de provisões operacionais nos custos da energia vendida e dos serviços prestados, ao passo que no ano anterior reconheceu despesa líquida relativa à constituição de provisões de R$ 11 milhões, resultando em impacto positivo de R$ 11 milhões entre os anos analisados. As principais provisões registradas no ano de 2012 se referem a provisões cíveis.

Detalhamento das Operações de Curto Prazo, inclusive as transações na CCEE

Operações de curto prazo são definidas como compra e venda de energia com duração da entrega não superior a seis meses e que tenham como objetivo principal a gestão da exposição da Tractebel Energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Dessa forma, o preço da energia em tais operações tem como característica o vínculo com o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). O presente item engloba também as transações na CCEE, dado o caráter volátil e sazonal – e, portanto, de curto prazo – dos resultados advindos da contabilização na CCEE. Adicionalmente, as exposições positivas ou negativas são liquidadas a PLD, logo, à semelhança das operações de curto prazo descritas acima.

Sobre as transações 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

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

receita ou de despesa. Cabe ressaltar que, em razão de ajustes na estratégia de gerenciamento de portfólio da Companhia, vem se verificando nos últimos anos uma mudança no perfil das faturas mencionadas. Tal alternância dificulta a comparação direta dos elementos que compõem cada fatura nos dois anos, sendo essa a razão para a criação do presente tópico. Assim, ele nos permite realizar uma análise das oscilações dos principais elementos, a despeito de terem sido alocados ora na receita ora na despesa, conforme a natureza credora ou devedora da fatura à qual estão vinculados.

Genericamente, esses 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 PLD.

No acumulado de 2013, o resultado líquido decorrente de transações de curto prazo, inclusive as realizadas na CCEE, foi negativo em R$ 71 milhões ante o resultado positivo de R$ 245 milhões, obtido no mesmo período de 2012, ou seja, uma variação negativa de R$ 316 milhões entre os anos comparados.

Essa redução no resultado decorreu, em especial, da conjunção do que segue: (i) compra de energia no curto prazo, a partir do segundo trimestre de 2013, para reduzir a posição devedora na CCEE e, em consequência, mitigar os efeitos da Resolução CNPE 03/2013 (CNPE 03); (ii) efeito líquido negativo em decorrência da diferença entre (ii.i) a despesa incorrida em 2013, em função da insuficiência de geração hidrelétrica no SIN em relação à alocação de energia na CCEE pelos agentes, especialmente nos meses de janeiro e fevereiro, e (ii.ii) o ganho auferido em 2012, em razão do excedente de geração hidrelétrica no SIN, preponderantemente nos dois primeiros trimestres do ano; (iii) ampliação da posição credora na CCEE como resultado da estratégia de alocação de energia pela Companhia; (iv) redução da exposição termelétrica em decorrência da elevação do despacho dessas usinas por ordem de mérito; (v) resultado positivo no MRE no ano de 2013 pela maior geração hidrelétrica, essencialmente no segundo semestre, em comparação ao efeito negativo em 2012; e (vi) reconhecimento dos custos estimados relativos a participação dos geradores no rateio dos Encargos do Serviço do Sistema (ESS), estabelecida pela CNPE 03, apesar de liminar obtida pela associação que representa a Companhia, a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (Apine), suspendendo os efeitos da referida Resolução.

Caso a decisão judicial seja contrária aos efeitos da Resolução CNPE 03, o custo adicional de R$ 55 milhões reconhecidos em 2013 será revertido pela Companhia.

Cabe considerar que o expressivo aumento do PLD médio anual dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste, que passou de R$ 166,77/MWh em 2012 para R$ 258,19/MWh

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

em 2013, contribuiu significativamente para os efeitos positivos nos resultados decorrentes da ampliação da posição credora na CCEE e da energia secundária e, de forma negativa, para os custos relacionados com a exposição termelétrica.

Lucro bruto

No ano de 2013 o lucro bruto da Companhia foi de R$ 2.657 milhões, 4,1% abaixo do apresentado em 2012, que foi de R$ 2.771 milhões, reflexo das variações explicadas nos subitens "Receita líquida de vendas" e "Custos da energia vendida e dos serviços prestados".

Receitas (despesas) operacionais

- Despesas com vendas, gerais e administrativas

No período de doze meses essas despesas foram de R$ 197 milhões em 2013 e de R$ 214 milhões em 2012, ou seja, um decréscimo de R$ 17 milhões, ou 7,9%. Essas variações estão relacionadas, substancialmente, a constituição de provisões operacionais, líquidas, parcialmente compensadas pelo reajuste anual da remuneração e benefícios dos empregados.

- Provisão para redução ao valor recuperável

No ano de 2013, a Companhia reconheceu uma provisão para redução do valor recuperável (*impairment*) de ativos, em especial os da Usina Termelétrica Charqueadas, no montante de R$ 73 milhões, em razão de normas impostas recentemente pela Aneel, que reduzirão o reembolso do consumo de carvão a partir de janeiro de 2016 e não possibilitarão a recuperação de investimentos adicionais que seriam necessários para atendimento aos novos fatores de eficiência da usina exigidos pelo regulador.

Lucro antes do resultado financeiro e dos tributos (Resultado do serviço)

No acumulado de 2013, esse resultado foi de R$ 2.387 milhões, R$ 152 milhões ou 6,0% menor em relação ao apresentado no mesmo período do ano anterior, que foi de R$ 2.539 milhões, resultado das variações acima descritas nos subitens "Lucro bruto" e "Receitas (Despesas) operacionais".

Resultado financeiro

- Receitas financeiras

No comparativo entre os anos as receitas financeiras subiram R$ 95 milhões, passando de R$ 88 milhões em 2012 para R$ 183 milhões em 2013. Essa variação é explicada, essencialmente, pelos seguintes fatores: (i) ganho de R$ 49 milhões na liquidação antecipada a valor de mercado da dívida junto à Secretaria do Tesouro Nacional (STN) e de seu respectivo depósito em garantia; (ii) ganho não recorrente de R$ 29 milhões em ação judicial que questionava o montante dos juros e variação monetária sobre vendas de energia recebidas em atraso em anos anteriores; (iii) incremento de R$ 22

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

milhões na receita de aplicações financeiras; e (iv) redução de R$ 6 milhões nos juros sobre contas a receber.

- Despesas financeiras

Em base anual, as despesas cresceram de R$ 541 milhões para R$ 568 milhões, ou seja, R$ 27 milhões, resultado da combinação das seguintes variações: (i) incremento de R$ 18 milhões na variação cambial de dívida; (ii) redução de R$ 11 milhões nos juros e variação monetária sobre dívida; (iii) aumento de R$ 11 milhões nos juros e variação monetária sobre as concessões a pagar; (iv) acréscimo de R$ 9 milhões da atualização financeira de provisões; e (v) elevação de R$ 5 milhões nos juros líquidos sobre passivo atuarial.

Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL)

No acumulado do ano, as despesas com IR e CSLL passaram de R$ 595 milhões em 2012 para R$ 565 milhões em 2013, redução de R$ 30 milhões. Essa variação também é resultado, sobretudo, da redução do lucro antes dos impostos e do crédito dos juros sobre o capital próprio. As alíquotas efetivas dos tributos sobre o lucro nos anos de 2013 e 2012 ficaram em 28,2% e 28,5%, respectivamente.

Lucro líquido do exercício

No período de doze meses, o lucro líquido passou de R$ 1.491 milhões em 2012 para R$ 1.437 milhões em 2013, ou seja, uma redução de R$ 54 milhões, ou 3,6%. Essa variação decorreu, essencialmente, da combinação dos seguintes impactos retro mencionados: (i) variação negativa no resultado líquido das transações no mercado de curto prazo, inclusive na CCEE, no valor de R$ 209 milhões, montante que contempla os efeitos da CNPE 03, inclusive a provisão de R$ 36 milhões decorrente daquela Resolução; (ii) aumento no lucro relativo às demais operações da Companhia no valor de R$ 160 milhões; (iii) registro de *impairment* de ativos de geração termelétrica no montante de R$ 49 milhões; e (iv) reconhecimento de ganhos não recorrentes de R$ 52 milhões decorrentes de liquidação antecipada de dívida e de ação judicial favorável a Companhia relativa a juros e variação monetária sobre venda de energia.

EBITDA e Margem EBITDA

No período de doze meses, o EBITDA reduziu R$ 57 milhões, ou 1,9%, passando de R$ 3.100 milhões em 2012 para R$ 3.043 milhões em 2013. A margem EBITDA em 2013 atingiu 54,6%, representando uma queda de 8,5 p.p. em comparação com 2012.

As reduções dos referidos indicadores decorreram, principalmente, da variação negativa dos resultados nas transações no mercado de curto prazo, inclusive na CCEE, entre os anos analisados, no valor de R$ 316 milhões, montante que contempla os efeitos da CNPE 03, inclusive a provisão de R$ 55 milhões decorrente daquela Resolução.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Reconciliação entre o lucro líquido e o EBITDA

Valores em R$ milhões	31.12.2013	31.12.2012 (Reapresentado)
Lucro líquido do exercício	1.437	1.491
(+) Imposto de renda e contribuição social	565	595
(+) Despesas financeiras, líquidas	385	453
(+) Depreciação e amortização	583	561
EBITDA	**2.970**	**3.100**
(+) Provisão para redução ao valor recuperável *(impairment)*	73	-
EBITDA Ajustado	**3.043**	**3.100**
Margem EBITDA (%)	**54,60%**	**63,10%**

O EBITDA apresentado pela Companhia segue a orientação estabelecida na Instrução CVM nº 527/2012, que passou a reger a divulgação desse indicador não contábil. 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, amortização e *impairment*, 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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

h.2) Comparação entre os balanços patrimoniais de 31 de dezembro de 2014, 31 de dezembro de 2013 e 31 de dezembro de 2012 preparados de acordo com o IFRS e os CPC

	ATIVO							
Valores em R$ milhões	31.12.2014	%	31.12.2013	%	31.12.2012 (Reapresentado)	%	31.12.2014 *versus* 31.12.2013 (%)	31.12.2013 *versus* 31.12.2012 (%)
ATIVO CIRCULANTE								
Caixa e equivalentes de caixa	1.605	11,8	1.224	9,7	1.180	9,6	31,1	3,7
Contas a receber de clientes	713	5,2	740	5,9	623	5,1	(3,6)	18,8
Estoques	70	0,5	65	0,5	45	0,4	7,7	44,4
Créditos fiscais a recuperar	51	0,4	60	0,5	55	0,4	(15,0)	9,1
Combustíveis a reembolsar	343	2,5	140	1,1	48	0,4	145,0	191,7
Indenização de seguro a receber	217	1,6	-	-	-	-	-	-
Depósitos vinculados	104	0,8	4	-	1	-	2.500,0	300,0
Ganhos não realizados em operações de hedge	30	0,2	-	-	-	-	-	-
Outros ativos circulantes	65	0,6	89	0,8	79	0,5	(27,0)	12,7
	3.198	**23,6**	**2.322**	**18,5**	**2.031**	**16,4**	**37,7**	**14,3**
Ativo não circulante mantido para venda	87	0,6	-	-	-	-	-	-
	3.285	**24,2**	**2.322**	**18,5**	**2.031**	**16,4**	**37,7**	**14,3**
ATIVO NÃO CIRCULANTE								
Realizável a Longo Prazo								
Créditos fiscais a recuperar	84	0,6	100	0,8	122	1,0	(16,0)	(18,0)
Depósitos vinculados	156	1,1	131	1,0	103	0,8	19,1	27,2
Depósitos judiciais	117	0,9	107	0,8	110	0,9	9,3	(2,7)
Valores a receber pela alienação de ativo	-	-	87	0,7	87	0,7	(100,0)	-
Ganhos não realizados em operações de hedge	64	0,5	1	-	-	-	6.300,0	-
Outros ativos não circulantes	60	0,4	56	0,4	65	0,6	7,1	(13,8)
	481	**3,5**	**482**	**3,7**	**487**	**4,0**	**(0,2)**	**(1,0)**
Imobilizado	**9.658**	**70,9**	**9.708**	**76,8**	**9.683**	**78,7**	**(0,5)**	**0,3**
Intangível	**197**	**1,4**	**126**	**1,0**	**110**	**0,9**	**56,3**	**14,5**
	10.336	**75,8**	**10.316**	**81,5**	**10.280**	**83,6**	**0,2**	**0,4**
TOTAL	**13.621**	**100,0**	**12.638**	**100,0**	**12.311**	**100,0**	**7,8**	**2,7**

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

	PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO							
Valores em R$ milhões	31.12.2014	%	31.12.2013	%	31.12.2012 (Reapresentado)	%	31.12.2014 *versus* 31.12.2013 (%)	31.12.2013 *versus* 31.12.2012 (%)
PASSIVO CIRCULANTE								
Fornecedores	642	4,7	510	4,0	265	2,2	25,9	92,5
Dividendos e juros sobre o capital próprio	200	1,5	221	1,7	248	2,0	(9,5)	(10,9)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	455	3,3	667	5,3	527	4,3	(31,8)	26,6
Concessões a pagar	55	0,4	52	0,4	49	0,4	5,8	6,1
Imposto de renda e contribuição social a pagar	228	1,7	434	3,4	383	3,1	(47,5)	13,3
Outras obrigações fiscais e regulatórias	67	0,5	63	0,5	54	0,4	6,3	16,7
Provisão para remunerações e encargos	72	0,5	64	0,5	62	0,5	12,5	3,2
Provisões fiscais, cíveis e trabalhistas	15	0,1	15	0,2	29	0,2	-	(48,3)
Obrigações com benefícios de aposentadoria	49	0,4	29	0,2	32	0,3	69,0	(9,4)
Outros passivos circulantes	171	1,2	112	0,9	87	0,7	52,7	28,7
	1.954	**14,3**	**2.167**	**17,1**	**1.736**	**14,1**	**(9,8)**	**24,8**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE								
Empréstimos, financiamentos e debêntures	3.598	26,4	2.830	22,4	3.008	24,4	27,1	(5,9)
Concessões a pagar	1.711	12,6	1.543	12,2	1.380	11,2	10,9	11,8
Provisões fiscais, cíveis e trabalhistas	187	1,4	180	1,4	146	1,2	3,9	23,3
Obrigações com benefícios de aposentadoria	234	1,7	190	1,5	216	1,8	23,2	(12,0)
Imposto de renda e contribuição social diferido	213	1,6	164	1,3	199	1,6	29,9	(17,6)
Outros passivos não circulantes	69	0,4	199	1,6	123	1,0	(65,3)	61,8
	6.012	**44,1**	**5.106**	**40,4**	**5.072**	**41,2**	**17,7**	**0,7**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO								
Capital social	2.446	18,0	2.446	19,4	2.446	19,9	-	-
Reservas de capital	92	0,7	92	0,7	92	0,7	-	-
Reservas de lucros	2.417	17,7	1.772	14,0	1.755	14,3	36,4	1,0
Dividendos propostos	172	1,3	462	3,7	576	4,7	(62,8)	(19,8)
Ajustes de avaliação patrimonial	489	3,6	527	4,2	583	4,7	(7,2)	(9,6)
Outros resultados abrangentes	35	0,3	63	0,5	48	0,4	(44,4)	31,3
	5.651		**5.362**		**5.500**			
Participação de acionista não controlador	4	-	3	-	3	-	-	-
	5.655	**41,6**	**5.365**	**42,5**	**5.503**	**44,7**	**5,4**	**2,9**
TOTAL	**13.621**	**100,0**	**12.638**	**100,0**	**12.311**	**100,0**	**7,8**	**2,7**

As reclassificações ocorridas em 31.12.2012 estão descritas no item 10.1 "h" deste formulário.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Comentários sobre variações significativas entre os balanços patrimoniais de 31.12.2014 e 31.12.2013

Ativo circulante

Caixa e equivalentes de caixa

O acréscimo de R$ 381 milhões resulta, principalmente, da seguinte combinação: (i) recursos provenientes das atividades operacionais de R$ 1.677 milhões; (ii) captação de recursos através de empréstimos, financiamentos e debêntures, no montante de R$ 1.220 milhões, destinados, principalmente, a modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Passo Fundo, a ampliação da Ferrari Termoelétrica S.A., a construção dos projetos eólicos em desenvolvimento e ao refinanciamento da dívida; (iii) pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio de R$ 1.081 milhões; (vi) amortização de R$ 782 milhões de empréstimos, financiamentos e debêntures; (v) aplicação de R$ 353 milhões em ativos imobilizado e intangível; (vi) pagamento pela aquisição das empresas Ferrari Termoelétrica S.A., CLWP Brasil II Participações Ltda., CLWP Brasil III Participações Ltda. e dos direitos de desenvolvimento do Complexo Eólico Santo Agostinho, no montante de R$ 235 milhões; e (vii) pagamento de parcelas de concessões a pagar no montante de R$ 55 milhões.

Contas a receber de clientes

A redução de R$ 27 milhões deve-se, principalmente, a diminuição dos montantes a receber decorrentes de transações no mercado de energia de curto prazo, parcialmente compensada pela elevação das contas a receber resultante do aumento do preço de venda da energia e dos novos contratos de venda firmados.

Combustíveis a reembolsar

O incremento de R$ 203 milhões decorreu, substancialmente, pelo acúmulo de cinco meses dos montantes de compras de combustível a serem reembolsados pela Eletrobras em 31.12.2014 e de somente dois meses em 31.12.2013. Uma das parcelas vencidas foi recebida no mês de janeiro de 2015.

Indenização de seguro a receber

O saldo de R$ 217 milhões corresponde à indenização de seguro a receber em razão dos impactos negativos na CCEE decorrentes da paralização temporária de geração em unidades geradoras do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, motivada por sinistros ocorridos nestas unidades. A Companhia recebeu R$ 101 milhões no primeito trimestre de 2015.

Depósitos vinculados

O incremento de R$ 100 milhões deriva, principalmente, dos seguintes fatores: (i) R$ 48 milhões – depósitos efetuados em conta vinculada para garantir o cumprimento de determinadas condições precedentes estabelecidas no contrato de aquisição da

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

totalidade do capital social da Ferrari Termoelétrica S.A., quais sejam: (i.i) implantação de melhorias na eficiência do processo de co-geração, obtenção de licença ambiental, bem como revisão da garantia física da usina; e (i.ii) revisão técnica do turbo gerador, conclusão de obras de adequação de subestações, entre outras; e (ii) R$ 54 milhões – aporte de garantias financeiras em razão das operações realizadas na CCEE.

Ganhos não realizados em operações de hedge

Esta rubrica abrange os ganhos não realizados em operações de *hedge* de valor justo e fluxo de caixa, os quais apresentam saldo em 2014 de R$ 27 milhões e R$ 3 milhões, respectivamente. As operações de *hedge* de valor justo foram contratadas concomitantemente aos empréstimos tomados em moeda estrangeira, a fim de proteger a totalidade dos pagamentos futuros de principal e juros das oscilações do dólar norte americano. As operações de *hedge* de fluxo de caixa visam proteger os pagamentos de dos compromissos futuros em moeda estrangeira advindos dos contratos de construção de usinas.

Outros ativos circulantes

A redução de R$ 24 milhões decorre, substancialmente, da diminuição do saldo a compensar de imposto de renda e contribuição social.

Ativo não circulante mantido para venda

Nesta rubrica estão registrados os bens recebidos pela Companhia em função de sentença favorável em ação de execução movida contra a Elétrica Jacuí Ltda. (Eleja) para a cobrança de valores a receber decorrentes da venda do empreendimento termelétrico Jacuí. Em 2013 os valores a receber da Eleja, no valor de R$ 87 milhões, vinham sendo apresentados na rubrica "Valores a receber pela alienação de ativo", no ativo não circulante. A partir de 30.09.2014, com a adjudicação e o recebimento dos bens concedidos em garantia do crédito, a Companhia passou a registrar o ativo como "Ativo não circulante mantido para venda", mantendo o registro do valor contábil do ativo, visto que o mesmo apresenta valor inferior à avaliação apresentada pelo perito judicial dos ativos que cabem à Companhia, no montante de R$ 115 milhões.

Ativo não circulante

Realizável a longo prazo

Créditos fiscais a recuperar

A redução de R$ 16 milhões está relacionada, principalmente, à compensação de créditos de PIS e Cofins durante o exercício de 2014.

Depósitos vinculados

O aumento em R$ 25 milhões deve-se, basicamente, ao complemento do depósito em garantia do financiamento do Parque Eólico Trairi.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Depósitos judiciais

O incremento em R$ 10 milhões refere-se, basicamente, a variação monetária dos depósitos judiciais.

Ganhos não realizados em operações de hedge

Esta rubrica abrange os ganhos não realizados em operações de *hedge* de valor justo e fluxo de caixa, os quais apresentam saldo em 2014 de R$ 39 milhões e R$ 25 milhões, respectivamente. A natureza das operações estão descritas no item "Ganhos não realizados em operações de *hedge*", no item "Ativo circulante".

Imobilizado

A redução em R$ 50 milhões é decorrente dos seguintes itens: (i) aquisições de ativos no montante de R$ 294 milhões; (ii) aquisição da Ferrari Termoelétrica S.A., cujo imobilizado era de R$ 217 milhões, inclusive o valor justo de aquisição alocado a estes ativos; (iii) juros de empréstimos e financiamentos capitalizados no montante de R$18 milhões; (iv) depreciação de R$ 577 milhões; e (iv) baixa de ativos de R$ 2 milhões.

Intangível

O acréscimo de R$ 71 milhões decorreu, substancialmente, do reconhecimento dos direitos sobre os projetos CLWP Brasil II Participações Ltda., CLWP Brasil III Participações Ltda. e Santo Agostinho, adquiridos em combinações de negócios.

Passivo circulante

Fornecedores

O incremento de R$ 132 milhões é resultante, substancialmente, da combinação dos seguintes itens: (i) aumento do saldo de transações na CCEE; (ii) incremento dos fornecedores de combustíveis fósseis e biomassa; (iii) redução dos saldos de energia elétrica comprada; e (iv) decréscimo dos fornecedores de imobilizado e intangível.

Dividendos e juros sobre capital próprio

O decréscimo em R$ 21 milhões decorre de um menor crédito de juros sobre o capital próprio relativo ao ano de 2014 em comparação com 2013.

Empréstimos, financiamentos e debêntures

O decréscimo de R$ 212 milhões ocorreu pelos seguintes fatores: (i) pagamentos de principal e juros de R$ 1.004 milhões; (ii) transferência de R$ 567 milhões do passivo não circulante, decorrente, principalmente, das parcelas do empréstimo com o BNP Paribas, liquidado antecipadamente em 2014, e do empréstimo, líquido do *hedge*, com o HSBC com vencimento em 2015; (iii) encargos financeiros apropriados de R$ 219 milhões; e (iv) absorção do contrato de financiamento com o BNDES e bancos

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

repassadores decorrente da aquisição da Ferrari Termoelétrica S.A. no valor de R$ 6 milhões.

Impostos de renda e contribuição social a pagar

A redução de R$ 206 milhões decorre, substancialmente, da combinação da redução do lucro real (base de cálculo do imposto de renda e contribuição social) e do menor montante de crédito dos juros sobre o capital próprio.

Provisão para remunerações e encargos

O acréscimo de R$ 8 milhões decorre, substancialmente, de aumento da provisão para participação nos resultados e bônus gerencial.

Obrigações com benefícios de aposentadoria

O incremento de R$ 20 milhões deve-se, essencialmente, ao aumento da estimativa de pagamentos de benefícios e contribuições a serem efetuados no ano de 2015.

Outros passivos circulantes

O acréscimo de R$ 59 milhões deve-se, principalmente, as parcelas vincendas referentes à aquisição da integralidade do capital social da Ferrari Termoelétrica S.A., CLWP Brasil II Participações Ltda., CLWP Brasil III Participações Ltda. e Complexo Santo Agostinho.

Passivo não circulante

Empréstimos, financiamentos e debêntures

O aumento de R$ 768 milhões é explicado pelos seguintes fatores: (i) recebimento de financiamentos do BNDES e de recursos provenientes da emissão de debêntures, substancialmente para a modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Passo Fundo, e de empréstimos contraídos com o HSBC, Mizuho e Tokyo, no valor global de R$ 1.220 milhões; (ii) transferência para o passivo circulante de R$ 567 milhões das dívidas que vencerão em 2015; (iii) absorção do contrato de financiamento com o BNDES e bancos repassadores decorrente da aquisição da Ferrari Termoelétrica S.A. no valor de R$ 38 milhões; e (iv) encargos financeiros de R$ 77 milhões.

Concessões a pagar

O incremento de R$ 168 milhões decorre do seguinte: (i) juros e variação monetária de R$ 226 milhões; e (ii) transferência para o passivo circulante de R$ 58 milhões.

Provisões fiscais, cíveis e trabalhistas

O avanço de R$ 7 milhões refere-se, substancialmente, ao que segue: (i) atualização das provisões existentes no montante de R$ 22 milhões e (ii) reversão de provisão relativa à cobrança de INSS em decorrência da adesão da Companhia ao plano de equacionamento de débitos fiscais denominado “REFIS da Copa”, no valor de R$ 16 milhões.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Obrigações com benefícios de aposentadoria

O aumento de R$ 44 milhões deve-se, essencialmente, a combinação dos seguintes itens: (i) juros líquidos sobre passivo/ativo atuarial líquido de R$ 28 milhões; (ii) contribuição da patrocinadora de R$ 34 milhões; (iii) perda na remensuração atuarial de R$ 70 milhões; e (iv) transferência de R$ 20 milhões para o passivo circulante.

Imposto de renda e contribuição social diferidos

O incremento de R$ 49 milhões decorre, basicamente, da combinação dos seguintes impactos nos tributos diferidos: (i) maior depreciação acelerada fiscal de ativos elegíveis; (ii) redução dos ganhos com as operações de *swap* e do custo atribuído do imobilizado (valor justo); (iii) constituição de tributos diferidos sobre as operações de *hedge* de fluxo de caixa e sobre os juros capitalizados; e (iv) provisão pela remensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria.

Outros passivos não circulantes

A redução de R$ 130 milhões decorre, fundamentalmente, dos seguintes itens: (i) reversão de passivos prescritos relacionados à compra de energia e encargos de transmissão no valor de R$ 116 milhões; e (ii) transferência de R$ 26 milhões para o passivo circulante do valor esperado de realização das obrigações com pesquisa e desenvolvimento nos próximos doze meses.

Patrimônio líquido

O aumento de R$ 290 milhões decorreu da combinação do seguinte: (i) lucro líquido do exercício de 2013 de R$ 1.383 milhões; (ii) aprovação da distribuição dos dividendos propostos relativos a 2013 de R$ 462 milhões; (iii) dividendos intercalares e juros sobre o capital próprio creditados relativos a 2014 de R$ 603 milhões; (iv) remensuração de obrigações com benefícios de aposentadoria no montante de R$ 46 milhões; e (v) reconhecimento de ganhos não realizados em operações de *hedge* de fluxo de caixa no valor de R$ 18 milhões.

Comentários sobre variações significativas entre os balanços patrimoniais de 31.12.2013 e 31.12.2012

Ativo circulante

Caixa e equivalentes de caixa

O acréscimo de R$ 44 milhões resulta principalmente das seguintes combinações a seguir: (i) recursos provenientes das atividades operacionais de R$ 2.316 milhões; (ii) captação de empréstimos e financiamento no montante de R$ 520 milhões para o refinanciamento da dívida e a construção dos parques eólicos do Complexo Eólico Trairi e as obras da UHE Estreito; (iii) aplicação de R$ 547 milhões em ativos imobilizado e intangível; (iv) amortização de R$ 568 milhões de empréstimos,

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

financiamentos e debêntures; (v) pagamento de parcelas de concessões a pagar no montante de R$ 52 milhões; e (vi) pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio de R$ 1.612 milhões.

Contas a receber de clientes

O crescimento de R$ 117 milhões deve-se, basicamente, ao aumento do preço de venda da energia e ao acréscimo das transações no mercado de energia de curto prazo.

Estoques

O aumento de R$ 20 milhões corresponde, principalmente, à elevação do estoque de combustível próprio.

Combustíveis a reembolsar

O incremento de R$ 92 milhões decorreu, substancialmente, pelo acúmulo em dois meses dos montantes a serem reembolsados pela Eletrobras em 31.12.2013 e de somente um mês em 31.12.2012.

Ativo não circulante

Realizável a longo prazo

Créditos fiscais a recuperar

A redução de R$ 22 milhões está relacionada, principalmente, à compensação de créditos de PIS e Cofins durante o exercício de 2013.

Depósitos vinculados

O aumento em R$ 28 milhões deve-se, basicamente, ao complemento do depósito em garantia do financiamento para a UHE Estreito e do Parque Eólico Trairí.

Imobilizado

O aumento em R$ 25 milhões é decorrente dos seguintes itens: (i) aquisições de ativos no montante de R$ 645 milhões; (ii) incorporação dos ativos da Maesa no montante de R$ 16 milhões; (ii) depreciação de R$ 563 milhões; e (iii) reconhecimento de provisão para redução ao valor de recuperação de ativos (*impairment)* de R$ 73 milhões.

Intangível

O acréscimo de R$ 16 milhões decorreu, substancialmente, do reconhecimento dos direitos sobre os projetos Campo Largo e Santa Mônica adquiridos em combinações de negócios.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Passivo circulante

Fornecedores

O incremento de R$ 245 milhões é resultante, substancialmente, do aumento dos saldos de energia elétrica comprada, das transações na CCEE e dos fornecedores de combustíveis fósseis e biomassa.

Dividendos e juros sobre capital próprio

O decréscimo em R$ 27 milhões decorre de um menor crédito de juros sobre o capital próprio no mês de dezembro de 2013 em comparação com o mesmo mês de 2012.

Empréstimos, financiamentos e debêntures

O incremento de R$ 140 milhões ocorreu pelos seguintes fatores: (i) transferência de R$ 766 milhões do passivo não circulante, decorrente, principalmente, das parcelas do empréstimo com o Bank of America Merrill Lynch e das debêntures da 2ª emissão, que vencem em 2014; (ii) encargos financeiros apropriados de R$ 237 milhões; (iii) pagamentos de principal e juros de R$ 814 milhões, e; (iv) redução de R$ 49 milhões decorrente do ajuste a valor justo pela liquidação antecipada do empréstimo junto ao STN.

Impostos de renda e contribuição social a pagar

O aumento de R$ 51 milhões decorre, substancialmente, da compensação do saldo a pagar em 2012 com crédito de PIS e Cofins decorrente de decisão judicial, transitado em julgado, a favor da Companhia.

Outras obrigações fiscais e regulatórias

O acréscimo de R$ 9 milhões decorre, substancialmente, da combinação dos fatores a seguir: (i) aumento de R$ 7 milhões no saldo a pagar de PIS e Cofins; (ii) redução de R$ 11 milhões no montante de ICMS a pagar; e (iii) elevação de R$ 13 milhões no valor a pagar relativo à compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos.

Provisões fiscais, cíveis e trabalhistas

A redução de R$ 14 milhões refere-se, substancialmente, a liquidação de provisões cíveis ao longo do exercício de 2013.

Outros passivos circulantes

O aumento de R$ 25 milhões decorre, fundamentalmente, de provisão para estimativa de desembolso futuro para a conclusão de obras de construção de usinas e do saldo de adiantamento de clientes, cuja expectativa é de que as liquidações ocorrerão no curto prazo.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Passivo não circulante

Empréstimos, financiamentos e debêntures

A redução de R$ 178 milhões é explicada pelos seguintes fatores: (i) transferência para o passivo circulante de R$ 766 milhões das dívidas que vencerão em 2014; (ii) recebimento de financiamentos do BNDES, para aplicação na construção dos parques eólicos do Complexo Trairi e da UHE Estreito, e de empréstimos contraído junto ao NIB e HSBC USA no valor global de R$ 519 milhões; e (iii) encargos financeiros de R$ 69 milhões.

Concessões a pagar

O incremento de R$ 163 milhões decorre do seguinte: (i) juros e variação monetária de R$ 217 milhões; e (ii) transferência para o passivo circulante de R$ 54 milhões.

Provisões fiscais, cíveis e trabalhistas

O avanço de R$ 34 milhões refere-se, substancialmente, ao que segue: (i) constituição de novas provisões no valor de R$ 17 milhões e (ii) atualização das provisões existentes no montante de R$ 23 milhões.

Obrigações com benefícios de aposentadoria

A redução de R$ 26 milhões deve-se, essencialmente, ao seguinte: (i) juros líquidos sobre passivo/ativo atuarial líquido de R$ 21 milhões; (ii) contribuição da patrocinadora de R$ 28 milhões; e (iii) ganho na remensuração atuarial de R$ 22 milhões.

Imposto de renda e contribuição social diferidos

O recuo de R$ 35 milhões decorre, basicamente, da combinação dos seguintes impactos nos tributos diferidos: (i) redução dos ganhos com a operação de *swap* relativo ao financiamento com o Bank of América Merrill Lynch e do custo atribuído do imobilizado (valor justo); (ii) constituição sobre a provisão ao valor recuperável dos ativos (*impairment*); e (iii) reversão pela remensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria.

Outros passivos não circulantes

O acréscimo de R$ 76 milhões decorre, fundamentalmente, de provisão para estimativa de desembolso futuro para a conclusão de obras de construção de usinas.

Patrimônio líquido

A redução de R$ 138 milhões decorreu da combinação do seguinte: (i) lucro líquido do exercício de 2013 de R$ 1.437 milhões; (ii) pagamento dos dividendos relativos a 2012 de R$ 576 milhões; (iii) dividendos intercalares e juros sobre o capital próprio creditados relativos a 2013 de R$ 1.013 milhões; e (ii) remensuração de obrigações com benefícios de aposentadoria no montante de R$ 14 milhões.

10.2 Comentários dos diretores sobre:

a. Resultados das operações da Companhia, em especial:

(i) descrição de quaisquer componentes importantes da receita

A composição da receita líquida da Companhia é a seguinte:

Em R$ milhões	31.12.2014	%	31.12.2013	%	31.12.2012	%	31.12.2014 *versus* 31.12.2013 (%)	31.12.2013 *versus* 31.12.2012 (%)
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS								
Distribuidoras de energia elétrica	3.044	47,0	2.824	50,7	2.862	58,3	7,8	-1,3
Comercializadoras de energia elétrica	239	3,7	250	4,4	321	6,5	-4,4	-22,1
Consumidores livres	2.248	34,7	1.887	33,9	1.399	28,5	19,1	34,9
Transações no mercado de curto prazo	903	14,0	566	10,2	298	6,1	59,5	89,9
Exportação de energia elétrica	-	0,0	-	0	8	0,2	-	-100,0
Outras receitas	39	0,6	42	0,8	25	0,4	-7,1	68,0
	6.473	**100,0**	**5.569**	**100,0**	**4.913**	**100,0**	**16,2**	**13,4**

A Companhia, ao longo do ano de 2012, em atendimento à solicitação de determinados consumidores livres, transferiu alguns contratos anteriormente firmados com os mesmos para empresas comercializadoras pertencentes ao mesmo grupo econômico da empresa. Ademais, a Companhia tem firmado novos contratos com comercializadoras que também repassam a energia adquirida exclusivamente para unidades industriais do mesmo grupo. Essas ações têm sido motivadas pela iniciativa de clientes de aprimorar a gestão de suas compras e alocações de energia no conjunto de suas unidades industriais.

Entretanto, na busca de uma análise mais realista sobre a evolução de vendas para consumidores livres, a Companhia, a partir de 2012, passou a apresentar as vendas para comercializadoras que destinam a energia comprada para as suas unidades produtoras como vendas para consumidores livres, e não mais como para comercializadoras.

Análise comparativa das variações significativas dos componentes da receita líquida de vendas entre os exercícios findos em 31.12.2014 e 31.12.2013

Distribuidoras de energia elétrica

No ano de 2014, essa receita atingiu 3.044 milhões, aumento de 7,8%, ou R$ 220 milhões, em relação ao exercício de 2013, que apresentou R$ 2.824 milhões de receita de venda a distribuidoras. Esse acréscimo é explicado pela associação das seguintes variações: (i) R$ 216 milhões – crescimento de 7,6% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R$ 4 milhões – ligeiro incremento de 0,1% do volume de energia vendida.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Comercializadoras de energia elétrica

Em 2014, a receita de venda a comercializadoras foi de R$ 239 milhões, R$ 11 milhões inferior, ou 4,4%, à receita auferida em 2013 de R$ 250 milhões. A redução apresentada é resultado dos seguintes aspectos: (i) R$ 8 milhões – diminuição de 3,1%, ou 65 GWh (7 MW médios), na quantidade de energia vendida; e (ii) R$ 3 milhões – decréscimo de 1,3% no preço médio líquido de vendas.

Fornecimento de energia elétrica

Nos exercício de 2014, essa receita alcançou R$ 2.248 milhões, 19,1%, ou R$ 361 milhões, além dos R$ 1.887 milhões auferidos no ano de 2013. Essa ampliação está relacionada ao que segue: (i) R$ 222 milhões – acréscimo de 1.669 GWh (191 MW médios), ou 11,4%, na quantidade de venda de energia; e (ii) R$ 139 milhões – crescimento de 6,9% no preço médio líquido da energia vendida.

Transações no mercado de curto prazo

Nos doze meses de 2014, em relação ao ano anterior, houve uma ampliação de R$ 337 milhões na receita das transações de curto prazo, passando de R$ 566 milhões em 2013 para R$ 903 milhões em 2014. Tal variação inclui o reconhecimento da recomposição de receita devido à redução da posição credora na CCEE, em razão da interrupção temporária da geração, motivada por sinistros ocorridos em unidades geradoras do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, no montante de 160 milhões. Maiores explicações sobre essas operações e variações podem ser encontradas no item 10.1.h.1.

Análise comparativa das variações significativas dos componentes da receita líquida de vendas entre os exercícios findos em 31.12.2013 e 31.12.2012

Distribuidoras de energia elétrica

No ano de 2013, essa receita atingiu R$ 2.824 milhões, redução de 1,3%, ou R$ 38 milhões, em relação ao exercício de 2012, que foi de R$ 2.862 milhões. Essa queda é explicada pela associação das seguintes variações: (i) R$ 179 milhões – decréscimo de 1.213 GWh (131 MW médios), ou 6,1% em GWh, no volume vendido; (ii) R$ 141 milhões – crescimento de 5,1% no preço médio líquido de venda.

Comercializadoras de energia elétrica

Em 2013, esta receita foi de R$ 250 milhões, redução de 22,1%, ou R$ 71 milhões, se comparado ao exercício de 2012, que foi de R$ 321 milhões. Tal redução é decorrente da combinação dos seguintes itens: (iii) R$ 85 milhões – redução de 739 GWh (84 MW médios), ou 25,8% em GWh, na quantidade de energia vendida; e (iv) R$ 14 milhões – ampliação, em 5,1%, do preço da energia vendida.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Fornecimento de energia elétrica

A receita de venda a consumidores livres aumentou R$ 488 milhões, ou 34,9%, entre os anos em análise, passando de R$ 1.399 em 2012 para R$ 1.887 milhões em 2013. Essa ampliação está relacionada a um acréscimo de 2.864 GWh (330 MW médios), ou 24,3% em GWh, equivalente a R$ 354 milhões, na quantidade de venda de energia, bem como um crescimento de 8,6% no preço médio líquido de energia vendida, ou R$ 134 milhões.

Transações no mercado de curto prazo

Nos 12 meses de 2013, houve um incremento de R$ 268 milhões na receita auferida no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE, passando de R$ 298 milhões em 2012 para R$ 566 milhões em 2013. Maiores explicações sobre essas operações e variações podem ser encontradas no item 10.1.h.1.

(ii) fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Os fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais da Companhia nos anos de 2014, 2013 e 2012 estão abaixo mencionados. Informações complementares sobre os mesmos estão detalhadas nos itens 10.1.h e 10.2.a.(i) anteriormente descritos.

Ano de 2014 - (i) elevação do preço médio líquido de venda e da quantidade de energia vendida; (ii) efeito negativo no resultado líquido das transações no mercado de curto prazo, inclusive na CCEE, incluindo o reconhecimento da recuperação dos efeitos negativos na CCEE decorrentes dos sinistros em unidades geradoras da Companhia; (iii) incremento dos custos com a compra de energia para revenda; (iv) aumento do consumo de combustíveis em razão do maior despacho da Usina Termelétrica William Arjona; (vi) reversão de passivos prescritos relativos à compra de energia e encargos de transmissão; e (vii) queda das despesas financeiras líquidas.

Ano de 2013 - (i) aumento do preço médio líquido de venda e da quantidade de energia vendida; (ii) variação negativa no resultado líquido das transações no mercado de curto prazo, inclusive na CCEE; (iii) aumento no lucro relativo às demais operações da Companhia; (iv) registro de *impairment* de ativos de geração termelétrica; e (v) reconhecimento de ganhos não recorrentes decorrentes de liquidação antecipada de dívida e de ação judicial favorável à Companhia relativa a juros e variação monetária sobre venda de energia.

Ano de 2012 - (i) ampliação do preço médio líquido de venda e da quantidade de energia vendida; (ii) elevação do resultado em decorrência do início da operação comercial de três novas unidades da UHE Estreito; (iii) redução da exportação de energia verificada em 2012; (iv) crescimento dos custos com a compra de energia para revenda; (v) incremento do resultado positivo nas transações realizadas no âmbito da CCEE; (vi) aumento de provisões operacionais; e (vii) crescimento das despesas

10.2 - Resultado operacional e financeiro

financeiras líquidas em função da conjunção de menores rendas com aplicações financeiras e dos maiores juros e variações, monetárias e cambiais, sobre as dívidas.

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 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) Inflação e variação de preços nos custos de venda da energia elétrica

Energia elétrica comprada para revenda - Estas transações normalmente são realizadas através de contratos de médio e longo prazo, os quais possuem seus preços reajustados, na sua grande parte, pelo IGP-M e IPCA. O impacto médio referente ao reajuste de preço pelos índices de inflação no exercício de 2014 foi de cerca de R$ 27 milhões, e nos anos de 2013 e 2012 foi de aproximadamente R$ 18 milhões e R$ 29 milhões, respectivamente.

Combustível para a produção de energia elétrica - O preço do gás consumido na UTE Willian Arjona é denominado em dólar norte americano, equivalente em reais, e reajustado anualmente pela variação do *Producer Price Index* (*PPI*), um indicador do governo americano para *commodities* de uso industrial. Os preços do carvão não reembolsável pela CDE são negociados quando da contratação da aquisição ou da renovação do contrato e tem como indexador fórmulas paramétricas cujos principais componentes são o INPC e índices setoriais específicos, na sua maioria, publicados pela Fundação Getulio Vargas (FGV). Os índices de correção não resultaram em efeitos relevantes no custo da Companhia, o qual foi afetado, substancialmente, pela variação das quantidades consumidas nos exercícios de 2014, 2013 e 2012.

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. O efeito da variação desses indicadores de inflação no custo da Companhia foi de aproximadamente R$ 20 milhões, R$ 18 milhões e R$ 14 milhões em 2013 e 2012, respectivamente.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - O valor corresponde a 6,75 % sobre a quantidade de energia elétrica produzida, valorada por uma Tarifa Anual de Referência (TAR) definida pela Aneel, com base no custo de aquisição de energia pela distribuidora, revisto a cada quatro anos. A TAR vigente para o exercício de 2014 não sofreu reajustes em relação a que era praticada em 2013, não gerando impactos adicionais no custo da Companhia. Já nos exercícios de 2013 e 2012 os efeitos decorrentes dos reajustes de 3,5% e 6,6% foram de R$ 5 milhões e R$ 8 milhões em cada ano.

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

Exposição ao câmbio

A Companhia não possui, em 31.12.2014, empréstimos expostos à variação da cotação de moeda estrangeira (R$ 129 milhões em 31.12.2013 e R$ 215 milhões em 31.12.2012). Em 31.12.2013 e 31.12.2012, os montantes expostos a tal variação correspondiam a 3,7% e 6,1%, respectivamente, do somatório consolidado dos empréstimos, financiamentos e debêntures da Companhia.

Em setembro de 2013, a Companhia liquidou antecipadamente a totalidade de suas dívidas em dólar norte americano, contratadas junto à Secretaria do Tesouro Nacional (STN), no valor de R$ 64 milhões, extinguindo a exposição da Companhia ao dólar.

Em novembro de 2014, o empréstimo junto ao BNP Paribas foi liquidado antecipadamente, no montante de R$ 130 milhões, extinguindo a exposição da Companhia ao Euro.

A Companhia possui empréstimos contratados em dólar com *swap* integral para CDI, os quais são considerados como dívidas vinculadas à variação do CDI e não ao dólar. Estes empréstimos têm vencimentos em 2015 e 2016.

O resultado financeiro da Companhia em decorrência da variação cambial no exercício de 2014 foi impactado positivamente em R$ 3 milhões (efeito negativo de R$ 39 milhões em 2013 e de R$ 21 milhões em 2012). Estes efeitos representaram aproximadamente 0,2% do resultado operacional da Companhia em 2013 (2,0% em 2013 e 1,0% em 2012).

Em decorrência de não existirem saldos de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira sem cobertura de *hedge*, o risco de impactos relevantes no seu resultado financeiro e caixa em decorrência da variação das moedas estrangeiras frente ao Real é nulo.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

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 TJLP, CDI, IPCA e IGP-M. Os impactos dos juros e da variação monetária no resultado financeiro da Companhia nos exercícios de 2013, 2012 e 2011 foram os seguintes:

(Valores em R$ milhões)	Empréstimos, financiamentos e debêntures	Concessões a pagar	Total
Exercício Social findo em 31.12.2014			
- Juros	235	152	387
- Variação monetária	16	73	89
Exercício Social findo em 31.12.2013			
- Juros	223	136	359
- Variação monetária	21	81	102
Exercício Social findo em 31.12.2012			
- Juros	236	121	357
- Variação monetária	19	86	105

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

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

A Companhia administra os seus negócios como um único segmento operacional, o qual é composto pelas atividades de geração e comercialização da energia elétrica gerada pelos seus ativos ou adquirida por meio de contratos de médio e longo prazo. Tal segmento representou 99,3% das receitas líquidas de vendas consolidadas auferidas em 2014. Os seguintes eventos resultaram em impactos na capacidade instalada da Companhia: (i) incremento de 65,5 MW em razão da incorporação ao parque gerador da Usina Termelétrica Ferrari; (ii) acréscimo de 60 MW resultante da entrada em operação das centrais Eólicas Fleixeiras I e Mundaú, ambas de 30 MW e pertencentes ao Complexo Eólico Trairí; (iii) aumento de 3 MW em razão da entrada em operação da Usina Fotovoltaica Cidade Azul; e (iv) redução de 66 MW decorrente do pedido de revogação definitiva da autorização da operação e a respectiva devolução à União da Usina Termelétrica Algrete feita pela Companhia à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

Assim, a Tractebel Energia encerrou o ano de 2014 com um acréscimo de 62,5 MW, em relação à capacidade instalada de 2013.

b. Constituição, aquisição ou alienação de participação societária

As principais informações referentes à aquisição, incorporação e alienação de participações societárias da Companhia são as seguintes:

- Ferrari Termoelétrica S.A.

Em fevereiro de 2014, a controlada integral TBLP concluiu o processo de aquisição da totalidade do capital social da Ferrari Termoelétrica S.A. pelo valor de R$ 176 milhões, cuja composição é a seguinte:

(i) R$ 161 milhões – valor pago na data do fechamento, dos quais R$ 46 milhões foram depositados em conta vinculada para liberação quando do cumprimento de determinadas condições precedentes, quais sejam: (a) R$ 34 milhões - implantação de melhorias na eficiência do processo de co-geração, obtenção de licença ambiental, bem como revisão da garantia física da usina para 35,6 MW médios; e (b) 12 milhões - revisão técnica do turbo gerador, conclusão de obras de adequação das subestações entre outras.

(ii) R$ 4 milhões – montante pago em abril de 2014, relativo ao ajuste de preço decorrente da variação do capital do giro e endividamento líquido entre a data da assinatura do contrato e a data do fechamento do negócio.

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

(iii) R$ 11 milhões – valor que será pago mediante o compromisso de fornecimento de combustível adicional pelo vendedor em quantidade e qualidade suficientes para que a UTE Ferrari gere 35,6 MW médios de energia elétrica.

O valor atualizado do depósito mencionado no item (i), no montante de R$ 48 milhões, somado ao compromisso citado no item (iii), resulta no montante total de R$ 59 milhões, o qual está registrado no passivo.

A Ferrari Termoelétrica S.A. é uma sociedade de propósito específico detentora de todos os ativos da Central Geradora Termelétrica UTE Ferrari (UTE Ferrari), um empreendimento de cogeração de energia a biomassa de cana-de-açúcar, em operação comercial desde junho de 2009, localizado no Município de Pirassununga, Estado de São Paulo. A UTE Ferrari conta com uma capacidade instalada de 65,5 MW e capacidade comercial de 23,2 MW médios, dos quais 18,0 MW médios foram contratados em Leilões de Energia Elétrica destinados ao Ambiente de Contratação Regulada.

Em abril de 2014, a Companhia iniciou as atividades direcionadas à modernização e ampliação da UTE, de modo a elevar a sua capacidade comercial para 35,6 MW médios, bem como a de sua capacidade instalada para 80,5 MW. As obras de ampliação foram concluídas em maio de 2015, com a entrada em operação comercial da unidade geradora responsável pelo aumento.

- Projeto Campo Largo

Em junho de 2014, a TBLP, controlada integral da Companhia, concluiu o processo de aquisição das empresas CLWP Brasil II Participações Ltda. (CLWP II) e CLWP Brasil III Participações Ltda. (CLWP III), pelos montantes de R$ 22 milhões e R$ 40 milhões, respectivamente, dos quais R$ 9 milhões referem-se a parcelas condicionadas ao aumento de capacidade instalada, atualizadas pela variação do IPCA e de juros de 1,5% a.a.

O montante total da aquisição corresponde, substancialmente, ao valor justo dos projetos básicos ambientais, da certificação de geração de energia, das medições de ventos, das licenças ambientais prévias e dos contratos de arrendamentos.

A CLWP II é uma holding detentora de cinco SPE, totalizando um potencial de desenvolvimento de 150 MW. O desenvolvimento de tais projetos estão sendo avaliados pela Companhia.

A CLWP III é uma holding detentora de dez SPE, as quais totalizam um potencial total de desenvolvimento de 300 MW. Destas SPE, quatro deram início a construção dos parques eólicos a partir de novembro de 2014, tendo em vista a assinatura de contrato de fornecimento de seus aerogeradores. Um dos parques cuja construção teve início em 2014, vendeu sua energia no leilão promovido pela Aneel em novembro de 2014.

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

- Projeto Santo Agostinho

Em agosto de 2014 a controlada integral TBLP adquiriu os direitos de desenvolvimento do Complexo Eólico Santo Agostinho, o qual é composto por vinte e quatro SPE, cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólica, totalizando um potencial de desenvolvimento de 600 MW, todo localizados nos municípios de Lajes e Pedro Avelino, no Estado do Rio Grande do Norte.

O valor máximo de aquisição é de R$ 54 milhões, composto por um valor fixo de R$ 39 milhões e um valor vinculado a desempenho de até R$ 15 milhões, que será pago desde que satisfeitas determinadas condições previstas em contrato. Na data da aquisição a Companhia pagou o montante de R$ 3 milhões relativos ao adiantamento previsto em contrato atualizado.

Em dezembro de 2014, a Companhia finalizou o processo de aquisição da primeira fase do projeto, tendo sido transferidas nove SPE e uma holding para seu controle. O valor de aquisição atualizado referente a esta primeira fase é de R$ R$ 21 milhões.

c. Eventos ou operações não usuais

Os principais eventos não usuais que impactaram no resultado da Companhia no exercício de 2014 foram os seguintes: (i) reversão do registro dos custos estimados de R$ 55 milhões, constituído em 2013, relativos aos efeitos da participação dos geradores no rateio dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), conforme estabelecido pela Resolução CNPE 03, visto a redução do risco de perda na ação judicial que contesta a cobrança desses valores; (ii) reversão de passivos prescritos relacionados à compra de energia e encargos de transmissão no valor de R$ 55 milhões e os respectivos encargos financeiros no montante de R$ 61 milhões; e (iii) reversão de provisão cível relativa à cobrança de valor adicional de Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra (UHPP), no valor de R$ 92 milhões, motivada por decisão favorável à Companhia que reduziu o risco de perda na ação judicial.

10.4 Comentários dos diretores sobre

a. Mudanças significativas nas práticas contábeis

CPC 33 (R1) e IAS 19 Revisada – Benefícios a empregados

As práticas contábeis relativas ao reconhecimento e mensuração dos Benefícios a empregados foram alteradas e sua adoção se tornou obrigatória a partir de 01.01.2013.

A nova norma eliminou a abordagem do método do "corredor", que permitia o diferimento do reconhecimento dos ganhos ou perdas atuariais no resultado. Desta forma, os ganhos e perdas atuariais avaliados anualmente pelos atuários passarão a ser reconhecidos diretamente na rubrica de "Ajuste de avaliação patrimonial - Outros resultados abrangentes", no Patrimônio Líquido.

10.4 Comentários dos diretores sobre

a. Mudanças significativas nas práticas contábeis

CPC 33 (R1) e IAS 19 Revisada – Benefícios a empregados

As práticas contábeis relativas ao reconhecimento e mensuração dos Benefícios a empregados foram alteradas e sua adoção se tornou obrigatória a partir de 01.01.2013.

A nova norma eliminou a abordagem do método do "corredor", que permitia o diferimento do reconhecimento dos ganhos ou perdas atuariais no resultado. Desta forma, os ganhos e perdas atuariais avaliados anualmente pelos atuários passarão a ser reconhecidos diretamente na rubrica de "Ajuste de avaliação patrimonial - Outros resultados abrangentes", no Patrimônio Líquido.

Ademais, o cálculo da rentabilidade de ativos do plano passou a ser realizado com base na taxa de desconto utilizada para fins de avaliação do valor presente das obrigações com benefícios de aposentadoria.

b. Efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

Em consequência das alterações das normas CPC 33 e IAS 19 para o registro de benefícios a empregados, conforme anteriormente mencionado, a Companhia ajustou retrospectivamente a 01.01.2012 os ativos, passivos e resultados com os benefícios de aposentadoria, bem como os respectivos efeitos no imposto de renda e contribuição social diferidos. Os referidos ajustes nos balanços patrimoniais e nas demonstrações do resultado estão descritos no item 10.1.h.

c. Ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

Anos de 2014, 2013 e 2012

Não houve ressalva no Relatório (Parecer) dos Auditores Independentes da Companhia relativo às Demonstrações Contábeis dos exercícios findos em 31.12.2014, 31.12.2013 e 31.12.2012.

Transcrevemos no parágrafo a seguir, a ênfase padrão constantes dos relatórios dos auditores independentes emitidos sobre as demonstrações contábeis relativas aos exercícios findos em 31.12.2013 e 31.12.2012, aplicável a todas as Companhias que possuem investimentos em controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto avaliados pelo método da equivalência patrimonial, conforme exigências do Comunicado Técnico IBRACON nº 04/2010. Tendo em vista a exigência prevista pelo IBRACON, a Administração da Companhia considera apropriada a ênfase abaixo a seguir transcrita.

"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

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

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."

A ênfase padrão supracitada foi excluída dos relatórios dos auditores independentes emitidos sobre as demonstrações contábeis relativas ao exercício findo em 31.12.2014, pois, em agosto de 2014, o IASB emitiu uma revisão do IAS 27 permitindo que as entidades adotem também o método de equivalência patrimonial na avaliação dos seus investimentos. A adoção antecipada desse procedimento eliminou a única inconsistência entre as práticas contábeis brasileiras e internacionais até então existentes, não sendo necessário qualquer ajuste retrospectivo nas demonstrações contábeis reportadas.

Também transcrevemos no parágrafo que segue, a ênfase apresentada pelos auditores independentes no relatório referente à auditoria das demonstrações contábeis do exercício findo em 31.12.2013, para enfatizar que as demonstrações contábeis de 31.12.2012 foram ajustadas para refletir a alteração de norma contábil requerida pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC. Tendo em vista a alteração de norma contábil, a Administração da Companhia considera apropriada a ênfase abaixo transcrita.

"Conforme mencionado na nota explicativa nº 3 item s.1, em decorrência das mudanças nas políticas contábeis adotadas pela Companhia em 2013, os valores correspondentes referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012 apresentados para fins de comparação, foram ajustados e estão sendo reapresentados como previsto no CPC 23 - Práticas Contábeis, Mudanças de Estimativa e Retificação de Erro. Nossa opinião não contém modificação relacionada a esse assunto".

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

As práticas contábeis críticas são aquelas importantes para demonstrar a condição financeira e os resultados e requerem os julgamentos mais difíceis, subjetivos ou complexos por parte da administração, frequentemente como resultado da necessidade de se 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 considera como razoáveis e relevantes. Ainda que essas estimativas e premissas sejam revistas pela Companhia no curso ordinário dos negócios, a demonstração da sua condição financeira e dos resultados das operações frequentemente 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 em função de variáveis, premissas ou condições diferentes. De modo a proporcionar um entendimento de como a Companhia forma seus julgamentos sobre eventos futuros, inclusive as variáveis e premissas utilizadas nas estimativas, e alguns impactos relacionados às mudanças nessas estimativas, incluímos comentários referentes a cada prática contábil crítica descrita a seguir:

a) Obrigações com benefícios de aposentadoria

A Companhia reconhece suas obrigações com planos de benefícios a empregados e os custos relacionados, líquidos dos ativos do plano, adotando as seguintes práticas: (i) os compromissos futuros decorrentes dos planos de benefício de pensão são descontados ao valor presente com base nas taxas de juros de títulos do Governo Federal com duração média (*duration*) similar à esperada para pagamento dos compromissos futuros projetados; e (ii) os ativos do plano de pensão são avaliados pelos seus valores de mercado na data do balanço patrimonial.

10.5 - Políticas contábeis críticas

Nos cálculos atuariais, os consultores atuariais também utilizam fatores subjetivos, como tábuas de mortalidade e previsão de crescimento salarial, de desligamento, e de rotatividade. As premissas atuariais usadas pela Companhia podem ser materialmente diferentes dos resultados reais devido à 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.

b) 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 pelas empresas do setor elétrico brasileiro e representam as vidas úteis estimadas dos bens - limitadas ao prazo da concessão ou autorização das suas usinas, quando aplicável. Entretanto, as vidas úteis reais podem variar com base na atualização tecnológica dos ativos de cada unidade geradora. As vidas úteis dos ativos imobilizados também afetam os testes de recuperação do custo dos ativos de longa duração, quando os mesmos são necessários.

c) Teste de redução do valor recuperável dos ativos de longa duração

Existem regras específicas para avaliar a recuperação dos ativos de vida longa, especialmente, os ativos imobilizados. No encerramento do exercício, a Companhia realiza uma análise para determinar se há evidência de que o montante dos ativos de vida longa pode não ser recuperável. Se tal evidência é identificada, a Companhia procede ao teste de avaliação de recuperação dos ativos.

O processo de revisão da recuperação de ativos é subjetivo e requer julgamentos significativos através da realização de análises. Em 31.12.2013, a Companhia, baseada em suas análises, identificou a necessidade de constituir provisão para redução do valor recuperável de alguns de seus ativos de longa duração, no montante de R$ 73 milhões. Em 31.12.2014, não há quaisquer indicativos identificados que possam resultar na redução do valor recuperável dos ativos da Companhia.

d) Provisões fiscais, cíveis e trabalhistas

São definidas com base em avaliação e qualificação dos riscos cuja probabilidade de perda é considerada provável. Essa 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 que seus controles internos são 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, o qual é certificado com base em testes de validação dos processos realizados por auditores independentes que não sejam os responsáveis pela auditoria das demonstrações contábeis da Companhia. Eventuais falhas detectadas nos sistemas de controles internos são registradas e corrigidas em planos de ação cuja implantação é verificada pelos auditores independentes, contratados especificamente para essa finalidade.

Ademais, o Conselho Fiscal, além de suas competências previstas na lei, tem a obrigação estatutária de avaliar os sistemas de gestão de risco e de controles internos da Companhia.

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

As deficiências e recomendações sobre os controles internos, apontadas pelos auditores independentes, contratados especificamente para este fim e não aqueles responsáveis pela auditoria das demonstrações contábeis da Companhia - 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 ações para as correções necessárias são registrados e sua implantação é verificada pelos auditores independentes (*Follow-up*). Não há nenhuma deficiência significativa apontada no relatório dos auditores independentes relativo aos exercícios sociais de 2014, 2013 e 2012 que possa resultar em impactos significativos para a Companhia.

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

Adicionalmente, os auditores independentes responsáveis pela auditoria das demonstrações contábeis da Companhia também realizam seus testes de controles internos, inclusive revisando alguns dos testes realizados para fins do programa de controles internos da Companhia. A última Carta de Recomendações emitida foi referente ao exercício encerrado em 31.12.2014. As principais considerações contidas neste relatório estão relacionadas ao seguinte: (i) formalização da política de constituição e reversão de provisão para créditos de liquidação duvidosa; (ii) registros contábeis efetuados fora do período de competência em virtude dos prazos de fechamento mensal adotadas pela Companhia; (iii) avaliação do contrato de mútuo firmado entre a controlada indireta da Companhia – Ibitiúva Bioenergética – e a Andrade Açucar e Álcool S.A.; (iv) causas judiciais não registradas no sistema de controle de processos judiciais da Companhia; (v) identificação e alocação do ágio na aquisição de empresas, caso aplicável; (vi) avaliação dos cálculos da estimativa de ajuste relativos aos contratos de venda de energia através do Programa de Incentivo às Fonte Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa); e (vii) controles específicos dos processos de tecnologia e informação. Os comentários reportados não comprometem o sistema de controles internos da Companhia nem foram relevantes para modificar a opinião dos auditores independentes.

10.7 Comentários dos diretores caso a Companhia já tenha feito oferta pública de distribuição de valores mobiliários

a) Como os recursos resultantes da oferta foram utilizados.

Em dezembro de 2014, a Companhia emitiu 165.000 debêntures simples, não conversíveis em ações da emissora, de série única, da espécie quirografária, com valor nominal de R$ 1.000,00, perfazendo na data de emissão, o montante total de R$ 165 milhões. Estas debêntures são atualizadas pelo IPCA e rendem juros remuneratórios correspondentes a 6,3% a.a., incidente sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado. O pagamento dessa remuneração será anual, ocorrendo o primeiro em 15.12.2015. O principal será amortizado em 3 parcelas anuais, nas datas de 15.12.2022, 15.12.2023 e 15.12.2024.

A liquidação da oferta pública das debêntures ocorreu no dia 23.12.2014 e os recursos obtidos destinam-se a financiar as obras de modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Passo Fundo.

A Companhia não obteve nos anos de 2013 e 2012 recursos resultantes de oferta publica de distribuição de valores mobiliários.

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

Não aplicável.

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

Não aplicável.

10.8 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)

b. Outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Os diretores da Companhia esclarecem que não há ativos e passivos relevantes que não estejam refletidos nas demonstrações contábeis da Companhia nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012.

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

Os diretores da Companhia esclarecem que não há ativos e passivos relevantes que não estejam refletidos nas demonstrações contábeis da Companhia nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012.

10.10 Principais elementos do plano de negócios da Companhia:

a. Investimentos, incluindo:

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

A Companhia, ao final do ano de 2014, detinha em andamento as obras dos Complexos Eólicos Santa Mônica e Campo Largo, do Projeto Ferrari e as obras de modernização das usinas de Passo Fundo e Salto Santiago. O total de gastos, até 31.12.2014, foi de R$ 619 milhões, sendo R$ 276 milhões provenientes de investimentos com recursos próprios e R$ 343 milhões de terceiros.

Os investimentos realizados em 2014 e os previstos para o período de 2015 a 2017, na data base de 31.12.2014, são os seguintes:

Valores em R$ milhões	Realizado 2014	Previsto 2015	Previsto 2016	Previsto 2017
Financiamento com:				
- Capital de terceiros	343	643	690	834
- Capital próprio	276	320	1.215	555
	619	963	1.905	1.389

No ano de 2014, a Companhia investiu R$ 89 milhões na construção de novas usinas, dos quais R$ 22 milhões nos parques eólicos em construção na Região Nordeste, R$ 23 milhões no complexo Santa Mônica e R$ 44 milhões na ampliação da UTE Ferrari. Houve, também, aquisição de novos investimentos dentre eles Campo Largo fases II e III, Santa Mônica, Ferrari e Santo Agostinho, no valor de R$ 302 milhões.

Adicionalmente, no mesmo ano, a Companhia investiu R$ 228 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.

Os principais projetos e investimentos previstos para 2015 são: (i) a ampliação do parque gerador da Ferrari Termoelétrica S.A.; (ii) a construção dos Complexos Eólicos Santa Mônica e Campo Largo e da Usina Termelétrica Pampa Sul; e (iii) o prosseguimento do programa de revitalização e manutenção do parque gerador da Companhia.

Ademais, para os anos de 2015 e 2016, os investimentos previstos consideram a continuidade do programa de manutenção de longo prazo das usinas existentes e a modernização das Usinas Passo Fundo (2015) e Salto Santiago (2015 e 2016) e a

10.10 - Plano de negócios

previsão de reserva financeira para a aquisição da participação da Energia Sustentável do Brasil, empresa que, após a aprovação pelo BNDES e pelos bancos repassadores da venda de 20% da UHE Jirau para a Mitsui & Co. Ltd. em janeiro de 2014 passou a deter 40% do empreendimento, em 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 normalmente é coberto com recursos próprios. O BNDES é o financiador da maioria dos projetos da Companhia.

iii. Desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

Não há desinvestimentos relevantes em andamento e não há previsão para desinvestimentos relevantes a serem realizados pela Companhia.

b. Aquisições já divulgadas de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva da Companhia

Em consonância com o modelo de negócios do Grupo Econômico GDF SUEZ no Brasil, a controladora GSELA 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.

Nesse 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 40%.

Ainda conforme o modelo de negócios, o Comitê de Partes Relacionadas da Tractebel Energia negociará a aquisição com a GDF SUEZ - GSELA. Desta forma, há a perspectiva de o projeto ser transferido para a Tractebel Energia quando os principais riscos de desenvolvimento tiverem sido mitigados.

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

i. descrição das pesquisas em andamento já divulgadas

Não aplicável.

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

Não aplicável.

iii. projetos em desenvolvimento já divulgados

Não aplicável.

iv. 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% ao o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT); (ii) 40% a projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) desenvolvidos pela Companhia, segundo regulamentos estabelecidos pela Aneel; e (iii) 20% ao Ministério de Minas e Energia (MME) a fim de custear, principalmente, os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético brasileiro.

No final do ano de 2014, a Companhia e suas controladas tinham saldo de R$ 100 milhões para investimentos em projetos próprios, dos quais R$ 82 milhões serão assumidos por meio das obrigações de P&D existentes e daquelas a serem constituídas em exercícios futuros.

Parte substancial do valor já comprometido refere-se aos projetos de pesquisa e desenvolvimento direcionado à geração fotovoltaica (FV) de 3MWp , no qual a Companhia é a empresa proponente, que conta com outras 11 empresas do setor elétrico – chamadas de cooperadas – e com a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), atuando como entidade Executora, e do desenvolvimento e certificação de um aerogerador com tecnologia nacional e potência nominal de 3,3 MW, em parceria com a empresa WEG S.A. Estima-se um investimento de cerca de

10.10 - Plano de negócios

R$ 56 milhões e R$ 160 milhões, dos quais aproximadamente R$ 35 milhões e 70 milhões serão aportados pela Tractebel Energia, respectivamente.

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

Identificação das projeções

a. Objeto da projeção

Investimentos na manutenção, revitalização e ampliação do parque gerador.

A demonstração dos montantes de investimentos da Companhia segrega valores dispostos em dois grupos:

- Investimentos financiados com capital próprio, incluindo aquisições; e
- Investimentos financiados com dívidas, incluindo dívidas assumidas nas aquisições.

Ambos os modelos de projeção estão contemplados no item "d" abaixo.

As projeções realizadas são meras estimativas razoáveis 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 juros sobre a construção (juros sobre Capital Próprio e Capital de Terceiros).

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 apresentadas a seguir. Tais valores estão expressos em milhões de reais e não contemplam os juros sobre os financiamentos capitalizados durante o período de construção das usinas.

- **Ano de 2012:**

Projeção para o ano corrente de 2012 informado ao final de 2011:

Descrição \ Período de projeção	2012
Financiado com dívida	486
Financiado com capital próprio	369
Total	**855**

Investimentos realizados no ano corrente de 2012:

Descrição \ Período	2012
Financiado com dívida	245
Financiado com capital próprio	109
Total	**354**

Variação entre o projetado e o realizado referente ao ano corrente de 2012:

Descrição \ Período de análise	2012
Financiado com dívida	(241)
Financiado com capital próprio	(260)
Total	**(501)**

Resumo das variações entre o previsto e o realizado no ano de 2012:

As variações dos valores realizados em relação às projeções inicialmente divulgadas para 2012 (durante o 4º trimestre de 2011) decorreram dos seguintes fatos:

Financiado com dívida – o montante realizado a menor decorreu do deslocamento para 2013 de parte das liberações do financiamento do Complexo Eólico Trairi – anteriormente previsto para o ano de 2012 – e da redução de parte do financiamento liberado para a UHE Estreito, o qual passou a ser financiado com capital próprio.

Financiado com capital próprio – a redução constatada no realizado de 2012 decorreu, basicamente, da seguinte combinação: (i) menor aplicação de recursos próprios no Complexo Eólico Trairi, em razão do saque de parte dos recursos financiados pelo BNDES, e postergação de parte dos investimentos anteriormente previstos para o ano de 2013; (ii) incremento do valor do investimento próprio na UHE Estreito; e (iii) postergação para 2013 de investimentos previstos no programa de manutenção do parque gerador, em razão da necessidade de despacho das usinas da Companhia para o atendimento do Sistema Interligado Nacional.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

Projeção para anos subsequentes

Projeção para os anos de 2013 e 2014, informada ao final de 2011:

Descrição \ Período de projeção	2013	2014
Financiado com dívida	-	-
Financiado com capital próprio	605	186
Total	**605**	**186**

Projeção para os anos de 2013, 2014 e 2015, vigente ao final de 2012:

Descrição \ Período de projeção	2013	2014	2015
Financiado com dívida	288	-	-
Financiado com capital próprio	970	203	169
Total	**1.258**	**203**	**169**

Variação entre as projeções informadas ao final de 2011 e vigentes ao final de 2012:

Descrição \ Período de projeção	2013	2014	2015[1]
Financiado com dívida	288	-	n.a.
Financiado com capital próprio	365	17	n.a.
Total	**653**	**17**	**n.a.**

Resumo das variações nas projeções para 2013 e 2014:

As alterações realizadas nas projeções para o ano de 2013 decorreram dos seguintes eventos: (i) redução em razão, principalmente, da liberação de parte do financiamento para o Complexo Eólico Trairi ainda em 2012 e da suspensão do projeto Porto do Delta do plano de investimento; (ii) acréscimo em função da postergação de investimentos no Complexo Eólico Trairi, de 2012 para 2013; e (iii) inclusão da aquisição de novos projetos eólicos, os quais ainda estão na fase de estudo

[1] A projeção para o ano de 2015 foi apresentada a partir do quarto trimestre de 2012, motivo pelo qual não há comparação entre projetado e realizado daquele ano.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

- **Ano de 2013**

Projeção para o ano corrente de 2013 informado ao final de 2012:

Descrição \ Período de projeção	2013
Financiado com dívida	205
Financiado com capital próprio	989
Total	**1.194**

Investimentos realizados no ano corrente de 2013:

Descrição \ Período	2013
Financiado com dívida	152
Financiado com capital próprio	533
Total	**685**

Variação entre o projetado e o realizado referente ao ano corrente de 2013:

Descrição \ Período de análise	2013
Financiado com dívida	(53)
Financiado com capital próprio	(456)
Total	**(509)**

Resumo das variações entre o previsto e o realizado no ano de 2013:

Financiado com dívida - a redução no montante previsto para 2013 decorreu, substancialmente, da alteração na estrutura de financiamento do Complexo Eólico Trairi.

Financiado com capital próprio - a redução no montante previsto para 2013, de R$ 456 milhões, em relação aos R$ 989 milhões divulgados no quarto trimestre, é derivada dos seguintes principais fatores: (i) redução de R$ 511 milhões decorrente da postergação para 2014 do investimento na aquisição de Jirau; (ii) aumento de gastos na UHE Estreito no montante de R$ 73 milhões; (iii) redução de R$ 12 milhões decorrente de alteração na estrutura de financiamento do Complexo Eólico Trairi; e (iv) redução de R$ 6 milhões devido à postergação de investimentos em novos projetos eólicos, anteriormente previstos para o ano de 2013.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

Projeção para os anos subsequentes

Projeção para os anos de 2014 e 2015, informada ao final de 2012:

Descrição \ Período de projeção	2014	2015
Financiado com dívida	-	-
Financiado com capital próprio	203	169
Total	**203**	**169**

Projeção para os anos de 2014, 2015 e 2016, vigente ao final de 2013:

Descrição \ Período de projeção	2014	2015	2016
Financiado com dívida	-	-	-
Financiado com capital próprio	489	739	243
Total	**489**	**739**	**243**

Variação entre as projeções informadas ao final de 2012 e vigentes ao final de 2013:

Descrição \ Período de projeção	2014	2015	2016[2]
Financiado com dívida	-	-	n.a.
Financiado com capital próprio	286	570	n.a.
Total	**286**	**570**	**n.a.**

Resumo das variações nas projeções para 2014 e 2015

O incremento nos montantes previstos de financiamento com o capital próprio para os anos de 2014 e 2015 refere-se, essencialmente, à postergação de 2013 para 2014 do investimento na aquisição de Jirau, conforme anteriormente comentado, e à revisão global do programa de manutenção e modernização do parque gerador da Companhia.

[2] A projeção para o ano de 2016 foi apresentada a partir do quarto trimestre de 2013, motivo pelo qual não é informada a comparação entre projetado e realizado daquele ano.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

- **Ano de 2014**

Projeção para o ano corrente de 2014 informado ao final de 2013:

Descrição \ Período de projeção	2014
Financiado com dívida	-
Financiado com capital próprio	489
Total	**489**

Investimentos realizados no ano corrente de 2014:

Descrição \ Período	2014
Financiado com dívida	343
Financiado com capital próprio	276
Total	**619**

Variação entre o projetado e o realizado referente ao ano corrente de 2014:

Descrição \ Período de análise	2014
Financiado com dívida	343
Financiado com capital próprio	(213)
Total	**130**

Resumo das variações entre o previsto e o realizado no ano de 2014:

As variações em relação às projeções inicialmente divulgadas para 2014 (durante o 4º trimestre de 2013) decorreram dos seguintes fatos:

Financiado com dívida – o acréscimo no montante previsto para 2014 decorreu, substancialmente, pela captação via Debêntures de Infraestrutura.

Financiado com capital próprio - a redução no montante previsto para 2014, de R$ 213 milhões, em relação aos R$ 489 milhões divulgados no quarto trimestre, é derivada, substancialmente, da captação via Debêntures de Infraestrutura para cobertura da manutenção do parque gerador.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

Projeção para os anos subsequentes

Projeção para os anos de 2015 e 2016, informada ao final de 2013:

Descrição \ Período de projeção	2015	2016
Financiado com dívida	-	-
Financiado com capital próprio	739	243
Total	**739**	**243**

Projeção para os anos de 2015, 2016 e 2017, vigentes ao final de 2014:

Descrição \ Período	2015	2016	2017
Financiado com dívida	643	690	834
Financiado com capital próprio	320	1.215	555
Total	**963**	**1.905**	**1.389**

Variação entre as projeções informadas ao final de 2013 e vigentes ao final de 2014:

Descrição \ Período de análise	2015	2016	2017[3]
Financiado com dívida	643	690	n.a.
Financiado com capital próprio	(419)	972	n.a.
Total	**224**	**1.662**	**n.a.**

Resumo das variações nas projeções para 2015 e 2016

As variações em relação às projeções inicialmente divulgadas para 2015 (informadas durante o 4º trimestre de 2013) referem-se, essencialmente à (i) postergação de 2015 para 2016 do investimento na aquisição de participação em Jirau; (ii) da construção do Complexo Campo Largo, da termelétrica Pampa Sul e da Eólica Santa Mônica; (iii) da revisão global do programa de manutenção e modernização do parque gerador da Companhia; e (iv) da aquisição da Ferrari.

Em relação às projeções inicialmente divulgadas para 2016 (informadas durante o 4º trimestre de 2013), estão relacionadas a seguir as razões para as atualizações ocorridas: (i) postergação de 2015 para 2016 do investimento na aquisição de participação em Jirau, conforme anteriormente mencionada; (ii) da construção do Complexo Campo Largo, da termelétrica Pampa Sul e da Eólica Santa Mônica; e (iii) da revisão global do programa de manutenção e modernização do parque gerador da Companhia.

[3] A projeção para o ano de 2017 foi apresentada a partir do quarto trimestre de 2014, motivo pelo qual não é informada a comparação entre projetado e realizado daquele ano.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

- **Ano de 2015**

Projeção para o ano corrente de 2015 informado ao final de 2014

Descrição \ Período de projeção	2015
Financiado com dívida	643
Financiado com capital próprio	320
Total	**963**

Investimentos realizados no ano corrente de 2015:

Descrição \ Período de projeção	2015
Financiado com dívida	138
Financiado com capital próprio	779
Total	**917**

Variação entre o projetado e o realizado referente ao ano corrente de 2015:

Descrição \ Período de análise	2015
Financiado com dívida	(505)
Financiado com capital próprio	459
Total	**(46)**

No ano de 2015, a Companhia investiu R$ 917 milhões na construção, manutenção e revitalização do seu parque gerador. A construção das Eólicas Santa Mônica e Parque Campo Largo, da UTE Pampa Sul, e projeto Assú demandou R$ 494 milhões. Os projetos de manutenção receberam investimentos de R$ 223 milhões. Na modernização das usinas de Salto Santiago e Passo Fundo foi investido R$ 134 milhões.

Resumo das variações entre as projeções e o realizado para o ano corrente de 2015:

As variações em relação às projeções inicialmente divulgadas para 2015 (durante o 4º trimestre de 2014) decorreram dos seguintes fatos:

(i) **Financiado com dívida** – O decréscimo no montante previsto para 2015 decorreu, substancialmente, pela não captação via Debêntures de Infraestrutura como originalmente previsto.

(ii) **Financiado com capital próprio** – O aumento no montante previsto para 2015, de R$ 320 milhões, em relação aos R$ 779 milhões, é derivada, substancialmente, da não captação via Debêntures de Infraestrutura para cobertura de desenvolvimento dos novos projetos como UTE Pampa Sul, Usinas Eólicas Santa Mônica e Campo Largo.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

Projeção para os anos subsequentes

Projeção para os anos de 2016 e 2017, informada ao final de 2014:

Descrição \ Período de projeção	2016	2017
Financiado com dívida	690	834
Financiado com capital próprio	1.215	555
Total	**1.905**	**1.389**

Projeção para os anos de 2016, 2017 e 2018, vigentes ao final de 2015:

Descrição \ Período de projeção	2016	2017	2018
Financiado com dívida	1.882	567	1.034
Financiado com capital próprio	469	1.033	879
Total	**2.351**	**1.600**	**1.913**

Variação entre as projeções informadas ao final de 2014 e vigentes ao final de 2015:

Descrição \ Período de análise	2016	2017	2018[4]
Financiado com dívida	1.192	(267)	n.a.
Financiado com capital próprio	(746)	478	n.a.
Total	**446**	**211**	**n.a.**

Resumo das variações para as projeções de 2016 e 2017 durante o ano corrente de 2015:

Resumo das variações das projeções para os anos de 2016 e 2017

As variações em relação às projeções inicialmente divulgadas para 2016 (informadas durante o 4º trimestre de 2014) referem-se, substancialmente à (i) aumento de valor para construção do Parque Campo Largo, da UTE Pampa Sul e da Eólica Santa Mônica; e (ii) aumento de valor para revisão global do programa de manutenção e modernização do parque gerador da Companhia.

Em relação às projeções inicialmente divulgadas para 2017 (informadas durante o 4º trimestre de 2014), estão relacionadas a seguir as razões para as atualizações ocorridas: (i) aumento nos gastos para construção do Parque Campo Largo e da UTE Pampa Sul; (ii) redução na previsão de investimentos na Eólica Santa Mônica; e (iii) redução no valor para revisão global do programa de manutenção e modernização do parque gerador da Companhia.

[4] A projeção para o ano de 2018 foi apresentada a partir do quarto trimestre de 2014, motivo pelo qual não é informada a comparação entre projetado e realizado daquele ano.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

- **Ano de 2016**

Projeção para o ano corrente de 2016 informado ao final de 2015

Descrição \ Período de projeção	2016
Financiado com dívida	1.882
Financiado com capital próprio	469
Total	**2.351**

Projeção para o ano corrente de 2016, atualizada durante 1º trimestre de 2016:

Descrição \ Período de projeção	2016
Financiado com dívida	1.040
Financiado com capital próprio	1.089
Total	**2.129**

Variação entre a projeção apresentada ao final de 2015 e a vigente no 1º trimestre de 2016, referente ao ano corrente de 2016:

Descrição \ Período de projeção	2016
Financiado com dívida	(842)
Financiado com capital próprio	620
Total	**(222)**

Resumo das variações entre as projeções para o ano corrente de 2016:

As variações em relação às projeções inicialmente divulgadas para 2016 (informadas durante o 4º trimestre de 2015) referem-se, substancialmente à (i) redução de valor para construção do Parque Campo Largo, da UTE Pampa Sul e da Eólica Santa Mônica por postergação de cronograma; (ii) inclusão do Projeto Fotovoltaico Assú; e (iii) redução de valor para revisão global do programa de manutenção e modernização do parque gerador da Companhia em função do programa de redução de custos.

- **Projeção para os anos subsequentes**

Projeção para os anos de 2017 e 2018, informada ao final de 2015:

Descrição \ Período de projeção	2017	2018
Financiado com dívida	567	1.034
Financiado com capital próprio	1.033	879
Total	**1.600**	**1.913**

Projeção para os anos de 2017 e 2018, atualizadas durante 1º trimestre de 2016:

Descrição \ Período de projeção	2017	2018
Financiado com dívida	1.452	924
Financiado com capital próprio	211	1.112
Total	**1.663**	**2.036**

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

Variação entre as projeções informadas ao final de 2015 e vigentes no 1º trimestre de 2016:

Descrição \ Período de projeção	2017	2018
Financiado com dívida	885	(110)
Financiado com capital próprio	(822)	233
Total	**63**	**123**

Resumo das variações para as projeções de 2017 e 2018:

As razões para as atualizações ocorridas nas projeções inicialmente divulgadas para 2017 (informadas durante o 4º trimestre de 2015), estão relacionadas a seguir: (i) os gastos para construção do Parque Campo Largo e da UTE Pampa Sul e da Eólica Santa Mônica tem maior incidência de valor com recursos de terceiros que retornam para o caixa da Companhia os recursos próprios dispendidos em 2015 e 2016 para andamento das obras; (ii) pequeno aumento no valor para revisão global do programa de manutenção e modernização do parque gerador da Companhia; e (iii) inclusão do Projeto Fotovoltaico Assú.

As projeções divulgadas para 2018 (informadas durante o 4º trimestre de 2015), estão relacionadas basicamente a: (i) complemento de gastos para construção do Parque Campo Largo e da UTE Pampa Sul e da Eólica Santa Mônica não realizados em 2016; e (ii) pequeno aumento no valor para revisão global do programa de manutenção e modernização do parque gerador da Companhia, retomando as reduções de custo promovidas em 2016.

Investimentos realizados até o 1º trimestre de 2016:

Descrição \ Período de projeção	Projetado 2016	Realizado 1T16	A realizar 9M16
Financiado com dívida	1.040	-	1.040
Financiado com capital próprio	1.089	173	916
Total	**2.129**	**173**	**1.956**

No 1º trimestre de 2016 os investimentos totais da Companhia atingiram R$ 173 milhões, dos quais R$ 16 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do Parque Gerador, R$ 34 milhões para modernização de Salto Santiago e Passo Fundo e R$ 123 milhões aplicados nas usinas: UTE Pampa Sul (R$ 67 milhões), Projeto Eólico Santa Mônica (R$ 45 milhões) e demais usinas (R$ 11 milhões).

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas

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 vêm 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.

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 ao final do 1º trimestre de 2016 permanecem válidas até a sua atualização. A Companhia ressalta que os investimentos informados desconsideram os efeitos dos juros incorridos sobre as construções, diferindo, portanto, dos valores contábeis apresentados nas demonstrações contábeis da Companhia.

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, cuja competência é da diretoria executiva até 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, aos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão e de Distribuição (CUST e CUSD) e às operações de contratação de instrumentos financeiros e securitários aceitos e necessários para garantia de processos judiciais e à liquidação financeira das operações realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, não se aplica o limite estabelecido no inciso VIII deste artigo, devendo 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 e atos subsequentes a eles vinculados, incluindo contratação de instrumentos financeiros e securitários aceitos e necessários para garantia:

a) até 20MWmédios por mês, limitado a 1.000GWh na duração total do contrato, aprovação por dois diretores da Tractebel Energia;

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

b) acima de 20MWmédios por mês e até 150MWmédios por mês, limitado a 7.500GWh na duração total do contrato, aprovação pelo diretor presidente em conjunto com outro diretor da Tractebel Energia; e

c) acima de 150MW médios por mês ou acima de 7.500GWh na duração total do contrato, aprovação pelo conselho de administração;

II – para contratos de exportação de energia, CUST e CUSD, e atos subsequentes a eles vinculados, incluindo contratação de instrumentos financeiros e securitários aceitos e necessários para garantia, aprovação pelo diretor presidente em conjunto com outro diretor da Tractebel Energia;

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; e

IV – para contratação de instrumentos financeiros e securitários aceitos e necessários para garantia de processos judiciais e à liquidação financeira das operações realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, aprovação por dois diretores.".

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."

Compete à Auditoria Interna:

As atribuições da Auditoria Interna, vinculada hierarquicamente ao Diretor Presidente, estão estabelecidas no Manual de Organização da Companhia, conforme mencionamos a seguir:

I - Analisar os sistemas de controle interno, objetivando o monitoramento dos riscos de processo.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

II - Analisar todas as atividades da Companhia, incluindo os contratos, quando permitido contratualmente, as subsidiárias, as joint ventures e outras relações empresariais.

III - Realizar missões conjuntas com a Auditoria Corporativa.

IV - Elaborar Relatório de Auditoria sobre o resultado das missões e remeter para o Presidente do Conselho de Administração, Diretor Presidente, Diretor e Gerente da área auditada e Auditoria Corporativa.

V - Acompanhar as melhorias dos sistemas de controle interno e processos, para assegurar que os objetivos das missões de auditoria sejam alcançados.

VI - Coordenar as atividades do Comitê de Ética.

A área de auditoria interna existe na estrutura organizacional desde a criação da Companhia.

Comitês:

- Estatutários – Comitê Estratégico

Estatutariamente, a Companhia possui um Comitê Estratégico composto de 6 (seis) membros, acionistas ou não da Companhia, residentes no país ou não, podendo ser administradores, 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.

- Não Estatutários

A Companhia possui outros comitês para o auxílio à Administração, os quais possuem funções de apoio, não tendo participação do processo de decisão dos órgãos de administração. Os principais comitês estão apresentados a seguir:

- **Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas ("Comitê Independente")**

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 sempre que a Companhia ou sociedade sob seu controle pretender realizar com Parte Relacionada qualquer operação, negócio, contrato ou transação cuja aprovação esteja no âmbito de competência do Conselho de Administração da Companhia ou da Assembleia Geral.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

O Comitê Independente é 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 especificadas em seu Regulamento.

No exercício de 2014 o referido Comitê Independente não foi instalado.

- **Comitê de Gerenciamento de Riscos**

O Comitê de Gerenciamento de Riscos da Companhia tem seus objetivos ligados à promoção da conscientização do tratamento dos riscos. Com atuação empresarial, dispõe de representantes de áreas estratégicas, os quais, a partir do momento em que o risco e a área de abrangência são identificados, são definidos como os responsáveis pela criação dos planos de ação. Esse Comitê tem visão corporativa enquanto os Comitês de Energia, Financeiro e Tributário da Companhia têm visão específica.

- **Outros Comitês**

Além dos comitês acima informados, a Companhia possui os seguintes comitês: (i) Comitê de Energia; (ii) Comitê Financeiro; (iii) Comitê de Planejamento Tributário; (iv) Comitê de Ética; (v) Comitê de Inovação; (vi) Comitê de Sustentabilidade; (vii) Comitê de Performance Humana; e (viii) Comitê de Segurança em Sistemas de Controle Industrial.

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.

Adicionalmente, cabe comentar que o Comitê de Sustentabilidade passou a contar com um membro independente do Conselho de Administração em suas reuniões a partir da indicação ocorrida na 116ª Reunião do Conselho de Administração, realizada em 05.04.2012.

O Comitê de Sustentabilidade contribui para consolidar a imagem da Companhia como uma empresa transparente e sustentável, na busca de conciliar os interesses dos diferentes públicos que interajam com a Companhia, através de ações que visem à melhoria ambiental e social na área de influência da Companhia. Em suas funções, promove o conceito de desenvolvimento sustentável dentro da Companhia e avalia solicitações de apoio socioambientais. A relação de comitês está disponível no website da Companhia (www.tractebelenergia.com.br), no seguinte endereço: Investidores > Governança Corporativa > Órgãos Fiscalizadores e de Apoio.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

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

A atual composição do Conselho Fiscal foi reeleita em 30.04.2015, na 18ª Assembleia Geral Ordinária dos acionistas da Companhia. Na 28ª Assembleia Geral Extraordinária dos acionistas, realizada em 20.02.2013, foi aprovada alteração no Estatuto Social para que o Conselho Fiscal passe a ter funcionamento permanente e lhe conferir outras atribuições, além das já previstas em lei, como:

I - avaliar os sistemas de gestão de risco e de controles internos; e

II – opinar sobre quaisquer propostas a serem submetidas ao Conselho de Administração de contratação de serviços adicionais a serem contratados com a empresa prestadora de serviço de auditoria das demonstrações financeiras.

O Comitê Estratégico foi criado em 25.06.1999, na 15ª Reunião do Conselho de Administração. Já o Comitê Independente de Partes Relacionadas foi criado em 30.09.2010, na 106ª Reunião do Conselho de Administração.

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

Em 04.05.2012, o Conselho de Administração aprovou a proposta para implantação de mecanismo de avaliação periódica anual do Conselho e de seus membros, mediante a emissão de relatório das atividades executadas em cada exercício, contendo o número de reunião realizada, os temas abordados e o tempo despendido, a assiduidade dos membros do Conselho e a participação dos conselheiros em outras atividades, como reuniões do Comitê Estratégico, reuniões com investidores e eventos corporativos e sociais da Companhia.

Em 24.04.2015, dentro das melhores práticas de governança corporativa, o Conselho de Administração tomou conhecimento e aprovou por unanimidade o relatório de atividades, relativo ao exercício de 2014.

A avaliação do desempenho da Auditoria Interna está vinculada ao cumprimento do Plano Anual de Auditoria Interna, aprovado pelo Direto Presidente. Esse Plano é estabelecido em conformidade com os objetivos empresariais da Tractebel Energia e a consequente avaliação independente dos riscos de negócios inerentes aos processos executados pela Companhia.

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;

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

VI - efetuar o planejamento e programação da produção;

VII - gerenciar os assuntos de natureza regulatória relacionados com a comercialização e produção de energia;

VIII - analisar preço e riscos e propor produtos e estratégias para comercialização de energia;

IX - coordenar as atividades do Comitê de Gerenciamento de Risco; e

X - coordenar as atividades do Comitê de Energia.

Diretor de Produção de Energia:

I - promover a operação e manutenção dos ativos de geração da Companhia.

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; e

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 dos Comitês. Já quanto ao Conselho de Administração, em 24.04.2015 foi aprovado o relatório de suas atividades relativas ao exercício de 2014, conforme já descrito no item 12.1.c.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

A Diretoria Executiva é avaliada de acordo com uma metodologia estabelecida pelo Grupo e a avaliação segue a hierarquia, ou seja, os Diretores são avaliados pelo Diretor Presidente da Tractebel Energia, que por sua vez é avaliado pelo Presidente do Grupo na América Latina. Os Diretores são avaliados no início do ano com base em comportamento e metas estabelecidas para o ano anterior, conforme detalhado no item 13.1.b. Estes indicadores são considerados no pagamento da remuneração variável, conforme item 13.1. – deste Formulário de Referência.

12.2 Descrição das regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais:

a. Prazos de convocação

A Companhia não adota prática diferenciada da legislação aplicável.

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, Bairro 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

A Companhia não possui uma política de identificação e administração de conflito de interesses específica, e, portanto, segue as normas constantes na legislação vigente.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

e. Solicitação de procurações pela administração para o exercício do direito de voto

No caso de representação de acionista, exige-se a apresentação de procuração.

f. Formalidades necessárias para aceitação de instrumentos de procuração outorgados por acionistas, indicando se a Companhia admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico

As formalidades são aquelas exigidas pela legislação e a Companhia não admite procurações outorgadas por acionista por meio eletrônico. O Estatuto Social prevê, ainda, que a Companhia possa estabelecer nos editais de convocação das Assembleias Gerais o prazo de 72 (setenta e duas) horas, contados do dia marcado para a realização da assembleia, para os acionistas apresentarem documento que comprove sua qualidade de acionistas a fim de participar da Assembleia Geral.

Essa prática vem sendo utilizada pela companhia e foi adotada em todos os editais de convocação de Assembleias gerais ocorridas nos últimos 3 (três) anos.

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

Em decorrência da deliberação tomada na reunião do Conselho de Administração realizada no dia 04.05.2012, a Companhia disponibilizou em seu *site* (Contato > Recomendações para Assembleias) mecanismo de comunicação específico para que os acionistas possam encaminhar sugestões de assuntos a serem submetidos às assembleias.

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

Exercício Social	Publicação	Jornal - UF	Datas
31/12/2014	Demonstrações Financeiras	Diário Catarinense - SC	07/04/2015
		DOESC - SC	07/04/2015
	Aviso aos Acionistas Comunicando a Disponibilização das Demonstrações Financeiras	Diário Catarinense (dias 30 e 31.03 e 01.04.2015) - SC	30/03/2015
		DOESC (dias 30 e 31.03 e 01.04.2015) - SC	30/03/2015
	Convocação da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Catarinense (dias 15, 16 e 17.04.2015) - SC	15/04/2015
		DOESC (dias 15, 16 e 17.04.2015) - SC	15/04/2015
	Ata da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Catarinense - SC	27/05/2015
		DOESC - SC	27/05/2015
31/12/2013	Demonstrações Financeiras	Diário Catarinense - SC	28/02/2014
		DOESC - SC	28/02/2014
	Convocação da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Catarinense (dias 24,25 e 26.03.2014) - SC	24/03/2014
		DOESC (dias 24,25 e 26.03.2014) - SC	24/03/2014
	Ata da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Catarinense - SC	28/05/2014
		DOESC - SC	28/05/2014
31/12/2012	Demonstrações Financeiras	Diário Catarinense - SC	28/02/2013
		DOESC - SC	28/02/2013
	Convocação da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Catarinense (dias 02,03 e 04.04.2013) - SC	02/04/2013
		DOESC (dias 02,03 e 04.04.2013) - SC	02/04/2013
	Ata da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Catarinense - SC	27/05/2013
		DOESC - SC	27/05/2013

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 reúne-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 Sociedades por Ações 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 por meio 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, 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 – Artigo 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				
Marco Antonio Amaral Sureck	60	Pertence apenas à Diretoria	05/05/2016	3 anos
200.638.909-25	Engenheiro	Diretor de Comercialização de Energia	05/05/2016	Sim
-				
Júlio César Lunardi	54	Pertence apenas à Diretoria	05/05/2016	3 anos
432.586.979-49	Engenheiro	Diretor Administrativo	05/05/2016	Sim
Membro do Comitê de Ética, do Comitê de Inovação, do Comitê de Gerenciamento de Riscos e do Comitê de Sustentabilidade				
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	51	Pertence apenas à Diretoria	05/05/2016	3 anos
821.111.117-91	Economista	12 - Diretor de Relações com Investidores	05/05/2016	Sim
Diretor Financeiro e membro do Comitê Financeiro, do Comitê de Planejamento Tributário e do Comitê de Segurança em Sistemas de Controle Industrial				
Edson Luiz da Silva	58	Pertence apenas à Diretoria	05/05/2016	3 anos
298.418.879-91	Engenheiro Eletricista	Diretor de Planejamento e Controle	05/05/2016	Sim
Membro do Comitê de Energia e do Comitê de Gerenciamento de Riscos				
Antonio Alberto Gouvêa Vieira	60	Pertence apenas ao Conselho de Administração	14/04/2016	2 anos
338.907.227-68	Advogado	28 - Conselho de Adm. Independente (Suplente)	14/04/2016	Não
-				
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	68	Pertence apenas ao Conselho de Administração	14/04/2016	2 anos
000.000.000-00	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	14/04/2016	Sim
Membro do Comitê Estratégico				
Gil de Methodio Maranhão Neto	53	Pertence apenas ao Conselho de Administração	14/04/2016	2 anos
734.574.937-15	Engenheiro	23 - Conselho de Administração (Suplente)	14/04/2016	Sim
-				
José Pais Rangel	75	Pertence apenas ao Conselho de Administração	14/04/2016	2 anos
239.775.667-68	Advogado	27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	14/04/2016	Não
-				
Luiz Antônio Barbosa	59	Pertence apenas ao Conselho de Administração	14/04/2016	2 anos
343.757.249-00	Eletricitário	28 - Conselho de Adm. Independente (Suplente)	14/04/2016	Não
Membro do Comitê de Sustentabilidade				
Luiz Leonardo Cantidiano Varnieri Ribeiro	67	Pertence apenas ao Conselho de Administração	14/04/2016	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				
312.769.037-15	Advogado	27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	14/04/2016	Não
-				
Natacha Marly Herero Et Guichard	44	Pertence apenas ao Conselho de Administração	14/04/2016	2 anos
000.000.000-00	Advogada	23 - Conselho de Administração (Suplente)	14/04/2016	Sim
-				
Maurício Stolle Bähr	58	Pertence apenas ao Conselho de Administração	14/04/2016	2 anos
748.528.847-49	Engenheiro	20 - Presidente do Conselho de Administração	14/04/2016	Sim
Membro do Comitê Estratégico				
Roberto Henrique Tejada Vencato	51	Pertence apenas ao Conselho de Administração	14/04/2016	2 anos
412.103.280-20	Eletricitário	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	14/04/2016	Não
-				
José João Abdalla Filho	70	Pertence apenas ao Conselho de Administração	14/04/2016	2 anos
245.730.788-00	Banqueiro	28 - Conselho de Adm. Independente (Suplente)	14/04/2016	Não
-				
Willem Frans Alfons Van Twembeke	50	Pertence apenas ao Conselho de Administração	14/04/2016	2 anos
000.000.000-00	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	14/04/2016	Sim
Membro do Comitê Estratégico				
Pierre Jean Bernard Guiollot	47	Pertence apenas ao Conselho de Administração	14/04/2016	2 anos
000.000.000-00	Administrador	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	14/04/2016	Sim
Membro do Comitê Estratégico.				
Marcelo Fernandes Soares	39	Pertence apenas ao Conselho de Administração	14/04/2016	2 anos
051.684.707-42	Engenheiro	23 - Conselho de Administração (Suplente)	14/04/2016	Sim
-				
Shankar Krishnamoorthy	55	Pertence apenas ao Conselho de Administração	14/04/2016	2 anos
000.000.000-00	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	14/04/2016	Sim
Membro do Comitê Estratégico.				
José Carlos Cauduro Minuzzo	64	Pertence apenas ao Conselho de Administração	14/04/2016	2 anos
199.412.420-20	Engenheiro	23 - Conselho de Administração (Suplente)	14/04/2016	Sim

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

Nome	Idade	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato
CPF	**Profissão**	**Cargo eletivo ocupado**	**Data de posse**	**Foi eleito pelo controlador**
Outros cargos e funções exercidas no emissor				
Membro do Comitê de Performance Humana				
Gustavo Henrique Labanca Novo	48	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	14/04/2016	2 anos
000.674.107-07	Engenheiro	Diretor de Desenvolvimento de Negócios	14/04/2016	Sim
Membro do Comitê Estratégico.				
José Luiz Jansson Laydner	55	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	14/04/2016	2 anos
481.767.029-00	Engenheiro	Membro do Conselho de Administração (suplente)	14/04/2016	Sim
Diretor de Geração				
Manoel Arlindo Zaroni Torres	66	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	14/04/2016	2 anos
115.116.056-34	Engenheiro	33 - Conselheiro(Efetivo) e Dir. Presidente	14/04/2016	Sim
Membro do Comitê Estratégico e responsável pela área de Auditoria Interna.				
Ailton Pinto Siqueira	76	Conselho Fiscal	14/04/2016	1 ano
006.936.346-34	Banqueiro	48 - C.F.(Suplent)Eleito p/Minor.Ordinaristas	14/04/2016	Não
-				
Carlos Guerreiro Pinto	73	Conselho Fiscal	14/04/2016	1 ano
047.615.457-04	Administrador	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	14/04/2016	Sim
-				
Flávio Marques Lisboa Campos	65	Conselho Fiscal	14/04/2016	1 ano
118.388.096-00	Engenheiro	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	14/04/2016	Sim
-				
Manoel Eduardo Bouzan de Almeida	64	Conselho Fiscal	14/04/2016	1 ano
269.006.377-87	Contador	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	14/04/2016	Sim
-				
Manoel Eduardo Lima Lopes	72	Conselho Fiscal	14/04/2016	1 ano
046.227.237-00	Contador	45 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Minor.Ordinaristas	14/04/2016	Não
-				
Paulo de Resende Salgado	70	Conselho Fiscal	14/04/2016	1 ano
161.008.917-00	Economista	40 - Pres. C.F.Eleito p/Controlador	14/04/2016	Sim
-				

Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações

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 outubro de 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.
Firmou declaração de que não sofreu 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.

Júlio César Lunardi - 432.586.979-49

Nascido em 14.02.1962, é Engenheiro Eletricista formado pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), com MBA Executivo pela Fundação Dom Cabral (MG). Iniciou sua carreira profissional na Eletrosul, onde trabalhou na área de geração hidráulica. Em 2012 assumiu a responsabilidade pela gerência regional das 12 hidrelétricas da Tractebel Energia. Coordena os Comitês de Ética, de Inovação e de Sustentabilidade.
Firmou declaração de que não sofreu 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 em 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 na área 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, 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.
Firmou declaração de que não sofreu 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 de Assuntos Regulatórios e de Mercado. Atualmente, é: (i) Professor Licenciado da Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Elétrica; (ii) Conselheiro da Associação Brasileira de Produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE); e (iii) Diretor de Planejamento e Controle da Tractebel Energia.
Firmou declaração de que não sofreu 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, cursou pós-graduação em Administração de Empresas pela mesma universidade. Sócio do Gouvêa Vieira Advocacia, participou nos Conselhos de Administração das empresas Companhia Vidraria Santa Marina (Saint Gobain), de 1992 a 2003; Alcatel Telecomunicações S.A., de 1990 a 2002; 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 Boa Esperança S.A.; e (iii) da Sociedade Francesa e Brasileira de Ensino – Lycée Molière.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Dirk Achiel Marc Beeuwsaert - 000.000.000-00

Nascido em 14.01.1948, é Engenheiro Mecânico e Eletricista formado pela Universidade de Ghent (Bélgica). Participou do Programa de Gerenciamento CEDEP em Fontainebleau, na França. Foi CEO da GDF SUEZ Energy International, Presidente da GDF SUEZ Energy North America Inc., Diretor da Glow Energy, empresa pública sediada na Tailândia, Diretor e Presidente do Conselho de Administração da International Power S.A. (atual denominação da SUEZ Tractebel S.A.), Diretor da Electrabel, Diretor da Tractebel Engineering, Diretor da Gaselys (França) e Diretor da Célizan (França). Atualmente é: (i) Vice-Presidente executivo da Engie S.A. (nova denominação da GDF SUEZ S.A.), comandando a divisão Energy EuropeInternational do grupo; (ii) presidente do conselho de administração da International Power Ltd.; (iii) membro do comitê executivo e do comitê administrativo da EngieGDF SUEZ; e (iiiv) CEO da Electrabel e da International Power S.A., além de integrar o Comitê Estratégico e o Conselho de Administração da Tractebel Energia S.A.
O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu 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. No período 1994-96 trabalhou na Nacional Energética, na construção da Hidrelétrica Serra da Mesa. Desde 1996 no Grupo Engie (nova denominação do grupo GDF SUEZ), onde atuou como Gerente Delegado, Diretor de Construção da Tractebel Energia S.A. (Hidrelétricas Itá e Machadinho, Termelétrica William Arjona), e Diretor de Desenvolvimento de Negócios. Atualmente é Diretor de Estratégia, Comunicações e Responsabilidade Social Corporativa, membro do Comitê Executivo do Grupo no Brasil e membro suplente do Conselho de Administração da Energia Sustentável do Brasil S.A.
O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu 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. Nos últimos 5 anos atuou como Diretor Vice-Presidente do Banco Clássico S.A.(cargo atual); Diretor Presidente do Banco Clássico S.A.; 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.
Firmou declaração de que não sofreu 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 do Sindicato dos Eletricitários do Sul do Estado de Santa Catarina (SINTRESC). É membro suplente do Conselho de Administração da Companhia eleito pelos empregados da Companhia e membro do Comitê de Sustentabilidade.
Firmou declaração de que não sofreu 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) membro do corpo de árbitros da Câmara de Arbitragem do Novo 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 Câmara Consultiva de Listagem da BM&FBovespa e (5) membro da Comissão de Ética e da Comissão Técnica do Instituto Brasileiro de Relações com Investidor - IBRI. 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 do Conselho de Administração da Tractebel Energia, é também membro do Conselho de Administração da Alesat S.A. e da Madeira Energia S.A. (companhias fechadas).
Firmou declaração de que não sofreu 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.

Natacha Marly Herero Et Guichard - 000.000.000-00

Nascida em 02.08.1971, é advogada formada pela Universidade de Madrid, mestre em direito financeiro pela ESCP (Ecole Supérieure de Commerce de Paris) e em direito europeu, societário e tributação pela Universidade de Pau e curso em direito internacional pela Universidade de Estocolmo. Ingressou no Grupo Engie (atual denominação do Grupo GDF SUEZ) em 2002. Nos últimos 5 anos foi vice conselheira geral da Engie, responsável por todas as questões legais do grupo em Marrocos e diretoria jurídica do grupo Engie no Oriente Médio. No período de 2012 a 2015 foi membro do Conselho de Administração da SAFI Energy Company, sociedade de propósito específico para implantação de uma usina de geração de energia elétrica localizada no sul de Marrocos e no mesmo período de exerceu o cargo de secretária da International Power Al Magrib, companhia responsável por todas as atividades de Engie no Norte da Africa e de Tarec, sociedade responsável pela operação de um parque eólico na região de Tarfaya. Atualmente exerce o cargo de Conselheira Geral e Diretora de Ética da Engie Brasil. Ainda, em 2015 foi membro do Conselho de Administração do CAS (Casablanca American School), organização sem fins lucrativos, com atuação na área de educação no norte da África.
A indicada está apta a firmar declaração de que não sofreu 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, Presidente do Conselho de Administração do ONS e Presidente do Conselho de Administração da Energia Sustentável do Brasil S.A.
O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu 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.
Firmou declaração de que não sofreu 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 Mackenzie. Presidente e acionista controlador do Banco Clássico S.A., da Dinâmica Energia S.A. e, também, presidente e acionista da Socal S.A. Mineração e Intercâmbio Comercial e Industrial e, entre abril de 2007 a Abril de 2010 e a partir de março de 2012, membro suplente do Conselho de Administração da Tractebel Energia S.A.
Firmou declaração de que não sofreu 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.

Willem Frans Alfons Van Twembeke - 000.000.000-00

Nascido em 22.08.1965, possui mestrados em engenharia eletromecânica pela Universidade Católica de Leuven (Bélgica) e em engenharia com especialização em ciência nuclear pelo Rensselaer Polytechnic Institute (NY, EUA), possui ainda MBA pela Universidade Católica de Leuven (Bélgica). Ingressou no Grupo em 1991 na Tractebel Energy Engineering. Em 1997 foi transferido para a América do Sul, onde ocupou diferentes cargos executivos no Chile e no Peru. No período de 2001 a 2004 exerceu o cargo de presidente executivo da Electroandina, no Chile, e no período de 2004 a 2006 exerceu o cargo de presidente executivo da EnerSur, Gás Natural de Lima y Callao e Suez Energy, no Peru. Em 2006 retornou a Bruxelas como vice-gerente geral de negociação e gestão de portfólio na Electrabel até janeiro de 2010, nesse período exerceu também os cargos de presidente do conselho de administração das empresas Europan Energy Portfolio Management (Holanda), Electrabel Energeia Hellas (Grécia) e GDFSUEZ Energy Trading Romania (Romênia), também foi membro do conselho de administração da ACEA Electrabel Trading(Itália). Retornando à América Latina, passou a exercer o cargo de Diretor de Operações na GDF SUEZ Energy Latin America (Chile) no período de fevereiro de 2010 a abril de 2011, exercendo também os cargos de presidente do conselho de administração da Gas Natural Licuado de Mejillones (Chile) e membro do conselho de administração da ECL (Chile). No período de maio de 2011 a abril de 2013 passou a exercer o cargo de presidente executivo da GDFSUEZ Energy Asia (Tailândia) e os cargos de presidente do conselho de administração das empresas Glow Energy (Tailândia) e Uch Power Limited (Paquistão) e membro do conselho de administração das empresas Paiton Energy (Indonésia), PTT-NGD (Tailândia) e Senoko Energy (Singapura). Atualmente é presidente executivo da GDFSUEZ Energy International e membro do Conselho de Administração da International Power Ltd.
O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu 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.

Pierre Jean Bernard Guiollot - 000.000.000-00

Nascido em 21.04.1968, graduado em Serviços Públicos pela Sciences Po Paris. No período de 2008 a 2012 exerceu o cargo de gerente de contabilidade da Engie S.A. (atual denominação da GDF SUEZ S.A.). Em 2013 passou a exercer o cargo de diretor financeiro da divisão de energia internacional da Engie S.A. e desde 2014 é membro do Conselho de Administração da Glow Energy PCL.
O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu 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.

Marcelo Fernandes Soares - 051.684.707-42

Nascido em 21.09.1976, é formado em engenharia de produção pela Universidade Federal do Rio de Janeiro, Executive MBA pela University of Pittsburgh e Mestrado em Finanças e Economia pela Fundação Getúlio Vargas. No Grupo ENGIE (nova denominação do grupo GDF SUEZ) desde novembro de 2006, atualmente exerce o cargo de Diretor de Aquisições, Investimentos e Assessoria Financeira na ENGIE Brasil.
O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu 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.

Shankar Krishnamoorthy - 000.000.000-00

Nascido em 19.11.1960, é engenheiro graduado pela Universidade de Deli. Possui mais de 30 anos de experiência nos sectores da eletricidade, gás e água, dos quais quase duas décadas em cargos de liderança, tais como chefe de desenvolvimento de negócios e presidência ou diretor de diversas empresa do Grupo Engie (atual denominação do Grupo GDF SUEZ) localizadas na Ásia, Oriente Médio e Europa. De 2009 até 2013 exerceu o cargo de Presidente da GDF SUEZ Energy Asia, Turkey & Southern Africa Ltd. Em 2014 assumiu o cargo de Vice-Presidente Executivo de Desenvolvimento de Negócios da Engie S.A. e em 2015, como parte do processo de reestruturação do Grupo Engie, foi nomeado Diretor Geral da área de geração descentralizada do grupo.
O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu 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. Exerce o cargo de Membro do Comitê Gestor do Consórcio Itá e de Diretor do Consórcio Machadinho. Também atua como suplente no Conselho de Administração da Itá Energética S.A., da Energia Sustentável do Brasil e da Tractebel Energia S.A. É membro do Conselho de Administração da CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétríca e da ABCM – Associação Brasileira do Carvão Mineral. Exerceu entre 1999 e 2016 a função de Diretor de Produção de Energia da Tractebel Energia, com operação de 8.765MW de capacidade instalada. Atuou, ainda, como Diretor de algumas Sociedades de Propósitos Específicos controladas pela Companhia.
O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu 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.

Gustavo Henrique Labanca Novo - 000.674.107-07

Nascido em 05.03.1968, é formado em engenharia eletrônica pela Universidade Gama Filho. No Grupo ENGIE (nova denominação do grupo GDF SUEZ) há mais de 15 anos., atuando no período de 1998 a 200 como gerente de projetos e de desenvolvimento de negócios. No período de 2000 a 2010 atuou como analista financeiro, gerente de finanças sênior e AIFA (Acquisitions, Investment & Financial Advisory). Já em 2010 a 2015, foi VP de Desenvolvimento e negócios. Atualmente exerce o cargo de Diretor de Desenvolvimento de Negócios. Ainda exerce o cargo de membro titular do Conselho Deliberativo da PREVIG Sociedade de Previdência Complementar, entidade instituída pela Tractebel Energia S.A.; membro suplente do Conselho de Administração da Energia Sustentável do Brasil S.A; e membro titular do Conselho de Administração da Usina Termelétrica Pampa Sul S.A..
O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

José Luiz Jansson Laydner - 481.767.029-00

Nascido em 10.02.1961, é Engenheiro Mecânico formado pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), com MBA em Gestão Empresarial pela Fundação Dom Cabral (MG), Pós-MBA na Kellog Scholl of Management em conjunto com a Fundação Dom Cabral e o General Management Program 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 e desde então, exerceu diversas funções naquela Companhia. Em 1999 tornou-se Gerente das Usinas Termelétricas William Arjona e Jorge Lacerda A. Em junho de 2003 passou a exercer o cargo de Gerente de Geração Térmica, responsável pelas Usinas Termelétricas da Companhia. Em novembro de 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. A partir de novembro de 2011 passou a exercer o cargo de Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos. Atua, ainda, como Diretor de algumas Sociedades de Propósitos Específicos controladas pela Companhia.
O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu 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. Em 2015, participou do “Leading from the Chair” programme – INSEAD – 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 Sociedades de Propósitos Específicos (SPE) controladas pela Tractebel Energia. É membro do Conselho de Administração da Tractebel Energia e Controladas, membro do Conselho de Administração da Itá Energética e da Energia Sustentável do Brasil, presidente do Conselho Plenário do Comitê Gestor do Consórcio Machadinho e membro do Conselho Superior de Formulação Estratégica da Federação das Indústrias do Estado de Santa Catarina – FIESC.
O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu 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.
Firmou declaração de que não sofreu 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), é Pós-Graduado em Administração de Empresas pelo Instituto de Pós-Graduação e Pesquisa em Administração da Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPEAD), concluiu Curso de Gerência Financeira pelo Centro de Treinamento do Citibank N.A. e é certificado em Parceria para o Desenvolvimento Empresarial pela Fundação Dom Cabral. 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. Atualmente é Consultor Convidado da Fundação Getúlio Vargas, prestando serviços de consultoria em Gestão no Instituto Estadual do Ambiente – INEA e na SEA – Secretaria Estadual do Ambiente do Estado do Rio de Janeiro.
O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu 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).
O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu 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 Engie), para trabalhar na holding como contador, onde permaneceu até a sua aposentadoria, no final de junho de 2011.
O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu 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).
Firmou declaração de que não sofreu 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 Presidente 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.
O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu 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**			
EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI	Comitê Financeiro	Outros	Economista	21/12/2009	Indeterminado
821.111.117-91		Coordenador	50	21/12/2009	
Diretor Financeiro e coordenador dos comitês de Planejamento Tributário e Segurança em Sistema do Controle Industrial.					
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	15/03/2001	Indeterminado
000.000.000-00	Comitê Estratégico		67	15/03/2001	
Membro efetivo do Conselho de Administração					
Gustavo Henrique Labanca Novo	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	05/05/2016	Indeterminado
000.674.107-07	Comitê Estratégico		48	05/05/2016	
Membro suplente do Conselho de Administração					
Manoel Arlindo Zaroni Torres	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	05/05/2016	Indeterminado
115.116.056-34	Comitê Estratégico		66	05/05/2016	
Membro efetivo do Conselho de Administração, Diretor Presidente e responsável pela área de Auditoria Interna.					
Maurício Stolle Bähr	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	25/06/1999	Indeterminado
748.528.847-49	Comitê Estratégico		57	25/06/1999	
Presidente do Conselho de Administração					
Pierre Jean Bernard Guiollot	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	05/05/2016	Indeterminado
000.000.000-00	Comitê Estratégico		48	05/05/2016	
Membro efetivo de Conselho de Administração.					
Shankar Krishnamoorthy	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	05/05/2016	Indeterminado
000.000.000-00	Comitê Estratégico		55	05/05/2016	
Membro efetivo do Conselho de Administração					
Willem Frans Alfons Van Twembeke	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	29/04/2013	Indeterminado
000.000.000-00	Comitê Estratégico		49	29/04/2013	
Membro efetivo do Conselho de Administração					

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			

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, indicados pelo Acionista Controlador; entre administradores da Companhia e administradores de controladas, diretas ou indiretas, da Companhia; entre administradores da Companhia ou de suas controladas, diretas ou indiretas e controladores diretos ou indiretos da Companhia; e entre administradores da Companhia e administradores das sociedades controladoras diretas e indiretas da Companhia.

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

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

Exercício Social 31/12/2014

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

Manoel Arlindo Zaroni Torres | 115.116.056-34 | Controle | Controlada Direta

Diretor Presidente

Pessoa Relacionada

Lages Bioenergética Ltda. (Lages) | 05.210.535/0001-00

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

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			
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			
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 Indireta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)	09.541.336/0001-36		
Presidente do Conselho de Administração			
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 é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Tupan Energia Elétrica Ltda. (Tupan)	02.800.821/0001-38		
Diretor Presidente			
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 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 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 Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Hidrelétrica Areia Branca S.A. (Areia Branca)	06.793.964/0001-10		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)	09.541.336/0001-36		
Diretor Presidente e membro do Conselho de Administração			
Observação			
-			

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Energias Eólicas do Nordeste S.A.	09.277.762/0001-04		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Fleixeiras I S.A. (Fleixeiras I)	09.096.120/0001-09		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Guajiru S.A.	08.701.973/0001-60		
Diretor Presidente			
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			
Central Eólica Trairi S.A. (Trairi)	09.252.423/0001-73		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Mundaú S.A. (Mundaú)	08.629.553/0001-10		
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 Ltda. (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			

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)	09.212.990/0001-04		
Diretor de Operação			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Companhia Energética Estreito (CEE)	08.976.022/0001-01		
Diretor Técnico-operacional			
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 é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Consórcio Estreito Energia (Ceste)	05.387.829/0001-02		
Membro do Conselho Deliberativo			

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 é controladora em conjunto do Ceste com 40,07% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Consórcio Machadinho	03.064.917/0001-48		
Membro suplente do Conselho Plenário e Diretor			
Observação			
A Tractebel é controladora em conjunto do Consórcio machadinho com 19,28% de participação no consórcio.			
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 Ltda. (Lages)	05.210.535/0001-00		
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			
-			

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			
Companhia Energética Estreito (CEE)	08.976.022/0001-01		
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			
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

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 Financeiro e de Relações com Investidores			
Pessoa Relacionada			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Membro suplente do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Energias Eólicas do Ceará S.A.	09.265.531/0001-80		
Diretor Presidente			
Observação			
Em 2014 houve a alteração da denominação social da Central Eólica Trairí I Ltda. para Energias Eólicas do Ceará S.A.			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Trairi II Ltda. (Trairi II)	09.265.464/0001-02		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de 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			
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 Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. (Pampa Sul)	04.739.720/0001-24		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
CLWP Brasil II Participações Ltda.	17.731.368/0001-22		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
CLWP Eólica Parque VIII Ltda.	18.001.918/0001-10		
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 Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
CLWP Eólica Parque IX Ltda.	17.995.695/0001-91		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
CLWP Eólica Parque X Ltda.	17.815.305/0001-54		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
CLWP Eólica Parque XI Ltda.	17.955.471/0001-56		
Diretor Presidente			
Observação			
-			

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
CLWP Eólica Parque XII Ltda.	17.846.141/0001-22		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Ferrari Termoelétrica S.A.	08.791.234/0001-06		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
CLWP Brasil III Participações Ltda.	17.732.178/0001-20		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	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 Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
CLWP Eólica Parque XIII Ltda.	17.995.969/0001-42		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
CLWP Eólica Parque XIV Ltda.	17.829.499/0001-47		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
CLWP Eólica Parque XVI Ltda.	17.828.934/0001-19		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
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			
CLWP Eólica Parque XVII Ltda.	17.916.887/0001-65		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
CLWP Eólica Parque XV Ltda.	17.928.199/0001-15		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
CLWP Eólica Parque XVIII Ltda.	17.889.739/0001-07		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
CLWP Eólica Parque XIX Ltda.	17.928.213/0001-80		
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 Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
CLWP Eólica Parque XX Ltda.	17.929.168/0001-89		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
CLWP Eólica Parque XXI Ltda.	17.878.526/0001-71		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
CLWP Eólica Parque XXII Ltda.	18.154.009/0001-12		
Diretor Presidente			
Observação			
-			

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Santo Agostinho Participações Ltda.	20.667.724/0001-09		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Eólica Santo Agostinho 1 Ltda.	20.675.133/0001-75		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Eólica Santo Agostinho 2 Ltda.	20.675.144/0001-55		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	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 Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Eólica Santo Agostinho 3 Ltda.	20.675.156/0001-80		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Eólica Santo Agostinho 4 Ltda.	20.675.170/0001-83		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Eólica Santo Agostinho 5 Ltda.	20.675.180/0001-19		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
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			
Eólica Santo Agostinho 6 Ltda.	20.675.196/0001-21		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Eólica Santo Agostinho 7 Ltda.	20.675.206/0001-29		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Eólica Santo Agostinho 20 Ltda.	20.666.696/0001-05		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Eólica Santo Agostinho 21 Ltda.	20.666.720/0001-06		
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 Desenvolvimento e Implantação de Projetos

Pessoa Relacionada

CLWP Brasil Participações Ltda. | 15.512.172/0001-11

Diretor Presidente

Observação

-

Administrador do Emissor

José Luiz Jansson Laydner | 481.767.029-00 | Controle | Controlada Indireta

Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos

Pessoa Relacionada

CLWP Eólica Parque I Ltda. | 16.756.565/0001-33

Diretor Presidente

Observação

-

Administrador do Emissor

José Luiz Jansson Laydner | 481.767.029-00 | Controle | Controlada Indireta

Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos

Pessoa Relacionada

CLWP Eólica Parque II Ltda. | 16.913.777/0001-87

Diretor Presidente

Observação

-

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
CLWP Eólica Parque III Ltda.	16.755.810/0001-98		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
CLWP Eólica Parque IV Ltda	16.756.341/0001-21		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
CLWP Eólica Parque V Ltda.	16.757.107/0001-19		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	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 Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
CLWP Eólica Parque VI Ltda.	16.756.943/0001-89		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
CLWP Eólica Parque VII Ltda.	16.757.011/0001-50		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Usina Geradora Eólica Santa Mônica SPE S.A.	12.445.328/0001-09		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
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			
Usina Geradora Eólica Santa Mônica SPE II Ltda.	16.849.271/0001-56		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Cacimbas Ltda.	13.389.543/0001-94		
Diretor Presidente			
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			
-			
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			

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Marco Antônio Amaral Sureck	200.638.909-25	Controle	Controlada Direta
Diretor de Comercialização de Energia			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC)	04.100.556/0001-00		
Diretor Comercial			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Marco Antônio Amaral Sureck	200.638.909-25	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Comercialização de Energia			
Pessoa Relacionada			
Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)	09.541.336/0001-36		
Membro suplente do Conselho de Administração			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Maurício Stolle Bähr	748.528.847-49	Controle	Controlada Direta
Presidente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Ita Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Presidente do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			

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			
Gil de Methodio Maranhão Neto	734.574.937-15	Controle	Controlada Direta
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Ita Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Membro suplente do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
Maurício Stolle Bähr	748.528.847-49	Controle	Controlador Direto
Presidente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda.	01.370.013/0001-15		
Diretor			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	000.000.000-00	Controle	Controlador Indireto
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
GDF SUEZ S.A.			
Vice Presidente Executivo e Membro do Comitê Executivo			
Observação			
-			

Exercício Social 31/12/2013

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			
Companhia Energética Estreito (CEE)	08.976.022/0001-01		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Lages Bioenergética Ltda. (Lages)	05.210.535/0001-00		
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

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			
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			
Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. (Pampa Sul)	04.739.720/0001-24		
Diretor Presidente			
Observação			
Em 2013 houve a alteração da denominação social da Delta Energética S.A. para Usina Termelétrica Pampa Sul S.A.			
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 Indireta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)	09.541.336/0001-36		
Presidente do Conselho de Administração			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Membro do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Tupan Energia Elétrica Ltda. (Tupan)	02.800.821/0001-38		
Diretor Presidente			
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			

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 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			
Eólica Pedra do Sal S.A. (Pedra do Sal)	08.448.356/0001-02		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Hidrelétrica Areia Branca S.A. (Areia Branca)	06.793.964/0001-10		
Diretor Presidente			
Observação			
-			

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)	09.541.336/0001-36		
Diretor Presidente e membro do Conselho de Administração			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Lages Bioenergética Ltda. (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 de Operação			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Companhia Energética Estreito (CEE)	08.976.022/0001-01		
Diretor Técnico-operacional			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Ita Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Membro suplente do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
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 Ltda. (Lages)	05.210.535/0001-00		
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			

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)	09.212.990/0001-04		
Diretor 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			
Companhia Energética Estreito (CEE)	08.976.022/0001-01		
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			
Épsilon Participações Ltda. (Épsilon)	09.212.980/0001-60		
Diretor Administrativo e Financeiro			

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

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

Observação

-

Administrador do Emissor

EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI | 821.111.117-91 | Controle | Controlada Direta

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Pessoa Relacionada

Itá Energética S.A. (Itasa) | 01.355.994/0001-21

Membro suplente do Conselho de Administração

Observação

A Tractebel é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.

Administrador do Emissor

José Luiz Jansson Laydner | 481.767.029-00 | Controle | Controlada Indireta

Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos

Pessoa Relacionada

Energias Eólicas do Nordeste S.A. | 09.277.762/0001-04

Diretor Presidente

Observação

-

Administrador do Emissor

José Luiz Jansson Laydner | 481.767.029-00 | Controle | Controlada Indireta

Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos

Pessoa Relacionada

Central Eólica Trairi I Ltda. (Trairi I) | 09.265.531/0001-80

Diretor Presidente

Observação

-

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Trairi II Ltda. (Trairi II)	09.265.464/0001-02		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
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 Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Fleixeiras I S.A. (Fleixeiras I)	09.096.120/0001-09		
– Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	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 Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Guajiru S.A.	08.701.973/0001-60		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Trairi S.A. (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 Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Mundaú S.A. (Mundaú)	08.629.553/0001-10		
Diretor Presidente			
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			
Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)	09.212.990/0001-04		
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			
Épsilon Participações Ltda. (Épsilon)	09.212.980/0001-60		
Diretor Técnico-Operacional			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
CLWP Brasil Participações Ltda.	15.512.172/0001-11		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
CLWP Eólica Parque I Ltda.	16.756.565/0001-33		
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 Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
CLWP Eólica Parque II Ltda.	16.913.777/0001-87		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
CLWP Eólica Parque III Ltda.	16.755.810/0001-98		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
CLWP Eólica Parque IV Ltda	16.756.341/0001-21		
Diretor Presidente			
Observação			
-			

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
CLWP Eólica Parque V Ltda.	16.757.107/0001-19		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
CLWP Eólica Parque VI Ltda.	16.756.943/0001-89		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
CLWP Eólica Parque VII Ltda.	16.757.011/0001-50		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	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 Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Usina Geradora Eólica Santa Mônica SPE S.A.	12.445.328/0001-09		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Usina Geradora Eólica Santa Mônica SPE II Ltda.	16.849.271/0001-56		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Cacimbas Ltda.	13.389.543/0001-94		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Marco Antônio Amaral Sureck	200.638.909-25	Controle	Controlada Direta
Diretor de Comercialização de Energia			
Pessoa Relacionada			

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC)	04.100.556/0001-00		
Diretor Comercial			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Marco Antônio Amaral Sureck	200.638.909-25	Controle	Controlada Direta
Diretor de Comercialização de Energia			
Pessoa Relacionada			
Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. (Pampa Sul)	04.739.720/0001-24		
Diretor Comercial			
Observação			
Em 2013 houve a alteração da denominação social da Delta Energética S.A. para Usina Termelétrica Pampa Sul S.A.			
Administrador do Emissor			
Marco Antônio Amaral Sureck	200.638.909-25	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Comercialização de Energia			
Pessoa Relacionada			
Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)	09.541.336/0001-36		
Membro suplente do Conselho de Administração			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Maurício Stolle Bähr	748.528.847-49	Controle	Controlada Direta
Presidente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Ita Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
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			

Observação

A Tractebel é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.

Administrador do Emissor			
Gil de Methodio Maranhão Neto	734.574.937-15	Controle	Controlada Direta
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Ita Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
– Membro suplente do Conselho de Administração			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Maurício Stolle Bähr	748.528.847-49	Controle	Controlador Direto
Presidente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda. (GSELA)	01.370.013/0001-15		
Diretor			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	000.000.000-00	Controle	Controlador Indireto
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
GDF SUEZ S.A.			
Vice Presidente Executivo e Membro do Comitê Executivo			
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			
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert		Controle	Controlador Indireto
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Electrabel S.A.			
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert		Controle	Controlador Indireto
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
International Power S.A.			
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Willem Frans Alfons Van Twembeke		Controle	Controlador Indireto
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
International Power Ltd.			
Membro do Conselho de Administração			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Willem Frans Alfons Van Twembeke		Controle	Controlador Indireto

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			
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
GDF SUEZ Energy International			
Membro do Conselho de Administração			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)	09.541.336/0001-36		
Membro suplente do Conselho de Administração			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Consórcio Machadinho	03.064.917/0001-48		
Membro suplente do Conselho Plenário e Diretor			
Observação			
A Tractebel é controladora em conjunto do Consórcio machadinho com 19,28% de participação no consórcio.			
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			
Companhia Energética São Salvador (CESS)	04.848.623/0001-70		
Diretor Presidente			
Observação			
A CESS foi incorporada à Tractebel em dezembro de 2013.			
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 Presidente			
Observação			
A CESS foi incorporada à Tractebel em dezembro de 2013.			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Consórcio Estreito Energia (Ceste)	05.387.829/0001-02		
Membro do Conselho Deliberativo			
Observação			
A Tractebel é controladora em conjunto do Ceste com 40,07% de participação no capital desta empresa.			
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			

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 CESS foi incorporada à Tractebel em dezembro de 2013.

Exercício Social 31/12/2012

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

Companhia Energética Estreito (CEE)	08.976.022/0001-01		
Diretor Presidente			

Observação

-

Administrador do Emissor

Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			

Pessoa Relacionada

Lages Bioenergética Ltda. (Lages)	05.210.535/0001-00		
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			
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			
Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. (Pampa Sul)	04.739.720/0001-24		
Diretor Presidente			
Observação			
Em 2013 houve a alteração da denominação social da Delta Energética S.A. para Usina Termelétrica Pampa Sul S.A.			

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			
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 Indireta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)	09.541.336/0001-36		
Presidente do Conselho de Administração			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Membro do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
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 Ltda. (Tupan)	02.800.821/0001-38		
Diretor Presidente			
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 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			
Eólica Pedra do Sal S.A. (Pedra do Sal)	08.448.356/0001-02		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Hidrelétrica Areia Branca S.A. (Areia Branca)	06.793.964/0001-10		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)	09.541.336/0001-36		
Diretor Presidente e membro do Conselho de Administração			
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 Operações			

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			
Lages Bioenergética Ltda. (Lages)	05.210.535/0001-00		
Diretor de Operações			
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 Operações			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Companhia Energética Estreito (CEE)	08.976.022/0001-01		
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 Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Ita Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Membro suplente do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
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 Ltda. (Lages)	05.210.535/0001-00		
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			
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

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 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			
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			
Companhia Energética Estreito (CEE)	08.976.022/0001-01		
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			

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Épsilon Participações Ltda. (Épsilon)	09.212.980/0001-60		
Diretor Administrativo e Financeiro			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Energias Eólicas do Nordeste S.A.	09.277.762/0001-04		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
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 Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
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 Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
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 Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Fleixeiras I S.A. (Fleixeiras I)	09.096.120/0001-09		
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Guajirú S.A. (Guajirú)	08.701.973/0001-60		
Diretor Presidente			
Observação			
-			

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Trairi S.A. (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 Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Central Eólica Mundaú S.A. (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 Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
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 Direta

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)	09.212.990/0001-04		
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			
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			
Épsilon Participações Ltda. (Épsilon)	09.212.980/0001-60		
Diretor Técnico-operacional			
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			
Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. (Pampa Sul)	04.739.720/0001-24		
Diretor Técnico-operacional			
Observação			
Em 2013 houve a alteração da denominação social da Delta Energética S.A. para Usina Termelétrica Pampa Sul S.A.			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos			
Pessoa Relacionada			
Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)	09.541.336/0001-36		
Membro suplente do Conselho de Administração			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Marco Antonio Amaral Sureck	200.638.909-25	Controle	Controlada Direta
Diretor de Comercialização de Energia			
Pessoa Relacionada			
Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC)	04.100.556/0001-00		
Diretor Comercial			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Marco Antonio Amaral Sureck	200.638.909-25	Controle	Controlada Direta
Diretor de Comercialização de Energia			
Pessoa Relacionada			
Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. (Pampa Sul)	04.739.720/0001-24		
Diretor Comercial			

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			
Em 2013 houve a alteração da denominação social da Delta Energética S.A. para Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. Em 2013 houve a alteração da denominação social da Delta Energética S.A. para Usina Termelétrica Pampa Sul S.A.			
Administrador do Emissor			
Marco Antonio Amaral Sureck	200.638.909-25	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Comercialização de Energia			
Pessoa Relacionada			
Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)	09.541.336/0001-36		
Membro suplente do Conselho de Administração			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Maurício Stolle Bähr	748.528.847-49	Controle	Controlada Direta
Presidente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Presidente do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
Gil de Methodio Maranhão Neto	734.574.937-15	Controle	Controlada Direta
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Membro suplente do Conselho de Administração			
Observação			

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
A Tractebel é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
Maurício Stolle Bähr	748.528.847-49	Controle	Controlador Direto
Presidente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda.	01.370.013/0001-15		
Diretor			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert		Controle	Controlador Indireto
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
GDF SUEZ S.A.			
Vice-Presidente Executivo e Membro do Comitê Executivo			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert		Controle	Controlador Indireto
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
International Power Ltd			
Presidente do Conselho de Administração			
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			
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert		Controle	Controlador Indireto
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Electrabel S.A.			
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert		Controle	Controlador Indireto
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
International Power S.A.			
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			
Ita Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Membro do suplente Conselho de Administração			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
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			
Consórcio Machadinho	03.064.917/0001-48		
Membro suplente do Conselho Plenário e Diretor			
Observação			
-			

12.11 Seguro para Administradores

A Companhia possui apólice de seguro de Responsabilidade Civil de Conselheiro, Diretores e/ou Administradores (D&O) com objetivo de assegurar o pagamento, a título de perdas e danos, devido a terceiros pela Companhia, Diretores e/ou Administradores, em decorrência de ato ou fato, pelo qual sejam responsabilizados, reclamados e/ou notificados. A atual apólice tem vigência até 31.03.2015 e o prêmio líquido é de US$ 80.263,16 equivalentes a R$ 213.146,85 em 31.12.2014.

12.12 - Outras informações relevantes

12.12 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Assembleias gerais

Nos últimos 3 (três) anos, foram realizadas as seguintes assembleias gerais, na respectiva ordem cronológica decrescente:

- 19ª Assembleia Geral Ordinária da Companhia, realizada em 14.04.2016;
- 18ª Assembleia Geral Ordinária da Companhia, realizada em 30.04.2015;
- 30ª Assembleia Geral Extraordinária da Companhia, realizada em 17.12.2014;
- 17ª Assembleia Geral Ordinária da Companhia, realizada em 08.04.2014;
- 29ª Assembleia Geral Extraordinária da Companhia, realizada em 30.12.2013;
- 16ª Assembleia Geral Ordinária da Companhia, realizada em 17.04.2013;
- 28ª Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 20.02.2013;
- 15ª Assembleia Geral Ordinária da Companhia, realizada em 21.03.2012.

As assembleias acima relacionadas foram instaladas, na sua totalidade, em primeira convocação, com um quórum de acionistas representando mais de 2/3 do capital social com direito a voto.

Complemento à Composição dos membros da Administração e às Relações de Subordinação

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 Luiz Jansson Laydner – a data da reeleição e da posse foi 05.05.2016 e o prazo do mandato é de 3 anos. Nesta mesma data Gustavo Henrique Labanca Novo foi eleito como Diretor de Desenvolvimento de Negócios.

Adicionalmente ao quadro 12.10 - Relações de Subordinação, Prestação de Serviço ou Controle, em 19.01.2015 foi instalado o Conselho de Administração da Usina Termelétrica Pampa Sul S.A., do qual são membros Manoel Arlindo Zaroni Torres, Edson Luiz da Silva, José Carlos Cauduro Minuzzo, José Luiz Jansson Laydner e Eduardo Antonio Gori Sattamini.

Também no quadro 12.10, as empresas GDF SUEZ Energy International, International Power Ltd. (atual denominação da International Power Plc.), International Power S.A. (atual denominação da SUEZ Tractebel S.A.), Electrabel e GDF SUEZ Energy Europe & International pertencem ao grupo controlador GDF SUEZ, sediado na França.

As relações entre os administradores e controladas, controladores e outros, vigentes em 14.04.2016, estão abaixo relacionados:

12.12 - Outras informações relevantes

- Dirk Achiel Marc Beeuwsaert - Vice-Presidente executivo da Engie S.A. (nova denominação da GDF SUEZ S.A.), comandando a divisão Energy Europe International do grupo, presidente do conselho de administração da International Power Ltd., membro do comitê executivo e do comitê administrativo da Engie GDF SUEZ, CEO da Electrabel e da International Power S.A.;
- Willem Frans Alfons Van Twembeke - presidente executivo da GDFSUEZ Energy International e membro do Conselho de Administração da International Power Ltd.;
- Pierre Jean Bernard Guiollot - diretor financeiro da divisão de energia internacional da Engie S.A.;
- Shankar Krishnamoorthy - Vice-Presidente Executivo de Desenvolvimento de Negócios da Engie S.A e Diretor Geral da área de geração descentralizada do grupo Engie.;
- Natacha Marly Herero Et Guichard - Conselheira Geral e Diretora de Ética da Engie Brasil;
- Gil de Methodio Maranhão Neto - Diretor de Estratégia, Comunicações e Responsabilidade Social Corporativa, membro do Comitê Executivo do Grupo Engie no Brasil;
- Marcelo Fernandes Soares - Diretor de Aquisições, Investimentos e Assessoria Financeira na Engie Brasil;
- Gustavo Henrique Labanca Novo - membro titular do Conselho de Administração da Usina Termelétrica Pampa Sul S.A.;

Renúncia de membro do Conselho de Administração e do Comitê Estratégico

O Presidente do Conselho de Administração, em reunião ocorrida em 24.07.2015, deu conhecimento aos demais conselheiros sobre a carta de renúncia aos cargos de membro do Conselho de Administração e do Comitê Estratégico apresentada pelo conselheiro Guy Marie Numa Joseph Ghislain Richelle, datada de 25.06.215, com eficácia a partir de 01.07.2015, em virtude de ter assumido outras funções no grupo GDF SUEZ.

Nos termos do artigo 16, §2º, do estatuto social da Companhia e em substituição ao Conselheiro renunciante, o Presidente do Conselho informou que a titularidade do cargo de membro do Conselho de Administração foi assumida pelo Sr. Luiz Eduardo Simões Viana, pelo prazo que resta aos atuais membros do Conselho de Administração, ou seja, até a realização da Assembleia Geral Ordinária que aprovar as contas do exercício de 2015, sendo que o cargo de membro do Comitê Estratégico permanecerá vago até que ocorra a indicação do novo membro, cuja nomeação será deliberada por este Conselho.

12.12 - Outras informações relevantes

Cargos ocupados por membros do Conselho de Administração da Companhia em outras sociedades

Em atendimento às regras do novo Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, divulgamos 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.
- Manoel Arlindo Zaroni Torres - Presidente do Conselho Plenário do Comitê Gestor do Consórcio Machadinho; membro do Conselho de Administração da Energia Sustentável do Brasil; e membro do Conselho Superior de Formulação Estratégica da Federação das Indústrias do Estado de Santa Catarina (FIESC).
- José Pais Rangel - Diretor Vice-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 – Sócio do Gouvêa Vieira Advocacia; Diretor Executivo da Pubas S.A.; e membro do Conselho de Administração da Leroy Merlin Cia. Brasileira de Bricolagem, da Boa Esperança S.A. e da Sociedade Francesa e Brasileira de Ensino – Lycée Molière.
- Luiz Antônio Barbosa - Diretor do Sindicato dos Eletricitários do Sul do Estado de Santa Catarina.
- Gil de Methodio Maranhão Neto – Diretor do Grupo Engie no Brasil e membro suplente do Conselho de Administração da Energia Sustentável do Brasil S.A.
- José Carlos Cauduro Minuzzo – Membro do Comitê Gestor do Consórcio Itá e do Consórcio Machadinho e membro suplente do Conselho de Administração da Energia Sustentável do Brasil.
- José João Abdalla Filho – Presidente e acionista controlador do Banco Clássico S.A., da Dinâmica Energia S.A. e, também é presidente e acionista da Socal S.A. Mineração e Intercâmbio Comercial e Industrial.

12.12 - Outras informações relevantes

- Luiz Leonardo Cantidiano Varnieri Ribeiro - membro do corpo de árbitros da Câmara de Arbitragem do Novo Mercado; membro do Conselho Consultivo da Associação Brasileira de Venture Capital e Private Equity (ABVACP); membro do Conselho Diretor da Associação Brasileira de Companhias Abertas (Abrasca); Presidente da Câmara Consultiva de Listagem da BM&FBovespa, membro da Comissão de Ética e da Comissão Técnica do Instituto Brasileiro de Relações com Investidor - IBRI. e membro do Conselho de Administração da Alesat S.A. e da Madeira Energia S.A. (companhias fechadas).
- Roberto Henrique Tejada Vencato – Dirigente Sindical.
- Pierre Jean Bernard Guiollot - membro do Conselho de Administração da Glow Energy PCL.
- Gustavo Henrique Labanca Novo - membro suplente do Conselho de Administração da Energia Sustentável do Brasil S.A;

Atribuições dos outros comitês

Adicionalmente as informações apresentadas no item 12.1, seguem as atribuições dos outros comitês com funções de apoio, os quais não têm participação no processo de decisão dos órgãos de administração:

- Comitê de Energia: (i) 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; (ii) 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; (iii) aprovar as estratégias para participação em leilões de compra e venda de energia; (iv) aprovar os contratos padrões de venda de energia; (v) 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 (vi) reunir-se quinzenalmente para avaliar os negócios e a situação do mercado de energia elétrica.
- Comitê Financeiro: (i) 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.); (ii) orientar as aplicações de recursos financeiros; (iii) aprovar o "*ranking*" de bancos com os quais a Companhia irá trabalhar; (iv) recomendar à Diretoria Executiva a contratação de operações de reestruturação de passivo e de captação de recursos; e (v) identificar riscos de descasamentos nas operações ativas e passivas e, se pertinente, propor à Diretoria operações hedge.

12.12 - Outras informações relevantes

- Comitê de Planejamento Tributário: (i) interpretar a legislação tributária para definir procedimentos específicos, quando necessário; (ii) decidir sobre contestações administrativas e judiciais; (iii) apresentar sugestões para obtenção de benefícios junto às autoridades fiscais; e (iv) participar das decisões sobre novos projetos, identificando as oportunidades de economia fiscal.
- Comitê de Ética: (i) avaliar permanentemente a atualidade e pertinência do código; (ii) determinas as ações necessárias à divulgação e disseminação dos mais elevados padrões de conduta ética na Companhia; (iii) assumir o julgamento de casos de maior gravidade de violação do Código de Ética; e (iv) deliberar sobre as dúvidas de interpretação do Código de Ética.
- Comitê de Inovação: (i) incentivar as pessoas a buscarem mudanças através da inovação e criatividade; (ii) criar um ambiente propício para que novas ideias surjam, sejam percebidas e possam ser exploradas com sucesso, agregando valor para a Companhia; (iii) transformar-se em um centro de recepção e triagem de ideias inovadoras de qualquer natureza, de sugestões de melhoria ou de redução de despesas; (iv) receber e avaliar as propostas encaminhadas pelos empregados; (v) recomendar a alocação de recursos para a adoção das ideias promissoras; (vi) sugerir à Diretoria Executiva ações de reconhecimento dos autores das ideias que apresentarem os resultados mais significativos para a Companhia; e (vii) estimular a participação da Companhia no concurso "Troféus Iniciativas de Inovação" da GDF Suez.
- Comitê de Sustentabilidade: (i) apresentar sugestões de ações de sustentabilidade empresarial para consolidação da imagem da Companhia e de seu compromisso com a sustentabilidade; (ii) criar um sistema proativo de inserção em questões sociais e ambientais das comunidades onde a Companhia atua, reduzindo a participação em demandas reativas; (iii) priorizar os interesses da Companhia e da Sociedade nas decisões de apoio sócio-ambientais; (iv) avaliar as solicitações de apoio encaminhadas à Companhia, estabelecendo uma escala de prioridade de acordo com os seus interesses; (v) propor o direcionamento dos recursos disponibilizados para as ações que apresentem maior efetividade social e ambiental; (vi) aumentar a transparências das ações realizadas; (vii) sugerir o desenvolvimento de iniciativas de geração de energia através de fontes renováveis; e (viii) propor ações de mitigação de riscos ambientais nos novos empreendimentos.
- Comitê de Performance Humana: assegurar a implementação dos fundamentos de Performance Humana de forma a minimizar a ocorrência de eventos por erro ou falha humana nas usinas da Tractebel Energia.

12.12 - Outras informações relevantes

- Comitê de Segurança em Sistemas de Controle Industrial: (i) propor a política de segurança em Sistemas de Controle Industrial; (ii) definir o programa de trabalho inicial, atribuições e formato do Grupo Tático em Sistemas de Controle Industrial; (iii) aprovar o plano anual de trabalho do Grupo Tático em Sistemas de Controle Industrial; (iv) acompanhar periodicamente as atividades do Grupo Tático em Sistemas de Controle Industrial; (v) arbitrar sobre casos controversos na definição e aplicação das políticas e procedimentos; (vi) assegurar que os novos empreendimentos do Grupo GDF Suez, no Brasil, estão de acordo com as definições do Comitê de Segurança em Sistemas de Controle Industrial; e (vii) aprovar o orçamento global aplicado a segurança em Sistemas de Controle Industrial.

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 para o Exercício Social anualmente pela Assembleia Geral dos Acionistas da Companhia.

A remuneração fixa tem como objetivo refletir o valor da experiência, responsabilidade do cargo assumido por cada administrador, sua competência e reputação profissional, bem como o tempo dedicado às suas funções.

A parcela variável objetiva fornecer níveis de remuneração competitivos em relação aos praticados pelo mercado, retribuir os esforços na construção dos resultados e valores gerados pela Companhia, por meio de uma bonificação atrelada ao seu desempenho e motivar o cumprimento dos objetivos empresariais e estratégicos, refletindo a cultura e os valores da Companhia e de sua controladora.

A composição da remuneração de cada perfil de administrador é estabelecida pelo Conselho de Administração, conforme abaixo:

- Conselho de Administração

O valor anual estabelecido, é composto por remuneração fixa e parcela variável, quando aplicável, sendo o montante global aprovado pela Assembleia Geral dos Acionistas e pago em 13 parcelas mensais.

O presidente do Conselho recebe remuneração maior que os demais membros, e de acordo com os resultados apresentados, também recebe uma parcela variável com base nos resultados alcançados pela Companhia, considerando indicadores financeiros, metas e seus resultados operacionais. O membro eleito pelos empregados poderá receber ainda um bônus calculado com base no número de remunerações mensais pagas aos empregados como Participação nos Lucros ou Resultados.

- Diretoria Estatutária

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

A remuneração dos membros da Diretoria é dividida entre parcelas fixa e variável, e seu valor anual é aprovado 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.

O valor do bônus pode variar entre 35% e 88% da remuneração anual fixa, 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, de acordo com o cumprimento das metas estabelecidas.

- 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 dos 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 os 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 à dos membros do Conselho de Administração, onde também participa como Conselheiro.

- Comitê Especial Independente para Avaliação de Transações com Partes Relacionadas

Para o Comitê Especial Independente para Avaliação de Transações com 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.

Este comitê foi instalado em 04.05.2012 para analisar uma transação específica e desinstalado nesta mesma data, após a aprovação desta matéria no Conselho de Administração. Nos últimos três exercícios não ocorreram pagamentos a título de remuneração para os participantes desse Comitê.

(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 pelos empregados da Companhia, que também recebem remuneração variável. A remuneração variável do Presidente do Conselho pode alcançar até 88% da remuneração fixa e a do conselheiro

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

eleito pelos empregados a até 40% da sua remuneração fixa. 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 35% a 88% da remuneração anual fixa.

A participação da remuneração fixa, remuneração variável e dos benefícios reconhecidos, em relação à remuneração total, estão representadas pelos percentuais a seguir:

	2014	2013	2012
Conselho de Administração			
Remuneração fixa	81%	87%	88%
Remuneração Variável	19%	10%	9%
Benefícios	-	3%	3%
Conselho fiscal			
Remuneração fixa	100%	100%	100%
Remuneração Variável	-	-	-
Benefícios	-	-	-
Diretoria Estatutária			
Remuneração Fixa	53%	56%	54%
Remuneração Variável	45%	39%	41%
Benefícios	2%	5%	5%

(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 anteriormente, 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.

O reajuste da remuneração dos administradores é anual, no mês de janeiro, e leva em consideração, além das questões de mercado citadas anteriormente, que podem recomendar alterações salariais, a inflação do período passado desde o último reajuste.

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

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

(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 de Administração tem sua remuneração seguindo padrões de mercado para empresas similares.

A Diretoria Estatutária tem sua remuneração monitorada periodicamente com base no mercado. 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 controlador.

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.

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.

A remuneração variável (bônus) está diretamente relacionada aos resultados de desempenho corporativos e individuais, e 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;

- indicadores individuais e operacionais: cumprimento de metas, resultados industriais e/ou financeiros;

- questões comportamentais e gerenciais.

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 dos Acionistas para o Exercício Social (Janeiro a Dezembro).

A remuneração variável (bônus) está diretamente relacionada aos resultados de desempenho corporativos e individuais, e considera:

- indicadores financeiros do ano 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 que representam em média 40% do valor do bônus anual;

- questões comportamentais e gerenciais, que representam em média 20% do valor do bônus anual.

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 *(free shares)* no futuro caso os resultados estabelecidos para estas doações venham a se concretizar.

De um modo geral, estas *free shares* e opções de compras não são de valores relevantes em relação à remuneração anual dos executivos da Companhia, conforme detalhamento no item 13.16 – deste documento.

f. Existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos

Não há pagamentos realizados por subsidiárias e, nos casos de empresas com controle compartilhado com sócios não participantes do grupo econômico, quando existirem remuneração por participação em seus conselhos, os valores percebidos pelos administradores são devolvidos para a Companhia. O Grupo Controlador não faz nenhum tipo de pagamento a Diretoria da Tractebel Energia, exceto os citados 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 31/12/2015 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	18,00	7,00	3,00	28,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	3.849.443,43	5.805.993,50	372.918,00	10.028.354,93
Benefícios direto e indireto	0,00	650.967,85	0,00	650.967,85
Participações em comitês	213.540,00	0,00	0,00	213.540,00
Outros	1.058.339,87	1.741.262,93	104.417,04	2.904.019,84
Descrição de outras remunerações fixas	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.	
Remuneração variável				
Bônus	934.087,55	5.314.643,68	0,00	6.248.731,23
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	261.544,51	1.488.100,23	0,00	1.749.644,74
Descrição de outras remunerações variáveis	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.		
Pós-emprego	37.819,09	427.421,97	0,00	465.241,06
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	18 membros para todo o ano. Em 2015 foi aprovado pela Assembleia Geral Ordinária – AGO, o valor global da remuneração anual dos Administradores, fixado em até R$ 24 milhões (vinte e quatro milhões de reais para o exercício social de 2015), mesmo montante proposto em 2014. Este montante permite incluir eventuais desligamentos decorrentes do programa de desligamento voluntário da Diretoria, aprovado no final de 2013.	7 membros para todo o ano. Em 2015 foi aprovado pela Assembleia Geral Ordinária – AGO, o valor global da remuneração anual dos Administradores, fixado em até R$ 24 milhões (vinte e quatro milhões de reais para o exercício social de 2015), mesmo montante proposto em 2014. Este montante permite incluir eventuais desligamentos decorrentes do programa de desligamento voluntário da Diretoria, aprovado no final de 2013.	3 membros para todo o ano. Em 2015 foi aprovado pela Assembleia Geral Ordinária – AGO, o valor global da remuneração anual dos Administradores, fixado em até R$ 24 milhões (vinte e quatro milhões de reais para o exercício social de 2015), mesmo montante proposto em 2014. Este montante permite incluir eventuais desligamentos decorrentes do programa de desligamento voluntário da Diretoria, aprovado no final de 2013.	
Total da remuneração	6.354.774,45	15.428.390,16	477.335,04	22.260.499,65

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2014 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	18,00	7,00	3,00	28,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	3.564.857,97	5.405.290,53	346.500,00	9.316.648,50
Benefícios direto e indireto	0,00	596.433,05	0,00	596.433,05

Participações em comitês	201.000,00	0,00	0,00	201.000,00
Outros	870.468,57	1.606.804,06	69.300,00	2.546.572,63
Descrição de outras remunerações fixas	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.	
Remuneração variável				
Bônus	885.391,04	5.037.577,00	0,00	5.922.968,04
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	247.909,53	1.410.521,55	0,00	1.658.431,08
Descrição de outras remunerações variáveis	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.		
Pós-emprego	36.997,90	397.923,27	0,00	434.921,17
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	18 membros para todo o ano. Em 2014 foi aprovado pela Assembleia Geral Ordinária - AGO o valor global da remuneração anual dos Administradores, fixado em até R$ 24 milhões para o exercício social de 2014. Este montante foi estabelecido prevendo o valor de bônus máximo para os administradores, que não foi integralmente realizado e também previa o programa de sucessão de executivos com plano de desligamento voluntário, cujos desligamentos previstos para 2014 não ocorreram.	7 membros para todo o ano. Em 2014 foi aprovado pela Assembleia Geral Ordinária - AGO o valor global da remuneração anual dos Administradores, fixado em até R$ 24 milhões para o exercício social de 2014. Este montante foi estabelecido prevendo o valor de bônus máximo para os administradores, que não foi integralmente realizado e também previa o programa de sucessão de executivos com plano de desligamento voluntário, cujos desligamentos previstos para 2014 não ocorreram.	3 membros para todo o ano. Em 2014 foi aprovado pela Assembleia Geral Ordinária - AGO o valor global da remuneração anual dos Administradores, fixado em até R$ 24 milhões para o exercício social de 2014. Este montante foi estabelecido prevendo o valor de bônus máximo para os administradores, que não foi integralmente realizado e também previa o programa de sucessão de executivos com plano de desligamento voluntário, cujos desligamentos previstos para 2014 não ocorreram.	
Total da remuneração	5.806.625,01	14.454.549,46	415.800,00	20.676.974,47

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2013 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	17,90	7,00	3,00	27,90
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	3.342.378,62	5.019.923,94	323.679,00	8.685.981,56
Benefícios direto e indireto	0,00	508.197,27	0,00	508.197,27
Participações em comitês	188.658,00	0,00	0,00	188.658,00
Outros	774.559,03	1.503.167,35	64.765,80	2.342.492,18
Descrição de outras remunerações fixas	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.	
Remuneração variável				

Bônus	383.761,05	3.818.693,79	0,00	4.202.454,84
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	115.995,28	1.060.692,20	0,00	1.176.687,48
Descrição de outras remunerações variáveis	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.		
Pós-emprego	131.694,48	689.044,54	0,00	820.739,02
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	17 membros durante 12 meses e 1 membro durante 11 meses.	7 membros durante todo o ano.	3 membros durante todo a ano.	
Total da remuneração	4.937.046,46	12.599.719,09	388.444,80	17.925.210,35

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2012 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	17,80	7,00	3,00	27,80
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	3.186.271,82	4.744.042,54	293.115,93	8.223.430,29
Benefícios direto e indireto	0,00	431.819,64	0,00	431.819,64
Participações em comitês	175.723,41	0,00	0,00	175.723,41
Outros	820.709,77	1.354.843,01	58.623,19	2.234.175,97
Descrição de outras remunerações fixas	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.	
Remuneração variável				
Bônus	329.805,98	3.880.467,00	0,00	4.210.272,98
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	101.584,24	1.077.293,54	0,00	1.178.877,78
Descrição de outras remunerações variáveis	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.		
Pós-emprego	126.258,10	548.946,52	0,00	675.204,62
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações	0,00	0,00	0,00	0,00

Observação	17 membros durante 12 meses e 1 membro durante 9 meses.	7 membros durante todo o ano.	3 membros durante todo o ano.	
Total da remuneração	4.740.353,32	12.037.412,25	351.739,12	17.129.504,69

13.3 Em relação à remuneração variável dos 3 últimos exercícios sociais e a prevista para o exercício social corrente:

Eventuais remunerações variáveis do Conselho de Administração podem ser consideradas no montante global aprovado pela Assembleia Geral dos Acionistas. Não há remuneração variável para membros do Conselho de Fiscal. As informações são apresentadas na tabela abaixo:

Previsto para o Exercício Social de 2015

(Valores em Reais)	Conselho de Administração	Diretoria Executiva
Número de membros remunerados	2,0	7,0
Bônus		
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	1.195.632,07	6.802.743,91
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	730.225,02	4.565.116,58
Participação no resultado		
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	-	-
Valor efetivamente reconhecido no resultado	-	-

Os valores acima incluem os encargos sociais sobre as remunerações

Reconhecido nos 3 (três) últimos exercícios:

Diretoria Estatutária (Valores em Reais)	2014	2013	2012
Número de membros remunerados	7,0	7,0	7,0
Bônus			
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	6.695.504,32	5.379.142,36	5.205.648,57
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas.	4.565.116,58	4.218.773,14	4.957.760,54
Valor efetivamente reconhecido no resultado	6.448.098,55	4.879.385,99	4.957.760,54
Participação no resultado			
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas.	-	-	-
Valor efetivamente reconhecido no resultado	-	-	-

Os valores acima incluem os encargos sociais sobre as remunerações

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

Conselho Administração (Valores em Reais)	2014	2013	2012
Número de membros remunerados	2,0	2,0	2,0
Bônus			
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	1.133.300,57	966.104,81	766.968,16
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas	730.225,02	707.098,97	383.484,08
Valor efetivamente reconhecido no resultado	1.133.300,57	499.756,33	431.390,22
Participação no resultado			
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas	-	-	-
Valor efetivamente reconhecido no resultado	-	-	-

Os valores acima incluem os encargos sociais sobre as remunerações

13.4 Em relação ao plano de remuneração baseado em ações do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária, em vigor no último exercício social e previsto para o exercício social corrente:

Até a data de apresentação deste documento, a Companhia não possui nenhum plano em vigor de remuneração baseada em ações da Tractebel Energia.

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 da Tractebel Energia. Entretanto, sem ônus e sem vinculação com os seus resultados, os administradores da Companhia, assim como 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, inclusive Diretores que também são membros deste Conselho, detinham, em 31.12.2014, 381.132 ações de emissão da Tractebel Energia, equivalente a 0,058389% do total das ações emitidas.

Conforme orientação da CVM, quando um membro da Diretoria fizer parte do Conselho de Administração, os seus valores mobiliários são divulgados exclusivamente no montante detidos pelos membros do Conselho de Administração.

A cotação da ação da Companhia em 31.12.2014 era de R$ 33,83 por ação. (Vide informações adicionais sobre o item 13.5 no quadro 13.16).

13.6 Em relação à remuneração baseada em ações reconhecida no resultado dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente, do conselho de administração e da diretoria estatutária

Até a data de apresentação deste documento, a Companhia não possui nenhum plano de remuneração baseada em ações da Tractebel Energia.

13.7 Em relação às opções em aberto do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária ao final do último exercício social

Até a data de apresentação deste documento, a Companhia não possui nenhum plano em vigor de remuneração baseada em ações da Tractebel Energia.

13.8 Em relação às opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária, nos 3 últimos exercícios sociais

Até a data de apresentação deste documento, a Companhia não possui nenhum plano em vigor de remuneração baseada em ações da Tractebel Energia.

13.9 Descrição sumária das informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens "13.6" a "13.8", tal como a explicação do método de precificação do valor das ações e das opções

Até a data de apresentação deste documento, a Companhia não possui nenhum plano em vigor de remuneração baseada em ações da Tractebel Energia.

13.10 Planos de previdência em vigor conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários

(Valores em Reais)	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Número de membros	3,0	7,0
Nome do Plano	Plano CD	Plano CD
Quantidade de administradores que reúnem condições para se aposentar	2,0	6,0
Condições para se aposentar antecipadamente	1,0	1,0
Valor atualizado das contribuições acumuladas no plano de previdência até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	1.459.383,64	6.602.471,62
Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	129.829,62	370.590,98
Se há possibilidade de resgate antecipado e quais as condições	Não Aplicável	Não Aplicável

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

Valores anuais

	Diretoria Estatutária			Conselho de Administração			Conselho Fiscal		
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012
Nº de membros	7,00	7,00	7,00	18,00	17,90	17,80	3,00	3,00	3,00
Valor da maior remuneração(Reais)	3.385.348,93	2.455.228,97	3.117.711,49	1.599.840,30	1.163.329,63	1.251.844,13	138.600,00	129.481,60	117.246,37
Valor da menor remuneração(Reais)	1.382.199,78	866.467,04	953.659,43	130.800,00	122.794,80	114.357,85	138.600,00	129.481,60	117.246,37
Valor médio da remuneração(Reais)	2.064.935,54	1.799.959,87	1.719.630,32	322.590,28	275.812,65	266.311,98	138.600,00	129.481,60	117.246,37

Observação

Diretoria Estatutária	
31/12/2014	Os valores acima consideram a remuneração fixa e variável e incluem encargos sociais sobre as remunerações. Os membros da Diretoria e dos Conselhos identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante os doze (12) meses dos anos.
31/12/2013	Os valores acima consideram a remuneração fixa e variável e incluem encargos sociais sobre as remunerações. Os membros da Diretoria e dos Conselhos identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante os doze (12) meses dos anos.
31/12/2012	Os valores acima consideram a remuneração fixa e variável e incluem encargos sociais sobre as remunerações. Os membros da Diretoria e dos Conselhos identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante os doze (12) meses dos anos.

Conselho de Administração	
31/12/2014	Os valores acima consideram a remuneração fixa e variável e incluem encargos sociais sobre as remunerações. Os membros da Diretoria e dos Conselhos identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante os doze (12) meses dos anos.
31/12/2013	Os valores acima consideram a remuneração fixa e variável e incluem encargos sociais sobre as remunerações. Os membros da Diretoria e dos Conselhos identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante os doze (12) meses dos anos.
31/12/2012	Os valores acima consideram a remuneração fixa e variável e incluem encargos sociais sobre as remunerações. Os membros da Diretoria e dos Conselhos identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante os doze (12) meses dos anos.

Conselho Fiscal	
31/12/2014	Os valores acima consideram a remuneração fixa e variável e incluem encargos sociais sobre as remunerações. Os membros da Diretoria e dos Conselhos identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante os doze (12) meses dos anos.
31/12/2013	Os valores acima consideram a remuneração fixa e variável e incluem encargos sociais sobre as remunerações. Os membros da Diretoria e dos Conselhos identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante os doze (12) meses dos anos.
31/12/2012	Os valores acima consideram a remuneração fixa e variável e incluem encargos sociais sobre as remunerações. Os membros da Diretoria e dos Conselhos identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante os doze (12) meses dos anos.

13.12 Arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturem mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria e quais as consequências financeiras para a Companhia

A Companhia não tem arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturem mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria.

13.13 Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, indicar o percentual da remuneração total de cada órgão reconhecida no resultado da Companhia referente a membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores, diretos ou indiretos, conforme definido pelas regras contábeis que tratam desse assunto

A remuneração total dos membros do Conselho de Administração que têm contratos de trabalho vinculados aos controladores diretos e indiretos da Companhia correspondem a 72%, 77%, e 69% nos anos de 2014, 2013 e 2012, respectivamente. Na Diretoria Executiva, o contrato de trabalho do Diretor presidente é mantido com a controladora. Sua remuneração é integralmente paga pela Tractebel Energia e representa 26%, 26% e 24% da remuneração total da Diretoria em 2014, 2013 e 2012, respectivamente. No Conselho Fiscal não há membros que possam ser considerados como partes relacionadas aos controladores da Companhia.

13.14 Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, indicar os valores reconhecidos no resultado da Companhia como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão, por qualquer razão que não a função que ocupam, como por exemplo, comissões e serviços de consultoria ou assessoria prestados

Não houve pagamento de remuneração para membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária ou do Conselho Fiscal por qualquer razão que não a função que ocupam.

13.15 Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, indicar os valores reconhecidos no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas da Companhia, como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal da Companhia, agrupados por órgão, especificando a que título tais valores foram atribuídos a tais indivíduos

A Tractebel Energia tem membros do seu Conselho de Administração e Diretoria Executiva que compõem o Conselho de Administração e Diretoria da sociedade sob controle comum Itá Energética S.A. (Itasa). A partir de abril de 2014, a remuneração do Conselho de Administração foi revista e alterada conforme AGO de 30.05.2014. Os valores reconhecidos no resultado da referida controlada relativo ao pagamento da remuneração destes Administradores, os quais são deduzidos de seus bônus anuais, são os apresentados no quadro a seguir.

(Valores em Reais)	2014	2013	2012
Conselho de Administração da Tractebel Energia			
Número de membros remunerados	4,0	4,0	4,0
Valor	195.076,80	655.200,00	638.400,00
Diretoria Estatutária da Tractebel Energia			
Número de membros remunerados	3,0	3,0	3,0
Valor	117.057,60	374.400,00	364.800,00
Total	312.134,40	1.029.600,00	1.003.200,00

Os valores recebidos pelos Diretores da Tractebel Energia como membros do Conselho de Administração da Itasa são deduzidos dos seus bônus anuais.

13.16 Outras informações que a Companhia julga relevantes

O Grupo Controlador mantém um programa de opção de compra de ações da controladora GDF SUEZ na Bolsa de Valores de Paris - 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:

	Plano de 2014	Plano de 2013	Plano de 2012
b) Ações por desempenho (*Perfomance Shares*)			
Quantidade	3.214	2.600	3.214
Valores em reais 31.12.2014	201.519,76	142.948,00	176.705,72
c) Ações Gratuitas (*Free Shares*)			
Quantidade	-	-	35
Valores em reais 31.12.2014	-	-	1.924,30

Notas:

- O valor da ação da GDF SUEZ, na Bolsa de Paris, tem as seguintes cotações:

	Euros	Reais
31.12.2014	19,43	62,70
31.12.2013	17,04	54,98
31.12.2012	15,48	41,99

- O número de ações por desempenho (Performance Shares) é reduzido na medida em que determinados índices financeiros da controladora GDF SUEZ não são atingidos. As ações somente são transferidas aos diretores após cinco anos de sua emissão, e a quantidade final depende dos resultados financeiros do grupo controlador neste período.

- A ações gratuitas concedidas em um ano somente são disponibilizadas para o executivo quatro anos após sua concessão e, caso determinadas metas não sejam cumpridas, o número de ações pode ser reduzido ou até eliminado.

14.1 Descrição dos recursos humanos da Companhia, fornecendo as seguintes informações

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

Exercício social encerrado em 31.12.2014 (Consolidado)

	Atividade			Total por localização geográfica
Localização geográfica	**Operação**	**Manutenção**	**Administração**	
Região Sul	347	315	363	1.025
Região Sudeste	2	-	4	6
Região Centro-Oeste	15	12	7	34
Região Norte	4	6	2	12
Região Nordeste	24	26	47	97
Total	**392**	**359**	**423**	**1.174**

Exercício social encerrado em 31.12.2013 (Consolidado)

	Atividade			Total por localização geográfica
Localização geográfica	**Operação**	**Manutenção**	**Administração**	
Região Sul	356	303	364	1.023
Região Sudeste	2	-	4	6
Região Centro-Oeste	15	10	7	32
Região Norte	4	7	2	13
Região Nordeste	27	25	45	97
Total	**404**	**345**	**422**	**1.171**

Exercício social encerrado em 31.12.2012 (Consolidado)

	Atividade			Total por localização geográfica
Localização geográfica	**Operação**	**Manutenção**	**Administração**	
Região Sul	354	295	331	980
Região Sudeste	2	-	28	30
Região Centro-Oeste	14	11	4	29
Região Norte	4	6	4	14
Região Nordeste	22	21	44	87
Total	**396**	**333**	**411**	**1.140**

14.1 - Descrição dos recursos humanos

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

Exercício social encerrado em 31.12.2014

	Atividade		Total por localização geográfica
Localização geográfica	**Apoio técnico**	**Apoio administrativo**	
Região Sul	320	327	647
Região Centro-Oeste	67	42	109
Região Sudeste	9	-	9
Região Norte	3	29	32
Região Nordeste	7	26	33
Total	**406**	**424**	**830**

Exercício social encerrado em 31.12.2013

	Atividade		Total por localização geográfica
Localização geográfica	**Apoio técnico**	**Apoio administrativo**	
Região Sul	335	341	676
Região Centro-Oeste	67	42	109
Região Sudeste	9	-	9
Região Norte	3	29	32
Região Nordeste	7	26	33
Total	**421**	**438**	**859**

Exercício social encerrado em 31.12.2012

	Atividade		Total por localização geográfica
Localização geográfica	**Apoio técnico**	**Apoio administrativo**	
Região Sul	311	334	645
Região Centro-Oeste	63	51	114
Região Sudeste	15	1	16
Região Norte	-	19	19
Região Nordeste	7	26	33
Total	**396**	**431**	**827**

c. índice de rotatividade

Os índices de rotatividade consolidado da Companhia foram de 4,21 em 2014, 3,90 em 2013 e 5,85 em 2012.

d. exposição da Companhia a passivos e provisões para riscos trabalhistas

Conforme já exposto no item 4.3 deste Formulário, a Companhia possui, em 31.12.2014, 247 (duzentas e quarenta e sete) ações trabalhistas em andamento – 173 (cento e setenta e três) na Tractebel Energia e 74 (setenta e quatro) no âmbito do Ceste (UHE Estreito), sobre o qual a Companhia tem participação de 40,07% do total das ações.

14.1 - Descrição dos recursos humanos

O potencial passivo trabalhista da Companhia perfazia, em 31.12.2014, R$ 47 milhões, dos quais R$ 11 milhões correspondem ao valor de risco de perda provável, portanto, provisionados, R$ 7 milhões ao valor de risco de perda possível e R$ 29 milhões correspondem ao valor de risco de perda remoto.

Do valor considerado como perda provável, R$ 5 milhões encontram-se depositados judicialmente, seja para garantia da condenação em execução ou efetivação de depósito recursal.

Os valores relativos aos riscos trabalhistas da Companhia estão informados no quadro a seguir:

	Exercício social encerrado em		
Valores em R$ milhões	**31.12.2014**	**31.12.2013**	**31.12.2012**
Risco provável	11	10	10
Risco possível	7	10	7
Risco remoto	29	24	30
Total	**47**	**44**	**47**
Número de processos em andamento	**247**	**291**	**323**

Os principais processos trabalhistas da Companhia estão descritos no item "4.3".

14.2 Comentários sobre qualquer alteração relevante ocorrida com relação aos números divulgados no item "14.1" acima

Não houve qualquer alteração relevante ocorrida com relação aos números divulgados no item anterior.

14.3 Descrição das políticas de remuneração dos empregados da Companhia

a. Política de salários e remuneração variável

Política de remuneração:

A política de remuneração da Companhia é a de manter um sistema de remuneração alinhado às práticas de mercado, que atenda os interesses da Companhia e de seus empregados. Dessa forma, deve considerar que:

- O valor pago a cada empregado, por seu trabalho na Companhia, deve ser compatível com o valor desse trabalho no mercado;
- A remuneração deve refletir as responsabilidades de cada empregado, o grau de desempenho e os resultados alcançados, individualmente e em equipe.

Sistema de remuneração variável:

Em complemento ao pagamento de salário fixo, a Companhia mantém um sistema de remuneração variável determinada em função da realização dos objetivos empresariais e do percentual de alcance das metas vinculadas aos mesmos. Esta mensuração é realizada anualmente, através da avaliação de desempenho individual e de cada área da Empresa. Neste contexto, a remuneração variável é composta por:

- Programa de Participação nos Lucros ou Resultados (PLR): aplicável a todos os empregados da Companhia e condicionada aos Resultados Empresariais, medidos pelo EBITDA e o Lucro Líquido do período, além de atingimento de Metas Corporativas e avaliação dos Comportamentos aderentes à Cultura Organizacional. Estes critérios são negociados com os sindicatos e estabelecidos no Acordo Coletivo de Trabalho (ACT). O pagamento da PLR propicia permite praticar valores de remuneração competitivos aos praticados pelo mercado de trabalho no Brasil.
- Programa de Bônus Gerencial: aplicável a todos os empregados enquadrados na carreira gerencial, atrelado ao atendimento dos desafios assumidos nas metas individuais, a fim de alcançar as metas das áreas e consequentemente, os objetivos empresariais. O valor distribuído será proporcional ao grau de impacto e de dificuldade das metas da área e estará condicionado ao percentual de alcance das mesmas.

b. Política de benefícios

Visando a atração, retenção e motivação de profissionais alinhados com os valores da Companhia, oferecemos benefícios com base na legislação vigente, buscando equilibrar as tendências de mercado e as aspirações dos empregados.

Neste sentido, todos os empregados da Tractebel Energia têm acesso em iguais condições a:

- Auxílio à recuperação da saúde (assistência médica, odontológica, farmacêutica, psicológica, fonoaudiológica e nutricional);
- Auxílio alimentação;

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados

- Auxílio no atendimento aos portadores de necessidades especiais;
- Seguro de vida em grupo com cobertura para incapacidade e invalidez; e
- Previdência privada.

c. Características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não administradores

A Companhia não tem programa de incentivo baseado em suas cotas ou suas ações. Entretanto, sem ônus e sem vinculação com os seus resultados, os empregados da Companhia, podem participar de programa estabelecido pelo Grupo Controlador GDF SUEZ.

14.4 Descrição das relações entre a Companhia e sindicatos

A Tractebel Energia "segue as normas da Organização Internacional do Trabalho (OIT)" quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos (as) trabalhadores (as).

• **Lei nº 10.101** - Dispõe sobre a participação dos trabalhadores nos lucros ou resultados da Empresa e dá outras providências.

Comprovação: através dos Acordos Coletivos negociados com as Entidades Sindicais representativas dos empregados.

Convenção OIT nº 87 - Dispõe sobre a Liberdade Sindical e a Proteção do Direito de Sindicalização.

Comprovação: através dos Acordos Coletivos negociados com as Entidades Sindicais representativas dos empregados, - através dos descontos, via folha de pagamento, das mensalidades sindicais.

• **Convenção OIT nº 98 -** Essa Convenção dispõe sobre a Aplicação dos Princípios de Organização e de Negociação Coletiva.

Comprovação: através dos Acordos Coletivos negociados com as Entidades Sindicais representativas dos empregados, - através dos descontos, via folha de pagamento, das mensalidades sindicais.

A Empresa mantém relações com os seguintes sindicatos:

INTERSUL

- Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica de Florianópolis;
- Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica do Sul do Estado de Santa Catarina;
- Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias de Energia Elétrica de Lages;
- Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica no Estado de Mato Grosso do Sul;
- Federação Nacional dos Trabalhadores Indústrias Urbanas.

INTERSINDICAL

- Sindicato dos Contabilistas da Grande Florianópolis;
- Sindicato dos Economistas no Estado de Santa Catarina;
- Sindicato dos Administradores do Estado de Santa Catarina;
- Federação Nacional dos Técnicos Industriais - (abrange o Sindicato dos Técnicos Industriais);Federação Nacional dos Engenheiros - (abrange o Sindicato dos Engenheiros).

SINSESC

- Sindicato dos Profissionais de Secretariado no Estado de Santa Catarina.

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 %**			
GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda.					
01.370.013/0001-15	Brasileira-RJ	Não	Sim	21/09/2006	
448.512.633	68,710000%	0	0,000000%	448.512.633	68,710000%
Banco Clássico S.A.					
31.597.552/0001-52	Brasileira-RJ	Não	Não	11/08/2005	
65.268.744	10,000000%	0	0,000000%	65.268.744	10,000000%
OUTROS					
138.960.815	21,290000%	0	0,000000%	138.960.815	21,290000%
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:					
0	0,000000%	0	0,000000%	0	0,000000%
TOTAL					
652.742.192	100,000000%	0	0,000000%	652.742.192	100,000000%

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
Banco Clássico S.A.				**31.597.552/0001-52**	
José João Abdala Filho					
245.730.788-00	Brasileira	Não	Sim		
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**
GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda.				**01.370.013/0001-15**	
International Power S.A.					
	Belga	Não	Sim	18/07/2013	
1.860.623.886	99,990000	0	0,000000	1.860.623.886	99,990000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
1	0,010000	0	0,000000	1	0,010000
TOTAL					
1.860.623.887	100,000000	0	0,000000	1.860.623.887	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 S.A.					
GDF SUEZ IP Luxembourg S.A.R.L.					
	Luxemburgo	Não	Sim	18/07/2011	
186.726.407	100,000000	0	0,000000	186.726.407	100,000000

Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
186.726.407	100,000000	0	0,000000	186.726.407	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 IP Luxembourg S.A.R.L.					
International Power (Zebra) Limited					
	Reino Unido	Não	Sim	18/07/2011	
2.500.000	100,000000	0	0,000000	2.500.000	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000

TOTAL					
2.500.000	100,000000	0	0,000000	2.500.000	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 (Zebra) Limited					
International Power Ltd					
	Reino Unido	Não	Sim	21/12/2011	
15.000.000.000	100,000000	0	0,000000	15.000.000.000	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000

TOTAL					
15.000.000.000	100,000000	0	0,000000	15.000.000.000	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 Ltd					
Electrabel S.A.					
	Belga	Não	Sim	09/04/2015	
5.445.083.468	99,990000	0	0,000000	5.445.083.468	99,990000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
14	0,010000	0	0,000000	14	0,010000

TOTAL					
5.445.083.482	100,000000	0	0,000000	5.445.083.482	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	28/03/2014	
120.752.485	99,130000	0	0,000000	120.752.485	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					
121.812.254	100,000000	0	0,000000	121.812.254	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.					
OUTROS					
1.625.847.696	66,760000	0	0,000000	1.625.847.696	66,760000
República da França					
		Não	Não	31/03/2015	
809.437.315	33,240000	0	0,000000	809.437.315	33,240000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
2.435.285.011	100,000000	0	0,000000	2.435.285.011	100,000000

15.3 - Distribuição de capital

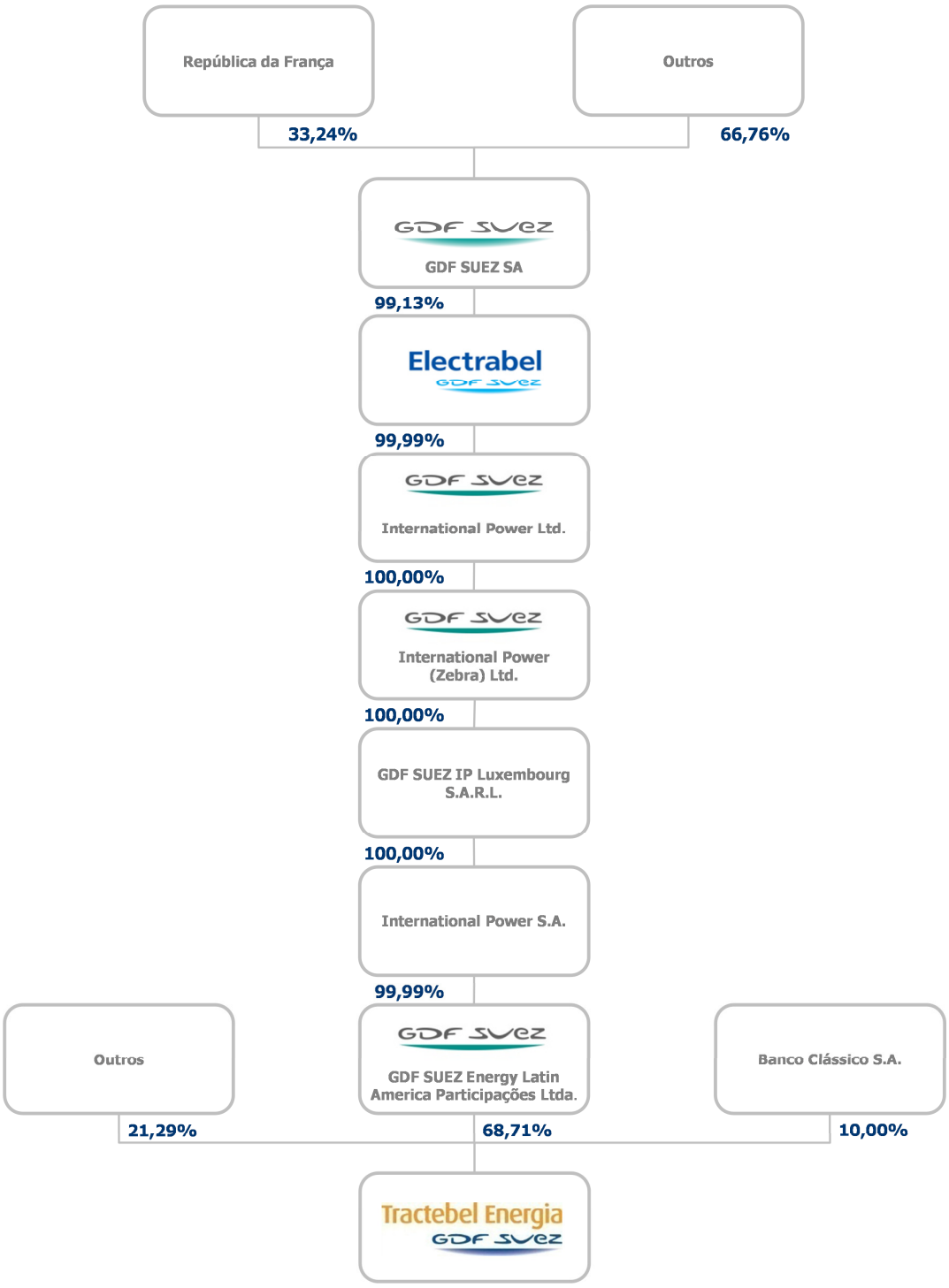
Data da última assembleia / Data da última alteração	14/04/2016
Quantidade acionistas pessoa física (Unidades)	6.727
Quantidade acionistas pessoa jurídica (Unidades)	7.672
Quantidade investidores institucionais (Unidades)	1.020

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)	203.848.707	31,230000%
Quantidade preferenciais (Unidades)	0	0,000000%
Preferencial Classe A	0	0,000000%
Total	203.848.707	31,230000%

15.4 Organograma dos acionistas da Companhia identificando controladores diretos e indiretos bem como acionistas com participação igual ou superior a 5% de ações (apresentação facultativa)



15.5 Acordos de Acionistas

Não há Acordo de Acionistas da Companhia arquivado em sua sede ou do qual o seu controlador seja parte com relação à Companhia.

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 Ltd. (IPR) – atual denominação da International Power Plc - não configurou alteração no grupo de controle da Companhia. Detalhes sobre essa operação estão inseridos no item 8.1.

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, a Companhia destaca que as ações da GDF SUEZ são amplamente pulverizadas e que não possui conhecimento de outros acionistas, a não ser a República da França, com participação superior a 5% das ações totais da GDF SUEZ. Em 2013 o Groupe Bruxelles Lambert (GBL) vendeu parte das ações que detinha da GDF SUEZ, reduzindo a sua participação acionária de 5,1% para 2,4%.

"*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 a 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.

Quadro 15.3 – Ações em circulação

Em 30.04.2015, data da realização da Assembleia Geral Ordinária, os membros do Conselho de Administração, Diretoria Executiva, Conselho Fiscal e Comitê Estratégico detinham 381.132 ações, as quais não foram consideradas como estando em circulação.

Outras informações

Além das informações anteriormente apresentadas, não existem outras informações relevantes sobre esta seção "15".

16.1 Regras, Políticas e Práticas para Transações com Partes Relacionadas

A Companhia possui contratos celebrados com suas controladas e com suas controladoras indiretas, conforme a seguir especificados.

A contratação das operações descritas abaixo foi aprovada pelos órgãos da administração da Companhia e das controladas ou controladoras (diretas e indiretas), conforme o caso, em observância aos limites de competência definidos no Estatuto Social da Companhia e em seus procedimentos internos para contratação de tais operações.

Considerando que a Companhia atua no setor elétrico, os negócios jurídicos realizados entre agentes concessionários, permissionários e autorizados e partes a eles relacionadas devem ser submetidos à anuência prévia da Aneel, sendo que o descumprimento dessa exigência pode ensejar a aplicação de penalidades.

Comitê Especial Independente para Avaliação de Transações com Partes Relacionadas

A Companhia e sua controladora GSELA promoveram em 01.10.2010 uma apresentação aos acionistas e mercado em geral onde foram anunciadas alterações na prática de governança a serem aplicadas às transações envolvendo partes relacionadas, especialmente às aquisições de empresas da sua controladora direta GSELA e indireta GDF SUEZ.

A principal novidade na governança foi a criação de um Comitê denominado "Comitê Especial Independente para Avaliação de Transações com Partes Relacionadas", o qual terá, quando convocado, as principais atribuições e características:

- Será nomeado pelo Conselho de Administração e composto por 3 à 5 membros, escolhidos entre membros independentes do Conselho de Administração e executivos da Tractebel Energia, tendo por maioria membros independentes do Conselho. A independência dos membros é caracterizada conforme definição do Novo Mercado;
- Será responsável pela negociação das transações com a GDF SUEZ e a apresentação de recomendações ao Conselho de Administração da Tractebel Energia;
- Avaliará a criação de valor do projeto durante as negociações, garantindo que a Tractebel Energia retenha ao menos 50% do valor agregado ao projeto. Além disso, a GDF SUEZ se compromete em limitar o montante recebido acima de suas contribuições de *equity*, ajustados por CDI, em no máximo 12% do "CAPEX" total; e
- Será autorizado a contratar advogados, assessores financeiros, consultores técnicos e outros assessores para apoio nas negociações.

O regulamento do Comitê Especial Independente para Avaliação de Transações com Partes Relacionadas está arquivado no site da Companhia (www.tractebelenergia.com.br) da Comissão de Valores Mobiliários (www.cvm.gov.br) e da BM&FBOVESPA (www.bmfbovespa.com.br).

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

1ª instalação do Comitê:

Em 27.04.2011, foi aprovada, pela 111ª Reunião do Conselho de Administração (RCA) da Companhia, a instalação do Comitê Especial Independente para Transações com partes Relacionadas para analisar, negociar e recomendar, ou não, a celebração de Contrato de Opção de Compra de Energia pela Companhia da empresa Energia Sustentável do Brasil S.A. (ESBR).

O comitê foi composto pelos Conselheiros Independentes José Pais Rangel e Antonio Alberto Gouvêa Vieira e pelo então Diretor de Comercialização de Energia da Companhia, José Luiz Jansson Laydner (atualmente Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos). A atribuição do comitê foi a apresentação de relatório fundamentado sobre a transação e a recomendação acerca da transação em questão.

Em 29.07.2011, na 113ª RCA, o citado comitê apresentou o resultado das análises que realizou sobre as condições comerciais e financeiras da proposta de opção de compra de energia formulada pela ESBR à Companhia e às afiliadas de seus demais acionistas (Chesf, Eletrosul e Camargo Corrêa). Essas análises foram conduzidas com o apoio de assessores especializados, exclusivamente contratados para auxiliá-los no assunto, incluindo consultoria especializada na área de energia e escritório de advocacia empresarial.

Em sua análise, o Comitê destacou que se tratava de uma opção de compra a título gratuito (sem prêmio), podendo ser exercida ou não, a critério exclusivo da Companhia. Observou ainda que, naquela oportunidade, o preço de exercício encontrava-se superior aos preços de mercado obtidos em suas análises e que, como é inerente às opções de compra, o importante será o preço e as condições à época de seu exercício, podendo a Companhia eventualmente propor preço inferior ao contemplado na opção.

Com essas considerações, o Comitê, por unanimidade, opinou a favor da realização da operação, de acordo com as condições previstas, sendo esta operação também aprovada pelo Conselho de Administração, sem prejuízo da sugestão do Comitê, à época de cada exercício, se for o caso, a Diretoria tentar negociar junto à ESBR a compra da energia por preço inferior ao contemplado na opção, caso este preço, no momento do exercício, esteja acima do preço de mercado.

2ª instalação do Comitê:

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 04.05.2012, ratificou e aprovou a instalação do Comitê com o objetivo de realizar uma análise suplementar àquela efetuada para a contratação de opção de compra e venda de energia elétrica com a ESBR tendo em vista uma eventual transação, em termos e condições semelhantes, referente à opção de compra de energia oriunda da UHE Jirau a ser celebrada com uma empresa comercializadora de energia controlada pelo grupo GDF SUEZ. O referido comitê foi desinstalado nesta mesma data, após a aprovação desta matéria no Conselho de Administração.

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
Companhia Energética Estreito - CEE	01/01/2015	979.264,80		979.264,80	31.12.2017	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							
Lages Bioenergética Ltda.	15/03/2004	59.217.600,00	Em 2014: R$ 105.852.868,90; Em 2013: 46.223.543,75; Em 2012: 71.122.233,64.	59.217.600,00	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							
Tractebel Energia Comercializadora Ltda. e Companhia Energética Estreito	01/01/2012	396.143.966,59	Em 2014: R$ 371.789.510,40; Em 2013: 641.738.773,24; Em 2012: R$ 384.005.850,62.	396.143.966,59	Até 31.12.2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Contrato de Compra e Venda de Energia - 150 MW médios mensais entre as empresas controladas TBLC e CEE. O presente contrato possui cláusula de flexibilização que permite à compradora definir a quantidade de fornecimento necessária, limitado a 150 MW médios mensais.						
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	No caso de suspensão total de disponibilização, pela vendedora, da energia contratada; se ocorrer alteração na estrutura acionária da vendedora que comprometa sua capacidade de cumprimento de suas obrigações contratuais; se qualquer das partes deixar de ser agente da CCEE; em caso de falência, deferimento de recuperação judicial, dissolução ou liquidação judicial ou extrajudicial.						
Natureza e razão para a operação							
Tractebel Energia Comercializadora Ltda. e empresas do Complexo Eólico Trairi	01/01/2013	1.640.862.000,00	Em 2014: R$ 1.734.582.585,15; Em 2013: 1.832.617.307,14; Em 2012: R$ 1.640.862.000,00.	1.640.862.000,00	Até 31.12.2032	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Contrato de Compra e Venda de Energia - 64 MW médios mensais entre a TBLC e empresas do Complexo Eólico Trairi.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	No caso de qualquer uma das partes deixar de cumprir com qualquer uma das obrigações contratuais, ressalvadas as hipóteses de Caso Fortuito ou de Força Maior; se ocorrer alteração na estrutura acionária de qualquer uma das partes que comprometa o cumprimento de suas obrigações contratuais; se a vendedora tiver alteração no seu controle acionário; se qualquer das partes deixar de ser agente da CCEE; em caso de falência, deferimento de recuperação judicial, dissolução ou liquidação judicial ou extrajudicial.						
Natureza e razão para a operação							
Tractebel Energia Comercializadora Ltda.	01/01/2014	1.803.896,16	Em 2014: R$ 979.264,80.	1.803.896,16	31.12.2017	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							
Controladas da Tractebel Energias Complementares Participações Ltda.	01/01/2014	4.240.550,88	Em 2014: R$ 4.048.120,44.	4.240.550,88	31.12.2017	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						

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
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							
Usina Termelétrica Pampa Sul S.A.	01/01/2015	979.264,80		979.264,80	31.12.2017	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.	01/01/2013	798.881.904,00	Em 2013: 0,00.	798.881.904,00	Até 31.12.2013	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Contrato de compra e venda de energia - 950 MW médios mensais.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não existe cláusula de rescisão ou extinção do contrato.						
Natureza e razão para a operação							
Lages Bioenergética Ltda.	01/06/2009	211.571,28	Em 2013: 225.486,96; Em 2012: 211.571,28.	211.571,28	Prazo indeterminado. O presente contrato foi finalizado em 31.12.2013.	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.						

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	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	423.142,68	Em 2013: 450.974,04; Em 2012: 423.142,68.	423.142,68	Prazo indeterminado. O presente contrato foi finalizado em 31.12.2013.	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 2014: R$ 190.826.636,73; Em 2013: 196.860.671,27; Em 2012: R$ 201.937.945,57.	199.706.000,00	Até 28.04.2025	NÃO	0,000000
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							
Companhia Energética São Salvador	27/01/2011	153.755.895,60	Em 2013: 0,00; Em 2012:157.808.947,20.	153.755.895,60	Originalmente previsto até 22.04.2037.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada. Incorporada em 30.12.2013.						
Objeto contrato	Contrato de Compra e Venda de Energia - 5 MW médios mensais.						

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
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Em hipóteses de Caso Fortuito ou de Força Maior; se ocorrer alteração na estrutura societária de uma das partes, que comprometa o cumprimento das obrigações; se qualquer das partes deixar de ser agente da CCEE; em caso de falência, deferimento de recuperação judicial, dissolução ou liquidação judicial ou extrajudicial; por manifestação expressa de uma das partes.						
Natureza e razão para a operação							
Tractebel Energia Comercializadora Ltda.	02/09/2010	1.438.713.453,23	Em 2012: 0,00.	1.438.713.453,23	Até 31.12.2012	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Contrato de Compra e Venda de Energia - 778 MW médios mensais.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não existe cláusula de rescisão ou extinção do contrato.						
Natureza e razão para a operação							
Companhia Energética São Salvador	02/08/2004	232.728,48	Em 2013: 0,00; Em 2012: 232.728,48.	232.728,48	Prazo indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada. Incorporada em 30.12.2013.						
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							
Lages Bioenergética Ltda.	01/04/2012	5.852.543,20	Em 2014: R$ 532.247,01; Em 2013: 2.508.232,80; Em 2012: R$ 4.514.819,04.	5.852.543,20	Até 31.03.2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Contrato de operação e manutenção da usina.						

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
Garantia e seguros	Proprietária deverá incluir a operadora como cossegurada 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 Cogeração.						
Natureza e razão para a operação							
Tractebel Energia Comercializadora Ltda.	21/11/2005	541.383.330,00	Em 2014: R$ 112.338.598,91; Em 2013: R$ 214.950.585,33; Em 2012: R$ 310.514.754,77.	541.383.330,00	Até 31.12.2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Contrato de Compra e Venda de Energia - 145 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 de Contratação Regulada firmados pela Compradora em decorrência do 2º Leilão de Energia Existente.						
Natureza e razão para a operação							
Tractebel Energia Comercializadora Ltda.	21/11/2005	781.868.544,00	Em 2014: R$ 278.098.026,26; Em 2013: 395.193.180,42; Em 2012: 506.939.204,00.	781.868.544,00	Até 31.12.2016	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Contrato de Compra e Venda de Energia - 177 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 de Contratação Regulada firmados pela Compradora em decorrência do 4º Leilão de Energia Existente.						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
Lages Bioenergética Ltda.	01/01/2014	901.947,84	Em 2014: R$ 676.460,88.	901.947,84	31.12.2017	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 2013: 0,00; Em 2012: 11.500.660,60.	47.906.815,40	Originalmente previsto até 15.10.2023	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada. Incorporada em 30.12.2013.						
Objeto contrato	Contrato de Operação e Manutenção da Usina Hidrelétrica São Salvador.						
Garantia e seguros	Proprietária deverá incluir a Operadora como cossegurada 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	1.036.657,44	Em 2013: 1.060.137,72; Em 2012: 1.036.657,44.	1.036.657,44	Prazo indeterminado. O presente contrato foi finalizado em 31.12.2013.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controladas						
Objeto contrato	Prestação dos serviços de gerenciamento, planejamento, controle e administração econômica, contábil, fiscal, jurídica e financeira.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Mediante comunicação escrita à outra parte com antecedência de 30 (trinta) dias e nos casos previstos em lei.						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
Itá Energética S.A.	15/01/2001	238.865.651,64	Em 2014: R$ 581.704.118,87; Em 2013: 553.656.570,49; Em 2012: 527.822.610,21.	238.865.651,64	Até 16.10.2030	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 2014: R$ 810.033.696,73; Em 2013: 1.230.995.017,85; Em 2012: 1.304.022.299,45.	2.218.873.795,03	Até 16.10.2030	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada						
Objeto contrato	Compra de Energia entre Tractebel Energia e Itá Energética S.A. (167 MW)						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Falência/concordata; inadimplemento de obrigações não sanadas; falta de pagamento; se a Tractebel Energia deixar de ser acionista da Itasa.						
Natureza e razão para a operação							
Itá Energética S.A.	11/09/1998	186.140.053,09	Em 2014: R$ 222.617.317,10; Em 2013: 209.733.466,98; Em 2012: 204.771.155,84.	186.140.053,09	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.						

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
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							

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 às operações com partes relacionadas obedecem 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 Ltda. (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

A energia gerada pelos projetos do Complexo Eólico Trairi, está sendo comercializada no ACL através da controlada TBLC. Os contratos de venda de energia entre a TBLC e a CEE, e entre a TBLE e a CESS (até a sua incorporação) foram realizados com o objetivo de suprir eventuais perdas decorrentes da geração até a conexão ao sistema.

- 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 Usina Hidrelétrica Estreito e da Usina Termelétrica Lages são realizadas pela Tractebel Energia, que mantêm contrato de prestação de serviço com as controladas que mantém os ativos, com condições definidas com base em parâmetros internos. Esse mesmo serviço era prestado para Companhia Energética São Salvador – incorporada pela Tractebel Energia em 30.12.2013.

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 1998, tendo sido aprovado pela totalidade dos sócios. Um dos fatores que contribuíram para a escolha da Tractebel Energia pelos demais sócios do Consórcio foi a reputação e experiência comprovada da Tractebel Energia na gestão das atividades 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

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.

Transações com a controladora

- Aquisição da Companhia Energética Estreito

De acordo como Modelo de Negócios do Grupo no Brasil, o controlador da Tractebel Energia, GDF SUEZ, participa dos leilões e desenvolve os grandes projetos hidrelétricos no Brasil, uma vez que possui um 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.

O último projeto transferido nesses moldes ocorreu em 2010 tendo a Tractebel Energia efetivado a aquisição, de seu controlador, das ações da Companhia Energética Estreito. 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 AGE 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 Emitido**				
05/05/2016	2.737.360.871,70	Não aplicável	652.742.192	0	652.742.192
Tipo de capital	**Capital Subscrito**				
05/05/2016	2.737.360.871,70	Não aplicável	652.742.192	0	652.742.192
Tipo de capital	**Capital Integralizado**				
05/05/2016	2.737.360.871,70	Não aplicável	652.742.192	0	652.742.192
Tipo de capital	**Capital Autorizado**				
14/04/2009	5.000.000.000,00		0	0	0

17.2 - Aumentos do capital social

Data de deliberação	Orgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão (Reais)	Tipo de aumento	Ordinárias (Unidades)	Preferênciais (Unidades)	Total ações (Unidades)	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
23/02/2016	Conselho de Administração	01/01/0001	290.487.159,11	Sem emissão de ações	0	0	0	0,00000000	0,00	R$ por Unidade

Critério para determinação do preço de emissão

Forma de integralização

05/05/2016	Conselho de Administração	01/01/0001	1.107.620,69	Sem emissão de ações	0	0	0	0,00000000	0,00	R$ por Unidade

Critério para determinação do preço de emissão

Forma de integralização

17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012, não houve qualquer desdobramento, grupamento ou bonificação de ações da Companhia.

17.4 - Informações sobre reduções do capital social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Até a presente data não houve qualquer redução no capital social da Companhia.

17.5 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes na seção 17.

18.1 - Direitos das ações

Espécie de ações ou CDA	Ordinária
Tag along	100,000000
Direito a dividendos	§ 1º - Em cada exercício será obrigatória a distribuição de um dividendo não inferior a 30% do lucro líquido, ajustado nos termos da lei, devendo a destinação do resultado integral do exercício ser submetida à deliberação da Assembleia Geral. § 2º - A Companhia levantará balanço semestral podendo, o Conselho de Administração (CA), declarar dividendos intercalares com base no mesmo. § 3º - A Cia poderá levantar balanço e distribuir dividendos intercalares em períodos menores, desde que o total dos dividendos pagos em cada semestre não exceda o montante das reservas de capital de que trata a lei das S.As. § 4º - O CA poderá declarar dividendos intermediários, à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral. § 5º - A Cia, mediante deliberação do CA, poderá creditar ou pagar aos acionistas juros remuneratórios sobre o capital próprio. Prescreve em 3 anos a ação para pleitear dividendos, os quais, não reclamados reverterão para a Cia.
Direito a voto	Pleno
Conversibilidade	Não
Direito a reembolso de capital	Sim
Descrição das características do reembolso de capital	De acordo com a Lei das S.As., o direito de recesso poderá ser exercido, dentre outros, nos seguintes casos: cisão; redução do dividendo obrigatório; mudança do objeto social da Cia; fusão ou incorporação da Cia em outra sociedade; participação da Cia em um grupo de sociedades, conforme tal expressão é definida na Lei das S.As; incorporação de ações envolvendo a Cia nos termos do artigo 252 da Lei das S.As; e aquisição pela Cia do controle de qualquer sociedade, caso o preço de aquisição ultrapasse os limites estabelecidos na Lei das S.As. De acordo com a Lei das S.As., as ações da Cia podem ser resgatadas mediante determinação dos acionistas em assembleia geral extraordinária que representem, no mínimo, 50% do capital social da Cia. No caso de liquidação da Companhia, os acionistas receberão os pagamentos relativos a reembolso do capital, na proporção de suas participações no capital social, após o pagamento de todas as obrigações da Companhia.
Restrição a circulação	Não
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, nem o nosso Estatuto Social nem tampouco as deliberações adotadas pelos acionistas da Companhia em assembleias gerais, podem privar os acionistas dos seguintes direitos: • direito a participar na distribuição dos lucros; • direito a participar, na proporção da sua participação no capital social, na distribuição de quaisquer ativos remanescentes na hipótese de liquidação da Companhia; • direito de preferência na subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição, exceto em determinadas circunstâncias previstas na Lei das Sociedades por Ações; • direito de fiscalizar, na forma prevista na Lei das Sociedades por Ações, a gestão dos negócios sociais; e • direito de retirar-se da Companhia nos casos previstos na Lei das Sociedades por Ações.
Outras características relevantes	Não existem outras características relevantes relativas aos valores mobiliários de emissão da Companhia.

18.2 Regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública

Não há no Estatuto Social da Companhia qualquer limite ao direito de voto de acionistas. Já as regras estatutárias quanto à realização de oferta pública estão previstas nos artigos 32 a 40, abaixo transcritas, todas decorrentes do ingresso da Companhia no segmento do Novo Mercado da BM&FBOVESPA.

i) Obrigação de realizar oferta pública por alienação de controle

A obrigação de realizar oferta pública por alienação de controle é disciplinada nos artigos 32 a 34 do Estatuto Social da Companhia, assim redigidos:

"**Artigo 32** - A Alienação de Controle da Companhia, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, deverá ser contratada sob a condição, suspensiva ou resolutiva, de que o adquirente se obrigue a efetivar oferta pública de aquisição das ações dos demais acionistas da Companhia, observando as condições e os prazos previstos na legislação vigente e no Regulamento do Novo Mercado, de forma a assegurar-lhes tratamento igualitário àquele dado ao Acionista Controlador Alienante.

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.

Artigo 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 anteriormente citado; 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.

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

Artigo 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 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 das S.A. 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 S.A., 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.

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

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.

ii) Obrigação de realizar oferta pública por cancelamento de registro de companhia aberta

A obrigação de realizar oferta pública por cancelamento de registro de companhia aberta é disciplinada nos artigos 35 a 37 do Estatuto Social da Companhia, a saber:

"**Artigo 35** - O cancelamento do registro de companhia aberta deverá ser precedido de oferta pública de aquisição de ações, a ser feita pelo Acionista Controlador ou pela Companhia, sendo que o preço mínimo a ser ofertado deverá corresponder ao Valor Econômico apurado no laudo de avaliação elaborado nos termos do artigo 37 e seus parágrafos, respeitadas as normas legais e regulamentares aplicáveis.

Parágrafo único - Obedecidos os demais termos do Regulamento do Novo Mercado, deste Estatuto e da legislação vigente, a oferta pública para cancelamento de registro poderá prever, além do pagamento em dinheiro, também alternativa de permuta por valores mobiliários de outras companhias abertas, a ser aceita a critério do ofertado.

Artigo 36 - Quando for informada ao mercado a decisão de se proceder ao cancelamento de registro de companhia aberta, o ofertante deverá divulgar o valor máximo por ação ou lote de mil ações pelo qual formulará a oferta pública.

§ 1º - A oferta pública ficará condicionada a que o valor apurado no laudo de avaliação a que se refere o Artigo 37 e seus parágrafos não seja superior ao valor divulgado pelo ofertante nos termos do caput deste artigo.

§ 2º - Caso o valor das ações determinado no laudo de avaliação seja superior ao valor informado pelo ofertante, a decisão de se proceder ao cancelamento do registro de companhia aberta ficará revogada, exceto se o ofertante concordar expressamente em formular a oferta pública pelo valor apurado no laudo de avaliação, devendo o ofertante divulgar ao mercado a decisão que tiver adotado.

Artigo 37 - O laudo de avaliação deverá ser elaborado por instituição ou empresa especializada, com experiência comprovada e independência quanto ao poder de decisão da Companhia, de seus administradores e/ou do(s) acionistas controladores, além de satisfazer os requisitos do § 1° do Artigo 8° da Lei nº 6.404/76, e conter a responsabilidade prevista no Parágrafo 6º do mesmo artigo.

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

§ 1º - A escolha da instituição ou empresa especializada é de competência privativa da assembleia geral, a partir da apresentação, pelo conselho de administração, de lista tríplice, devendo a respectiva deliberação, não se computando os votos em branco, ser tomada por maioria dos votos das ações em circulação presentes na assembleia que, se instalada em primeira convocação deverá contar com a presença de acionistas que representem, no mínimo, 20% (vinte por cento) do total das ações em circulação ou, se instalada em segunda convocação, poderá contar com a presença de qualquer número de acionistas representantes das ações em circulação.
§ 2º - Os custos incorridos com a elaboração do laudo serão arcados pelo ofertante."

iii) Obrigação de realizar oferta pública pela saída do Novo Mercado

A obrigação de realizar oferta pública pela saída do Novo Mercado é disciplinada nos artigos 38 a 40 do estatuto social da companhia, nos seguintes termos:

"**Artigo 38** - Caso os acionistas da Companhia reunidos em assembleia geral deliberem a saída da Companhia do Novo Mercado para que os valores mobiliários por ela emitidos passem a ter registro para negociação fora do Novo Mercado, ou em virtude de operação de reorganização societária, na qual a companhia resultante dessa reorganização societária não tenha seus valores mobiliários admitidos à negociação no Novo Mercado no prazo de 120 (cento e vinte) dias contados da data da assembleia geral que aprovou a referida operação, o Acionista Controlador deverá efetivar oferta pública de aquisição de ações pertencentes aos demais acionistas da Companhia, no mínimo, pelo respectivo Valor Econômico, a ser apurado em laudo de avaliação elaborado nos termos do artigo 37 e seus parágrafos, respeitadas as normas legais e regulamentares aplicáveis.

Artigo 39 – Na hipótese de não haver Acionista Controlador, caso seja deliberada a saída da Companhia do Novo Mercado para que os valores mobiliários por ela emitidos passem a ter registro para negociação fora do Novo Mercado, ou em virtude de operação de reorganização societária, na qual a sociedade resultante dessa reorganização não tenha seus valores mobiliários admitidos à negociação no Novo Mercado no prazo de 120 (cento e vinte) dias contados da data da assembleia geral que aprovou a referida operação, a saída estará condicionada à realização de oferta pública de aquisição de ações nas mesmas condições previstas no artigo acima.

§ 1º – A referida assembleia geral deverá definir o(s) responsável(is) pela realização da oferta pública de aquisição de ações, o(s) qual(is), presente(s) na assembleia, deverá(ão) assumir expressamente a obrigação de realizar a oferta.

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

§ 2º – Na ausência de definição dos responsáveis pela realização da oferta pública de aquisição de ações, no caso de operação de reorganização societária, na qual a companhia resultante dessa reorganização não tenha seus valores mobiliários admitidos à negociação no Novo Mercado, caberá aos acionistas que votaram favoravelmente à reorganização societária realizar a referida oferta.

Artigo 40 – A saída da Companhia do Novo Mercado em razão de descumprimento de obrigações constantes do Regulamento do Novo Mercado está condicionada à efetivação de oferta pública de aquisição de ações, no mínimo, pelo Valor Econômico das ações, a ser apurado em laudo de avaliação de que trata o Artigo 37 e seus parágrafos deste Estatuto, respeitadas as normas legais e regulamentares aplicáveis.

§ 1º - O Acionista Controlador deverá efetivar a oferta pública de aquisição de ações prevista no caput desse artigo.

§ 2º - Na hipótese de não haver Acionista Controlador e a saída do Novo Mercado referida no caput decorrer de deliberação da assembleia geral, os acionistas que tenham votado a favor da deliberação que implicou o respectivo descumprimento deverão efetivar a oferta pública de aquisição de ações prevista no caput.

§ 3º - Na hipótese de não haver Acionista Controlador e a saída do Novo Mercado referida no caput ocorrer em razão de ato ou fato da administração, os Administradores da Companhia deverão convocar assembleia geral de acionistas cuja ordem do dia será a deliberação sobre como sanar o descumprimento das obrigações constantes do Regulamento do Novo Mercado ou, se for o caso, deliberar pela saída da Companhia do Novo Mercado.

§ 4º - Caso a assembleia geral mencionada no Parágrafo 3º acima delibere pela saída da Companhia do Novo Mercado, a referida assembleia geral deverá definir o(s) responsável(is) pela realização da oferta pública de aquisição de ações prevista no caput, o(s) qual(is), presente(s) na assembleia, deverá(ão) assumir expressamente a obrigação de realizar a oferta."

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

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

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

Exercício social 31/12/2014

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação
31/12/2014	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.805.988.636	35,80	29,34	R$ por Unidade
30/09/2014	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.576.495.453	37,57	31,16	R$ por Unidade
30/06/2014	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.543.156.444	34,67	30,05	R$ por Unidade
31/03/2014	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.865.594.708	36,73	29,46	R$ por Unidade

Exercício social 31/12/2013

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação
31/03/2013	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.557.471.378	34,62	30,15	R$ por Unidade
30/06/2013	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.665.161.878	36,45	30,95	R$ por Unidade
30/09/2013	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.281.592.886	37,70	32,84	R$ por Unidade
31/12/2013	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.165.391.799	39,02	35,94	R$ por Unidade

Exercício social 31/12/2012

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação
31/03/2012	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.417.823.064	32,58	28,31	R$ por Unidade
30/06/2012	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.569.995.016	38,01	30,65	R$ por Unidade
30/09/2012	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.448.656.758	37,66	29,22	R$ por Unidade
31/12/2012	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.264.012.025	36,29	31,51	R$ por Unidade

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	2ª emissão - Série única
Data de emissão	15/05/2007
Data de vencimento	15/05/2014
Quantidade (Unidades)	35.000
Valor total (Reais)	350.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Não
Características dos valores mobiliários	- Vencimento: As Debêntures vencem em 15.05.2014. - As Debêntures são da espécie sem garantia nem preferência (quirografária). - Juros: As Debêntures são atualizadas pelo IPCA e rendem juros remuneratórios correspondentes a 7% ao ano, incidente sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures. - Os recursos obtidos por meio da emissão das Debêntures foram destinados à aquisição pela Emissora da Companhia Energética São Salvador, detentora da concessão da UHE São Salvador, no Rio Tocantins, conforme descrito no Suplemento Definitivo do Prospecto desta Emissão. - Agente fiduciário: Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.
Outras características relevantes	Tais debêntures foram quitadas em 15.05.2014.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	Cana Brava - Série única
Data de emissão	01/04/1998
Data de vencimento	01/04/2013
Quantidade (Unidades)	7.773
Valor total (Reais)	180.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	A Companhia poderá efetuar a qualquer tempo o resgate facultativo da totalidade das debêntures, mediante pagamento do principal e juros a que fizerem jus.
Características dos valores mobiliários	- O valor nominal unitário das Debêntures será de R$ 10.000,00 na data da emissão. - Do total de 18.000 unidades, 7.773 estão em circulação e 10.227 foram convertidas. - O vencimento dar-se-á em parcela única em 01.04.2013. - As Debêntures são da espécie crédito subordinado. - Juros: As Debêntures fazem 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. - Garantia: Carta de Fiança no valor da dívida, 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. - Agente fiduciário: Oliveira Trust DTVM S.A.

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Outras características relevantes	Em 04.10.2012, a Companhia quitou antecipadamente as debêntures relativas à série única “Cana Brava”, emitidas para a construção da UHE Cana Brava. Vide item 18.10.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	5ª emissão - Série única
Data de emissão	15/12/2014
Data de vencimento	15/12/2024
Quantidade (Unidades)	165.000
Valor total (Reais)	165.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Não
Características dos valores mobiliários	- Vencimento: As Debêntures vencem em 15.12.2024. - As Debêntures são da espécie sem garantia nem preferência (quirografária). - Juros: As Debêntures são atualizadas pelo IPCA e rendem juros remuneratórios correspondentes a 6,3% ao ano, incidente sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures. - Os recursos obtidos por meio da emissão das Debêntures destinam-se a modernização da UHE Salto Santiago e UHE Passo Fundo. - Agente fiduciário: Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários
Outras características relevantes	Vide item 18.10.

18.6 Indicação dos mercados brasileiros nos quais valores mobiliários da Companhia são admitidos à negociação

As ações da Companhia são negociadas na BM&FBOVESPA - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros, sob o código "TBLE3".

18.7 Valores Mobiliários admitidos à negociação em mercados estrangeiros

a. País: Estados Unidos da América (EUA).

b. Mercado: Mercado de balcão norte-americano de títulos – "Over the Conter (OTC) lastreados em ações ordinárias de emissão da Companhia.

c. Entidade administradora do mercado no qual os valores mobiliários são admitidos à negociação: Pink OTC Markets.

d. Data de admissão à negociação: 01 de junho de 1998.

e. Segmento de negociação: A*merican Depositary Receipts* (ADR)

f. Data de início de listagem no segmento de negociação: 01 de junho de 1998.

g. Percentual do volume de negociações no exterior em relação ao volume total de negociações de cada classe e espécie no último exercício: Em 2014, a proporção entre o volume negociado de *depositary receipts* em relação às ações ordinárias foi de 0,85%.

h. Proporção de certificados de depósitos no exterior em relação a cada classe e espécie de ações: À época da listagem, cada *depositary share* ordinária representava 5 (cinco) ações ordinárias e cada *depositary share* preferencial representava 5 (cinco) ações preferenciais da Companhia.

Com a aprovação, em 17.08.2005, da conversão da totalidade das ações preferenciais de emissão da Companhia em ações ordinárias, as *depositary shares* preferenciais foram extintas, permanecendo, assim, somente as *depositary shares* ordinárias.

Em 08.10.2008, a Companhia promoveu a alteração da paridade entre as *depositary shares* e ações ordinárias, que passou a ser de um ADR para cada ação ordinária.

i. Banco Depositário: The Bank of New York Mellon

j. Instituição Custodiante: Itaú Unibanco Holding S.A.

18.8 Descrição das ofertas públicas de distribuição efetuadas pela Companhia ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários da Companhia

A Companhia não fez oferta pública de ações nos últimos três anos.

18.9 Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pela Companhia relativas a ações de emissão de terceiro

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2012, 2013 e 2014, a Companhia não realizou ofertas públicas de aquisição relativas a ações de emissão de terceiro.

18.10 Outras informações que a Companhia julga 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 31.12.2014, 2013 e 2012, a Companhia não tinha um plano de recompra de ações de sua 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 mantinha valores mobiliários em tesouraria na data de encerramento do último exercício social.

19.4. Outras informações que a Companhia julga relevantes

Não existem outras informações relevantes sobre este item “19”.

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários

Data aprovação	**20/02/2014**
Cargo e/ou função	Acionistas controladores, administradores e empregados da Companhia, da Controladora e das Sociedades Controladas e Coligadas. Pessoas físicas ou jurídicas não mencionadas anteriormente que, devido a sua função profissional, tenham acesso a informações relevantes. Acionistas ou grupo de acionistas que tenham participação direta ou indireta de no mínimo 5% do capital da Companhia.

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 de emissão da Companhia, inclusive aluguel de ações, 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.

20.2 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Política de negociação de valores mobiliários de emissão da Companhia

A Política de Divulgação de Informações e Negociação de Ações da Tractebel Energia foi aprovada em Reunião do Conselho de Administração realizada em 08.11.2007. O aprimoramento mais recente feito no documento resultou na Versão II da Política, que foi aprovada na 130ª Reunião do Conselho de Administração, realizada em 20.02.2014.

Os Administradores e empregados da Companhia que, em virtude do seu cargo ou função, tenham acesso a Informações Relevantes; os Acionistas Controladores; os acionistas ou grupo de acionistas que tenham uma participação direta ou indireta de no mínimo 5% (cinco por cento) do capital da Companhia; os Administradores e empregados da Controladora e das Sociedades Controladas e Coligadas que, em virtude de seu cargo ou função, tenham acesso a Informações Relevantes; e as pessoas físicas ou jurídicas não mencionadas anteriormente que, entretanto, devido a sua função profissional, tenham acesso a Informações Relevantes, devem assinar o Termo de Adesão a essa Política.

As pessoas que assinarem esse Termo devem abster-se de realizar quaisquer negociações com valores mobiliários de emissão da Companhia, inclusive aluguel de ações, no período de 15 (quinze) dias que anteceder a divulgação das informações trimestrais (ITR) e anuais (DFP). Entretanto, é permitida a aquisição de ações de emissão da Companhia pelos Acionistas Controladores, Administradores e/ou pessoas vinculadas no período citado acima, se realizada em conformidade com plano de investimento previamente aprovado pela Companhia, em conformidade com o disposto no §3º do artigo 15 da Instrução CVM n.º 358/2002, alterada pelas Instruções CVM n.º 369/2002 e n.º 449/2007.

Também é dever dos Administradores da Companhia comunicar ao Diretor de Relações com Investidores da Companhia e este, à CVM e, se for o caso, às Bolsas de Valores e Mercado de Balcão, a titularidade de valores mobiliários de emissão da Tractebel Energia, seja em nome próprio, seja em nome de pessoas a elas vinculadas, bem como as alterações em suas posições acionárias.

São consideradas pessoas vinculadas:

a) cônjuge, de quem não se esteja separado judicialmente, ou companheira (o);

b) qualquer dependente incluído na declaração anual do imposto sobre a renda; e

c) sociedades controladas direta ou indiretamente, sejam pelos Administradores e assemelhados, sejam pelas pessoas citadas nas alíneas anteriores.

20.2 - Outras informações relevantes

A comunicação sobre a alteração na posição acionária deverá ser feita: (i) imediatamente após a investidura no cargo em que se tenha acesso à Informações Relevantes; e (ii) no prazo máximo de 10 (dez) dias após o término do mês em que se verificar alteração das posições detidas, indicando o saldo da posição no período.
Não há nenhuma fiscalização interna sobre as negociações efetuadas em período de vedação.

A Política de Divulgação de Informações e Negociação de Ações também prevê a vedação de negociação com valores mobiliários emitidos pela Companhia, inclusive aluguel de ações, pelas pessoas que assinaram o Termo de Adesão, nos seguintes casos:

a) anteriormente à divulgação de Informação Relevante ao público investidor. Essa vedação não se aplica à aquisição de ações que se encontrem em tesouraria, através de negociação privada, decorrente do exercício de opção de compra de acordo com o plano de outorga de opção de compra de ações aprovado na Assembleia Geral; e

b) quando se afastarem de cargos na Administração da Companhia e do seu relacionamento anteriormente à divulgação de Informação Relevante originada durante seu período de gestão e/ou relacionamento até o encerramento do prazo de 6 (seis) meses contado da data de seu afastamento ou até a divulgação ao público investidor da Informação Relevante, o que ocorrer primeiro;

c) sempre que estiver em curso processo de aquisição ou venda de ações de emissão da Companhia, processo esse que seja de conhecimento público, e sempre que tenha sido celebrado acordo ou contrato para transferência do controle acionário da Companhia, ou se houver sido outorgada opção ou mandato para os mesmos fins, bem como se existir a intenção de promover incorporação, cisão total ou parcial, fusão, transformação ou reorganização societária da Companhia, até a conclusão do respectivo processo.

As vedações de negociação abrangem as negociações realizadas direta e indiretamente pelas pessoas que assinaram o Termo de Adesão, excluídas às realizadas por fundos de investimento dos quais estas pessoas sejam quotistas, desde que não sejam fundos de investimento exclusivos ou fundos de investimento cujas decisões de negociação do administrador ou gestor da carteira não sejam diretamente influenciadas pelas pessoas que assinaram o Termo de Adesão e serão mantidas, mesmo após a divulgação da Informação Relevante, na hipótese em que eventuais negociações com valores mobiliários emitidos pela Companhia por parte de pessoas que assinaram o Termo de Adesão possam interferir, em prejuízo da Companhia ou de seus acionistas, com o ato ou fato associado à Informação Relevante.

É responsabilidade do Diretor de Relações com Investidores a execução e acompanhamento da Política de negociação de valores mobiliários de emissão da Companhia.

Não existem outras informações relevantes sobre este item “20”.

21.1 Descrição de normas, regimentos ou procedimentos internos adotados pela Companhia para assegurar que as informações a serem divulgadas publicamente sejam recolhidas, processadas e relatadas de maneira precisa e tempestiva

Exceto pela Política de Divulgação descrita no item 21.2, a Companhia não adota qualquer outra norma, regimento ou procedimento interno relativo à divulgação de informações.

21.2 Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante adotada pela Companhia, indicando os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de informações relevantes não divulgadas

A Política de Divulgação de Informações e Negociação de Ações da Tractebel Energia foi aprovada em Reunião do Conselho de Administração realizada em 08.11.2007. O aprimoramento mais recente feito no documento resultou na Versão II da Política, que foi aprovada na 130ª Reunião do Conselho de Administração, realizada em 20.02.2014. A referida Política é aplicável aos/às:

i. Administradores e empregados da Companhia que, em virtude do seu cargo ou função, tenham acesso a informações relevantes;

ii. Acionistas Controladores;

iii. Acionistas ou grupo de acionistas que tenham uma participação direta ou indireta de no mínimo 5% (cinco por cento) do capital da Companhia, doravante somente denominados "Acionistas";

iv. Administradores e empregados da Controladora e das Sociedades Controladas e Coligadas que, em virtude de seu cargo ou função, tenham acesso a informações relevantes; e

v. Pessoas físicas ou jurídicas não mencionadas nos subitens (i) a (iv) deste item que, entretanto, devido à sua função profissional, tenham acesso a informações relevantes.

Essas pessoas deverão aderir, mediante a assinatura do Termo de Adesão, à Política de Informações e Negociação de Ações da Tractebel Energia, sendo que a Companhia manterá em sua sede social a relação dessas pessoas e suas respectivas qualificações, indicando cargo ou função exercida, endereço e número de inscrição no Cadastro Nacional de Pessoas Físicas ou Jurídicas, conforme o caso, sendo essa relação mantida à disposição da CVM.

A Política de Informações e Negociação de Ações da Companhia atribui responsabilidade direta e subsidiária pela divulgação de fato relevante ao Diretor de Relações com Investidores que deve divulgar e comunicar à CVM e às Bolsas de Valores, imediatamente após a ciência, qualquer ato ou fato relevante ocorrido ou relacionado aos negócios da Companhia que seja considerado Informação Relevante. Deve ainda zelar pela ampla e imediata divulgação da informação relevante simultaneamente nas Bolsas de Valores e em todos os mercados nos quais a Companhia tenha valores mobiliários admitidos à negociação, assim como ao público investidor.

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

Adicionalmente, a Política estabelece que:

i. A comunicação de informações relevantes à CVM e às Bolsas de Valores deve ser feita imediatamente por meio de documento escrito;

ii. A divulgação de informações relevantes será feita por meio de publicação nos jornais de grande circulação utilizados habitualmente pela Companhia, quais sejam, Diário Catarinense (DC) e Diário Oficial de Santa Catarina (Doesc), podendo ser feita de forma resumida com indicação dos endereços na Internet onde a informação completa deverá estar disponível a todos os investidores, em teor no mínimo idêntico àquele remetido à CVM e às Bolsas de Valores;

iii. Sempre que for veiculada Informação Relevante por qualquer meio de comunicação, inclusive informação à imprensa ou em reuniões de entidades de classe, investidores, analistas ou com formadores de opinião, no País ou no exterior, a Informação Relevante será divulgada simultaneamente à CVM, Bolsas de Valores e ao público investidor; e

iv. As pessoas que assinarem o Termo de Adesão e que tiverem conhecimento de Informação Relevante deverão comunicá-la imediatamente ao Diretor de Relações com Investidores. Tais pessoas devem ainda zelar pela divulgação da Informação Relevante pelo Diretor de Relações com Investidores e, constatada a omissão do mesmo, comunicá-la diretamente à CVM;

v. A informação relevante deverá, preferencialmente, ser divulgada antes do início ou após o encerramento dos negócios nas Bolsas de Valores ou entidades do mercado de balcão organizado, prevalecendo, no caso de incompatibilidade de horário de negociação em mercados de diferentes países, o horário de funcionamento do mercado brasileiro.

Exceção à imediata divulgação de informação relevante

a. Os atos ou fatos que constituam Informação Relevante poderão deixar de ser divulgados se os Acionistas Controladores ou os Administradores entenderem que a sua revelação poderá colocar em risco interesse legítimo da Companhia.

b. Os Acionistas Controladores ou os Administradores da Companhia poderão submeter à apreciação da CVM sua decisão de, excepcionalmente, manter em sigilo atos ou fatos cuja divulgação ao público investidor possa colocar em risco interesse legítimo da Companhia.

c. Constituem-se ressalvas à situação prevista no item "a", (i) o evento de uma informação relevante mantida em sigilo escapar ao controle dos Acionistas Controladores ou dos Administradores e (ii) a constatação de oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociada dos valores mobiliários. Nesses casos, as pessoas acima mencionadas ficam obrigadas, diretamente, ou através do Diretor de Relações com Investidores, a providenciar

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

para que a Informação Relevante seja imediatamente comunicada à CVM, Bolsas de Valores e ao público investidor.

Dever de sigilo

As pessoas que assinarem o Termo de Adesão à Política devem guardar sigilo acerca de informações relevantes que ainda não se tornaram públicas até que tais informações relevantes sejam divulgadas ao público investidor, bem como zelar para que subordinados e terceiros também o façam. Devem ainda restringir a discussão de informações relevantes em lugares públicos e comunicar imediatamente ao Diretor de Relações com Investidores da Companhia quaisquer violações da Política.

Divulgação de informações em ofertas públicas

O Diretor de Relações com Investidores deve divulgar, imediatamente após a deliberação da Companhia de realizar oferta pública que dependa de registro na CVM, a quantidade de valores mobiliários emitidos pela Companhia a serem adquiridos ou alienados, os preços, as condições de pagamento e demais condições a que estiver sujeita a oferta nos jornais de grande circulação utilizados habitualmente pela Companhia.

Divulgação de informações sobre negociações de valores mobiliários de emissão da Companhia

Os Administradores da Companhia deverão comunicar a titularidade de valores mobiliários de emissão da Companhia, tais como ações e debêntures, seja em nome próprio, seja em nome de pessoas a elas vinculadas, bem como as alterações nessas posições.

Essa comunicação deverá ser encaminhada ao Diretor de Relações com Investidores da Companhia, por meio do endereço eletrônico diretorderi@tractebelenergia.com.br, com cópia para controlecvm358@tractebelenergia.com.br. Caberá ao referido Diretor encaminhar a comunicação à CVM e, se for o caso, às Bolsas de Valores e Mercado de Balcão, sendo efetuada (i) imediatamente após terem sido nomeadas ao cargo e (ii) no prazo máximo de 5 (cinco) dias após a realização de cada negócio, indicando o saldo da posição no período.

Divulgação de informações sobre aquisição ou alienação de participação acionária relevante

Os Acionistas Controladores e demais acionistas da Companhia deverão comunicar ao Diretor de Relações com Investidores a aquisição ou alienação de participação acionária relevante.

Entende-se por participação acionária relevante aquela que corresponda, direta ou indiretamente, a 5% (cinco por cento) ou mais de espécie ou classe de ações representativas do capital social da Companhia.

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

A declaração acerca da aquisição ou alienação de participação acionária relevante deverá ser encaminhada à CVM, e, se for o caso, às Bolsas de Valores e Mercado de Balcão.

A comunicação à CVM e às Bolsas de Valores e Mercado de Balcão deverá ser encaminhada imediatamente após ser alcançada a participação relevante, devendo a divulgação ser feita pelo Diretor de Relações com Investidores.

Período de silêncio

Visando assegurar a uniformidade na divulgação dos seus resultados, a Tractebel Energia adota o Período de Silêncio antes da divulgação pública de suas demonstrações contábeis.

Dessa forma, durante o referido período, que se inicia 15 (quinze) dias antes da data determinada para a divulgação, a Companhia abstém-se de comentar sobre as respectivas demonstrações.

Por outro lado, durante o Período de Silêncio, a Companhia não restringe a comunicação de qualquer das outras informações rotineiras.

21.3 Informar os administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações.

O responsável pela política de divulgação de informações é o Diretor Financeiro e de Relações com Investidores.

21.4 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Não existem outras informações relevantes sobre este item “21”.

22.1 Indicar a aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios da Companhia

Nos exercícios sociais encerrados em 2014, 2013 e 2012, a Companhia não adquiriu ou alienou qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal de seus negócios.

22.2 Indicar alterações significativas na forma de condução dos negócios da Companhia

Nos exercícios sociais encerrados em 2014, 2013 e 2012, não houve qualquer alteração significativa na forma de condução dos negócios da Companhia.

22.3 Identificar os contratos relevantes celebrados pela Companhia e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais

Não há qualquer contrato relevante celebrado pela Companhia e/ou suas controladas com terceiros que não seja diretamente relacionado com suas atividades operacionais.

22.4 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Não existem outras informações relevantes sobre este item "22".