Tractebel Energia
GDF SUEZ



Proposta da Administração para a Assembleia Geral Ordinária de 08.04.2014

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 / NIRE Nº 42 3 0002438-4

Endereço: Rua Paschoal Apóstolo Pítsica, 5064 – Agronômica – Florianópolis – SC – CEP 88025.25

TBLE3 NOVO MERCADO BM&FBOVESPA
IBOVESPA
Índice de Sustentabilidade Empresarial ISE 2014
Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada IGC
Índice de Ações com Tag Along Diferenciado ITAG

PROPOSTA DA ADMINISTRAÇÃO PARA A ASSEMBLEIA GERAL ORDINÁRIA A REALIZAR-SE NO DIA 08 DE ABRIL DE 2014, EM ATENDIMENTO À INSTRUÇÃO DA COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS (CVM) Nº 481 DE 17 DE DEZEMBRO DE 2009 (ICVM 481/09).

Segundo o artigo 9º da ICVM 481/09 a Companhia deve fornecer, até 1 (um) mês antes da data da realização da Assembleia Geral Ordinária (AGO), os documentos e informações estabelecidos nos seguintes incisos:

- **Relatório da Administração e Demonstrações Contábeis (Incisos I e II do artigo 9ª da ICVM 481/09)**

  As Demonstrações Contábeis Anuais Completas, que incluem o Relatório da Administração, foram arquivadas na CVM e BM&FBOVEPSA no dia 20 de fevereiro de 2014 e foram publicadas nos jornais Diário Oficial do Estado de Santa Catarina e Diário Catarinense, no dia 28 de fevereiro de 2014. Tais documentos também estão disponíveis nos seguintes websites: da Companhia (www.tractebelenergia.com.br), da CVM (www.cvm.gov.br) e da BM&FBOVESPA (www.bmfbovespa.com.br).

- **Comentário dos administradores sobre a situação financeira da Companhia, nos termos do item 10 do formulário de referência (Inciso III do artigo 9º da ICVM 481/09)**

  As informações referentes ao comentário dos administradores sobre a situação financeira da Companhia estão disponíveis no anexo **I** do presente documento.

- **Relatório (Parecer) dos Auditores Independentes (Inciso IV do artigo 9º da ICVM 481/09)**

  O Relatório (Parecer) dos Auditores Independentes está contemplado nas Demonstrações Contábeis Anuais Completas da Companhia.

- **Parecer do Conselho Fiscal, inclusive votos dissidentes, se houver (Inciso V do artigo 9º da ICVM 481/09)**

  O Parecer do Conselho Fiscal está contemplado nas Demonstrações Contábeis Anuais da Companhia, ressaltando que não houve votos dissidentes.

- **Formulário de Demonstrações Financeiras Padronizadas - DFP (§ 1º do artigo 9º - Inciso I)**

  O formulário Demonstrações Financeiras Padronizadas (DFP) foi enviado pela Companhia no dia 20 de fevereiro de 2014, na mesma data da entrega do Relatório da Administração e Demonstrações Contábeis Anuais Completas. Esse documento pode ser acessado pelos websites da CVM (www.cvm.gov.br) e da BM&FBOVESPA (www.bmfbovespa.com.br)

- **Proposta de destinação do lucro líquido do exercício que contenha, no mínimo, as informações indicadas no anexo 9-1-II da ICVM 481/09 (§ 1º do artigo 9º - Inciso II)**

  As informações referentes ao anexo 9-1-II da ICVM 481/09 estão disponíveis no anexo II do presente documento.

- **Parecer do Comitê de Auditoria, se houver (§ 1º do artigo 9º - Inciso III)**

  A Companhia não possui Comitê de Auditoria.

- **Dados relativos aos candidatos indicados ou apoiados pela Administração da Companhia ou pelos acionistas controladores para as eleições de membros do conselho de administração e fiscal da Companhia, conforme exigências contidas nos itens 12.6 a 12.10 do Formulário de Referência referenciado pela Instrução CVM 480/09,**

  Estão apresentados no anexo III do presente documento; e

- **Informações relativas à remuneração dos administradores baseadas no item 13 do referido Formulário de Referência**

  Estão apresentadas no anexo IV deste documento.

- **Informações relativas à proposta de participação dos empregados nos resultados do exercício de 2013**

  Estão apresentadas no anexo V deste documento.

Anexo I

Artigo 9ª ICVM 480/09 – Inciso III – Comentário dos administradores sobre a situação financeira da Companhia, nos termos do item 10 do formulário de referência

10. Comentário dos Diretores

10.1 Comentários dos diretores sobre

a. Condições financeiras e patrimoniais gerais

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:

- 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 – O baixo nível de endividamento da Companhia possibilita o aproveitamento das oportunidades de crescimento. A relação "Endividamento total / EBITDA" em 31.12.2013 foi de 1,1 vezes e o "Endividamento líquido / EBITDA", na mesma data, foi de 0,75 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.
- 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. Em fevereiro de 2014 foi concluída a aquisição da totalidade do capital social da Ferrari Termoelétrica S.A., uma usina de cogeração a biomassa do bagaço da cana de açúcar com capacidade instalada de 65,5 MW. Ainda para 2014, estão previstas a entrada em operação dos Parques Eólicos Fleixeiras I e Mundaú, cada um com capacidade de 30 MW, e a construção do Complexo Eólico Santa Mônica, também no Ceará e vizinho do complexo Trairí, com capacidade de 97,2 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 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, aferindo novamente a eficiência operacional da Companhia.

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. 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$ 1.499 milhões, representando um aumento pelo nono ano consecutivo.
- Forte geração de caixa operacional - O EBITDA consolidado no ano de 2012 alcançou R$ 3.108 milhões. A margem EBTIDA atingiu 63,3%.
- Baixo nível de endividamento - A relação "Endividamento total / EBITDA" em 31.12.2012 foi de 1,14 vezes e o "Endividamento líquido / EBITDA", na mesma data, foi de 0,76 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 novamente 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 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%.

Informações consolidadas relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2011

Os principais fatores que justificaram a condição patrimonial e financeira favoráveis da Companhia em 2011 são os seguintes:

- Geração de lucro crescente e consistente - Em 2011, a Companhia manteve seu histórico de superação de resultados, mesmo diante de um cenário global de crises, mudanças e incertezas político-econômicas. O lucro líquido consolidado do exercício de 2011 foi de R$ 1.448 milhões.
- Forte geração de caixa operacional. O EBITDA consolidado no ano de 2011 alcançou R$ 2.910 milhões. A margem EBTIDA atingiu 67,2%.
- Baixo nível de endividamento - A relação "Endividamento total / EBITDA" em 31.12.2011 foi de 1,25 vezes e o "Endividamento líquido / EBITDA", na mesma data, foi de 0,99 vezes.
- Classificação de risco (rating) avaliado pela Fitch Ratings em "BBB-" em escala global ("Investment Grade") e "AA+" em escala nacional, e pela Standard & Poor's em "brAA+" em escala nacional, com viés positivo. Conforme anteriormente mencionado, em 2012 a Fitch Ratings e a Standard & Poor's elevaram a classificação de risco da Companhia.
- Reduzido nível de inadimplência de clientes.
- Crescimento sustentado - Em 2011 as quatro primeiras das oito unidades geradoras da Usina Hidrelétrica Estreito iniciaram a operação comercial, contribuindo para o aumento da receita líquida da Companhia em R$ 87 milhões.
- Remuneração aos acionistas sem descapitalização financeira e alinhada às estratégias e aos planos de investimentos da Companhia - No ano de 2011 os dividendos corresponderam a 100% do lucro líquido distribuível.
- Manutenção da Companhia no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da BM&FBOVESPA.
- As ações da Companhia, listadas no Novo Mercado da BM&FBOVESPA, apresentaram apreciação de 16,2%, frente a um recuo de 18,1% do Ibovespa.

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	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2011
Dívida bruta [1]	3.495	3.535	3.649
(-) Caixa e equivalente de caixa	1.224	1.180	782
Dívida líquida	2.271	2.355	2.867
Dívida de longo prazo (% do total da dívida)	81,0%	85,1%	88,6%
Patrimônio líquido	5.365	5.502	5.450
Grau de alavancagem [2]	29,7%	30,0%	34,5%
Composição da estrutura de capital:			
- Capital próprio (patrimônio líquido/ passivo total)	42,4%	44,9%	45,3%
- Capital de terceiros (passivo circulante e não circulante / passivo total)	57,6%	55,1%	54,7%

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

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.

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

c. Capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

Os Administradores da Companhia, mediante análise dos indicadores de desempenho e da geração de fluxo de caixa, entendem que a Companhia, 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.

A relação "Endividamento total / EBITDA" da Companhia, em 31.12.2013, era de 1,15 vezes (1,14 vezes em 2012 e 1,25 em 2011), e a relação "EBITDA / Despesas financeiras" era de 5,35 vezes (5,73 vezes em 2012 e 2011).

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

Conforme já comentado, em abril de 2013, a Fitch Ratings manteve o *rating* Internacional da Companhia em "BBB", bem como manteve o *rating* Nacional de Longo Prazo e da 2ª Emissão de Debêntures em "AAA(bra)", ambos com perspectiva estável. Essa revisão foi motivada pelos seguintes destaques, expostos no documento elaborado por essa agência: (i) elevada e previsível geração operacional de caixa; (ii) sólido fluxo de caixa livre, apesar dos elevados dividendos; (iii) permanência de sólidos indicadores de crédito; (iv) perfil de crédito beneficiado por contratos de venda de energia de longo prazo; (v) forte posição de liquidez e flexibilidade financeira; e (vi) ambicioso plano de investimentos; Riscos de projeto parcialmente mitigados. Com isso os *ratings* da Companhia estão entre os melhores do seu setor de atuação.

Da mesma forma, em 14.11.2013 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), e ao mercado de capitais, por meio da emissão de notas promissórias e/ou debêntures, ou outras fontes de financiamento, visando à manutenção de uma estrutura de capital e liquidez adequados. A Companhia avalia constantemente alternativas de financiamento de suas operações.

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.

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 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$ 8,8 bilhões.

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:

(i) contratos de empréstimo e financiamento relevantes

Principais condições contratadas dos empréstimos e financiamentos em 31.12.2013

		Condições de pagamento		
Empresas / Bancos	**Juros**	**Vencimento**	**Principal e juros**	**Saldos em milhões**
Moeda nacional				
Tractebel Energia				
Bank of America Merrill Lynch	98% do CDI	07.2014	Principal: 07.2013, 01.2014 e 07.2014 Juros: trimestrais	292
Nordic Investment Bank	IPCA + 3,55% a.a.	10.2022	Principal: trimestral, a partir de 10.2015 Juros: trimestrais	151
Bancos (Repasse Finame)	2,5% a.a.	01.2023	Principal: mensal a partir de 02.2015 Juros: trimestrais até 02.2015 e mensais a partir desta data	13
BNDES	TJLP + 2,7% a.a. (a)	10.2023	Mensais	158
Bancos (Repasse BNDES) (b)	TJLP + 3,25% a.a. (a)	10.2023	Mensais	319
Controladas:				
- CEE				
BNDES	TJLP + 1,89% a.a. (a)	09.2029	Mensais	839
BNDES – Crédito Social (e)	TJLP	06.2018	Mensais	22
Bancos (Repasse BNDES) (b)	TJLP + 2,95% a.a. (a)	09.2029	Mensais	570
- Hidropower (Banco do Brasil)	8,08% a.a. (c)	10.2017	Mensais	15
- Beberibe (BNDES)	TJLP + 3,5% a.a. (a)	12.2023	Mensais	86
- Pedra do Sal (BNDES)	TJLP + 1,92% a.a. (a)	12.2023	Mensais	58
- Areia Branca (BNDES)	TJLP + 2,5% a.a. (a)	06.2024	Mensais	50
- Ibitiúva				
BNDES (Subcrédito A e C)	TJLP + 2,05% a.a. (a)	01.2021	Mensais	25
BNDES (Subcrédito B) (d)	4,5% a.a.	01.2020	Mensais	26
- Projeto Trairí (BNDES) (f)	TJLP + 2,51% (a)	07.2029	Mensais	359
Moeda estrangeira – Tractebel Energia				
BNP Paribas (Floating Rate Note)	*Euribor* + 2,75%a.a.	11.2015	Anuais	129
HSBC USA (g)	1,3882% a.a.	08.2015	Principal: 08.2015 Juros: trimestrais	211

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

(b) Os Bancos são os seguintes: Itaú Unibanco, Itaú BBA, Bradesco, Santander e Votorantim.

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

(d) Crédito destinado a financiar máquinas e equipamentos da Usina Ibitiúva.

(e) Crédito destinado a financiar exclusivamente projetos sociais e ambientais do empreendimento Estreito.

(f) Para financiamento do Projeto Trairí que compõe as seguintes empresas: Trairí, Mundaú, Guajiru e Fleixeiras I.

(g) O empréstimo está totalmente protegido contra a variação do dólar norte americano através de uma operação de *swap* cambial em que a Companhia se tornou passiva em uma taxa equivalente a 99,9% do CDI.

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

Os saldos em 31.12.2013 dos contratos abaixo listados se encontram na tabela do item f(i) anteriormente apresentado.

Tractebel Energia

- Bank of America Merrill Lynch

Em julho de 2011, a Companhia contratou um empréstimo junto ao Bank of America Merrill Lynch no valor original de US$ 274 milhões de dólares norte americano, equivalente a R$ 430 milhões.

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 manterá uma posição ativa correspondente à variação do dólar mais juros de 2,6236% a.a. e uma posição passiva equivalente a 98% do CDI.

A instituição financeira que concedeu o empréstimo garante o pagamento de todos os fluxos de caixa decorrentes da operação de *swap* caso a sua subsidiária brasileira eventualmente não honre com as obrigações contratadas. O vencimento do principal e a amortização dos juros do empréstimo e do *swap* ocorrerão exatamente nas mesmas datas.

A Companhia dispõe do direito de liquidar o principal e os encargos financeiros do empréstimo e da operação de *swap* em base líquida, caso necessário, e fará estas liquidações, simultaneamente, nos seus respectivos vencimentos.

Desta forma, os instrumentos financeiros e seus respectivos encargos são considerados um único instrumento financeiro e estão sendo apresentados em base líquida no balanço patrimonial e no resultado da Companhia, refletindo de forma mais apropriada os montantes e a indicação dos fluxos de caixa futuros, bem como os riscos de mercado e de liquidez a que estes fluxos de caixa estarão expostos.

Em consequência, o efeito no resultado financeiro da Companhia decorrente da contratação dos referidos instrumentos financeiros será 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 e Bancos (Repasse BNDES)

Em março de 2007, a Companhia Energética São Salvador (CESS) contratou com o BNDES e Bancos (Repasse BNDES) Itaú Unibanco, Bradesco, Santander e Votorantim, financiamento, no valor inicial de R$ 570 milhões, para a construção da Usina Hidrelétrica São Salvador.

Em 30.12.2013, a CESS foi incorporada pela Companhia e os referidos financiamentos foram integralmente assumidos pela Tractebel Energia.

- 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 renegociadas 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. Não há garantias oferecidas para este empréstimo.

- HSBC USA

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 17.08.2015, e os juros serão amortizados trimestralmente, a partir de 18.11.2013 até 17.08.2015. Os encargos financeiros sobre o valor do financiamento são de 1,3882% a.a. fixos e não há garantias vinculadas a este empréstimo.

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.

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.

- 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 encontra-se pendente de liberação apenas R$ 1 milhão, referentes ao subcrédito Social.

Garantias dos empréstimos e finaciamentos

- Bank of America Merrill Lynch

A garantia do empréstimo é uma Nota Promissória no valor de US$ 274 milhões, correspondentes a R$ 641 milhões em 31.12.2013, em favor do Bank Of America N.A.

- 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 serão 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.

(ii) outras relações de longo prazo com instituições financeiras

São representadas pelas debêntures emitidas pela Companhia. Em 31.12.2013 a Companhia possuía a seguinte emissão vigente:

	Condições de pagamento				
Emissões	**Remuneração**	**Juros/atualização monetária**	**Principal**	**Quantidade**	**Valor em R$ milhões**
2ª Emissão série única	IPCA + 7% a.a.	Anualmente em 15.05	3 parcelas em 15.05 de 2012, 2013 e 2014	35.000	174

As debêntures de 2ª emissão não possuem garantia.

(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.

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% 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	680	6.517	2.778	23.951
De 01.08.2023 a 31.07.2033	61.280	612.800	222.298	2.222.980
		619.317		**2.246.931**
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra				
Até 30.09.2019	200	1.150	631	3.674
De 01.10.2019 a 30.09.2020	16.200	16.200	51.890	51.890
De 01.10.2020 a 30.09.2034	31.109	435.531	99.646	1.395.050
		452.881		**1.450.614**
Usina Hidrelétrica São Salvador				
Até 30.04.2037	20.000	**488.333**	46.457	**1.104.687**
Usina Hidrelétrica Estreito				
Até 31.12.2037	1.960	**47.358**	4.596	**111.130**

O valor presente da obrigação relativa às mencionadas concessões, registrado no balanço de 31.12.2013, é de R$ 1.595 milhões, sendo: R$ 588 milhões para Cana Brava, R$ 524 milhões para Ponte de Pedra, R$ 440 milhões para São Salvador e R$ 43 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 próprios, fornecedores, provisão para remunerações e encargos, provisões fiscais, cíveis e trabalhistas, obrigações com benefícios de aposentadoria e demais obrigações.

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 um montante total de R$ 7.290 milhões, conforme informando no item 3.7 deste formulário.

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

a) Empréstimos e financiamentos

Dívida	*Covenants*
Tractebel Energia	
Bank of America Merrill Lynch	EBITDA[3] /despesas financeiras consolidadas ≥ 2,0 Dívida consolidada/EBITDA ≤ 3,5
Nordic Investment Bank	Controladora: Dívida Total / EBITDA ≤ 3,5 Consolidado: Dívida Total / EBITDA ≤ 4,5 Consolidado: EBITDA / Despesas financeiras no mínimo 2,0
HSBC USA	EBITDA/despesas financeiras consolidadas ≥ 2,0 Dívida consolidada/EBITDA ≤ 4,5
BNDES e Bancos (Repasse BNDES) – São Salvador	Dívida consolidada/EBITDA ≤ 4,5
Controladas consolidadas pela Tractebel Energia	
BNDES e Bancos (Repasse BNDES) - CEE e Areia Branca	Índice de cobertura do serviço da dívida[4] ≥ 1,2
BNDES e Bancos (Repasse BNDES) - Beberibe e Pedra do Sal	Índice de cobertura do serviço da dívida ≥ 1,3
BNDES - Ibitiúva	(i) Índice de endividamento geral ≤ 0,80 (ii) Índice de cobertura do serviço da dívida ≥ 1,3
BNDES – Central Eólica Trairi, Central Eólica Guajiru, Central Eólica Fleixeiras e Central Eólica Mundaú	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.

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.

[3]EBITDA: Lucro operacional - resultado financeiro - depreciação e amortização.
[4]Índice de cobertura do serviço da dívida: Geração de caixa da atividade / Serviço da dívida

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 – Tractebel Energia	***Covenants***
2ª Emissão	(i) EBITDA/Despesas Financeiras Consolidadas ≥ 2,0 (ii) Dívida Consolidada/EBITDA ≤ 3,5

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) alteração no controle acionário direto ou indireto da Companhia; (ii) alienação, inoperância ou paralisação prolongada ou qualquer outra forma de disposição, pela Companhia, de ativos permanentes que representem, de forma individual ou agregada, 25% da capacidade de geração de energia elétrica da Companhia, e que comprovadamente afete a capacidade econômico-financeira da Companhia; e (iii) 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.

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$ 3 milhões ainda estão pendentes de liberação. A previsão da Companhia é que tais recursos sejam liberados até junho de 2014.

Em relação ao financiamento obtido junto ao BNDES para a construção dos parques eólicos do Complexo Trairi, está pendente de liberação apenas o montante de R$ 1 milhão, de um total de R$ 358 milhões financiados. A previsão é que esses recursos sejam liberados durante o exercício de 2014.

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.

- 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 nos balanços patrimoniais em 01.01.2012 e de 31.12.2012

	Saldos em 31.12.2012			Saldos em 01.01.2012		
	Publicado	Ajustes	Reapresentado	Publicado	Ajustes	Reapresentado
Ativo circulante	**1.985.305**	**45.763**	**2.031.068**	**1.526.208**	**41.798**	**1.568.006**
Combustível a reembolsar	-	47.823	47.823	-	47.732	47.732
Outros ativos circulantes	70.981	(2.060)	68.921	56.197	(5.934)	50.263
Ativo não circulante	**10.279.111**	**705**	**10.279.816**	**10.502.355**	**412**	**10.502.767**
Outros ativos não circulantes	40.742	705	41.447	51.433	412	51.845
Total do Ativo	**12.264.416**	**46.468**	**12.310.884**	**12.028.563**	**42.210**	**12.070.773**
Passivo circulante	**1.690.673**	**45.763**	**1.736.436**	**1.472.698**	**41.798**	**1.514.496**
Fornecedores	219.328	45.763	265.091	234.336	41.798	276.134
Passivo não circulante	**5.110.903**	**(38.706)**	**5.072.197**	**5.105.607**	**(105.334)**	**5.000.273**
Obrigações com benefícios de aposentadoria	274.607	(59.009)	215.598	300.964	(159.809)	141.155
Imposto de renda e contribuição social diferidos	179.127	20.303	199.430	166.539	54.475	221.014
Patrimônio líquido	**5.462.840**	**39.411**	**5.502.251**	**5.450.258**	**105.746**	**5.556.004**
Reservas	3.014.411	(9.043)	3.005.368	3.002.215	-	3.002.215
Outros resultados abrangentes	-	48.454	48.454	-	105.746	105.746
Total do Passivo e Patrimônio Líquido	**12.264.416**	**46.468**	**12.310.884**	**12.028.563**	**42.210**	**12.070.773**

(ii) Efeitos nos resultados do exercício findo em 31.12.2012

	Publicado	Ajustes	Reapresentado
Constituição de despesas operacionais, líquidas	(29.009)	(7.951)	(36.960)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**2.547.238**	**(7.951)**	**2.539.287**
Resultado financeiro	(447.238)	(5.752)	(452.990)
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	**2.100.000**	**(13.703)**	**2.086.297**
Imposto de Renda e Contribuição Social	(600.077)	4.660	(595.417)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**1.499.923**	**(9.043)**	**1.490.880**
Lucro Líquido por ação – básico e diluído – R$	**2,30**		**2,28**

h.1) 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	1.103,8
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	(1.058)	21,5	10,1
Custo dos serviços prestados	(25)	0,5	(26)	0,6	(3,8)
	(2.912)	**52,3**	**(2.131)**	**43,4**	**36,6**
LUCRO BRUTO	**2.657**	**47,7**	**2.782**	**56,6**	**(4,5)**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas	(19)	0,3	(23)	0,5	(17,4)
Despesas gerais e administrativas	(178)	3,2	(165)	3,4	7,9
(Constituição) reversão de provisões operacionais	1	0,0	(37)	0,8	(102,7)
Provisão para redução ao valor recuperável	(73)	1,3	-	-	-
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(1)	0,0	(18)	0,2	(94,4)
	(270)	**4,8**	**(243)**	**4,9**	**11,1**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**2.387**	**42,9**	**2.539**	**51,7**	**(6,0)**
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	183	(3,3)	88	(1,8)	106,8
Despesas financeiras	(568)	10,3	(541)	11,0	5,0
	(386)	**7,0**	**(453)**	**9,2**	**(14,8)**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	**2.002**	**35,9**	**2.086**	**42,5**	**(4,1)**
Imposto de renda e contribuição social	(565)	10,1	(595)	12,2	(5,2)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**1.437**	**25,8**	**1.491**	**30,3**	**(3,6)**
LUCRO POR AÇÃO - BÁSICO E DILUÍDO - EM REAIS	**2,20**		**2,28**		
EBITDA	**3.043**	**54,6**	**3.100**	**63,1**	**1,9**

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$ 268 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, 36,7%, ou R$ 781 milhões, superiores aos R$ 2.131 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$ 584 milhões. Maiores detalhes estão descritos a seguir em item específico.

- 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.

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 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 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, 4,5% abaixo do apresentado em 2012, que foi de R$ 2.782 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$ 189 milhões em 2012, ou seja, um acréscimo de R$ 8 milhões, ou 4%. Essas variações estão relacionadas, substancialmente, ao reajuste anual da remuneração e benefícios dos empregados.

- Constituições e reversões de provisões operacionais, líquidas

A Companhia, no ano de 2013, registrou receita líquida decorrente da reversão de provisões operacionais de R$ 1 milhão, ao passo que no ano anterior reconheceu despesa líquida relativa à constituição de provisões de R$ 37 milhões, resultando em impacto positivo de R$ 38 milhões entre os anos analisados. As principais provisões registradas no ano de 2012 também se referem a provisões cíveis e tributárias no valor de R$ 25 milhões e a provisão para perda não recorrente de R$ 16 milhões, resultante de efeitos de incorporação de ativo.

- 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$ 67 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 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$ 58 milhões, ou 1,9%, passando de R$ 3.101 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.

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	386	453
(+) Depreciação e amortização	582	561
EBITDA	**2.970**	**3.100**
(+) Provisão para redução ao valor recuperável *(impairment)*	73	-
EBITDA Ajustado	**3.043**	**3.100**
Margem EBITDA (%)	**54,6%**	**63,1%**

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.

Análise comparativa entre os resultados relativos aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2012 e de 2011, preparadas de acordo com o IFRS e os CPC:

	31 de dezembro de				
Valores em R$ milhões	**2012 (Reapresentado)**	**% da receita**	**2011**	**% da receita**	**2012 *versus* 2011 (%)**
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	**4.913**	**100**	**4.327**	**100**	**13,5**
Custos da energia vendida e dos serviços prestados					
Energia elétrica comprada para revenda	(664)	13,5	(472)	10,9	40,7
Transações no mercado de energia de curto prazo	(53)	1,1	(22)	0,5	140,9
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(330)	6,7	(287)	6,6	15,0
Custo de produção de energia elétrica	(1.058)	21,5	(1.057)	24,5	0,1
Custo dos serviços prestados	(26)	0,5	(23)	0,5	13,0
	(2.131)	**43,4**	**(1.861)**	**43,0**	**14,5**
LUCRO BRUTO	**2.782**	**56,6**	**2.466**	**57,0**	**12,8**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas	(19)	0,4	(17)	0,4	11,8
Despesas gerais e administrativas	(170)	3,5	(157)	3,6	8,3
(Constituição) reversão de provisões operacionais	(37)	0,8	97	(2,3)	(138,1)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(17)	0,2	20	(0,4)	(185,0)
	(243)	**4,9**	**(57)**	**1,3**	**326,3**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**2.539**	**51,7**	**2.409**	**55,7**	**5,4**
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	88	(1,8)	133	(3,0)	(33,8)
Despesas financeiras	(541)	11,0	(508)	11,7	6,5
	(453)	**9,2**	**(375)**	**8,7**	**20,8**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	**2.086**	**42,5**	**2.034**	**47,0**	**2,6**
Imposto de renda e contribuição social	(595)	12,1	(586)	13,5	1,5
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**1.491**	**30,3**	**1.448**	**33,5**	**3,0**
LUCRO POR AÇÃO - BÁSICO E DILUÍDO - EM REAIS	**2,28**		**2,22**	**-**	
EBITDA	**3.100**	**63,1**	**2.910**	**67,2**	**6,5**

Receita líquida de vendas

Entre os anos analisados houve uma ampliação da receita líquida de vendas de R$ 586 milhões, ou 13,5%, passando de R$ 4.327 milhões no ano de 2011 para R$ 4.913 milhões em 2012. Essa elevação decorreu, essencialmente, da combinação do seguinte: (i) R$ 301 milhões – aumento do preço médio líquido de venda; (ii) R$ 213 milhões – elevação da quantidade de energia vendida; (iii) R$ 210 milhões – acréscimo da receita das transações realizadas no ambiente da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); (iv) R$ 7 milhões – crescimento das vendas de crédito de carbono e de cinzas; (v) R$ 145 milhões – redução da exportação de energia.

A entrada em operação comercial ao longo de 2012 de unidades geradoras da Usina Hidrelétrica Estreito (UHE Estreito) agregou receita adicional de R$ 191 milhões no ano, valor já considerado na segmentação mencionada no parágrafo anterior.

- Preço médio líquido de vendas

Em 2012, o preço médio líquido de venda de energia foi de R$ 132,66/MWh, ou 8,1% superior ao praticado no ano de 2011, que foi de R$ 122,68/MWh.

A elevação do preço médio foi resultante da atualização monetária dos contratos existentes bem como dos maiores preços praticados em novos contratos, especialmente, os de venda para comercializadoras.

- Volume de vendas

No acumulado de 2012, a quantidade de energia vendida foi de 34.559 GWh (3.934 MW médios), 575 GWh (55 MW médios), ou 1,7%, acima dos 33.984 GWh (3.879 MW médios) registrados em 2011. Desconsiderando-se a exportação de energia, que caiu de 824 GWh (94 MW médios) em 2011 para 26 GWh (3 MW médios) em 2012, o volume de venda de energia aumentou em 1.373 GWh (156 MW médios), ou 4,1%, entre os anos analisados. Dessa variação, 1.299 GWh (147 MW médios) resultaram da entrada em operação comercial das unidades da UHE Estreito.

O aumento da quantidade de energia vendida, sem considerar a exportação, foi reflexo do que segue: (i) ampliação de 1.653 GWh (188 MW médios) no suprimento de energia para distribuidoras; (ii) evolução de 984 GWh (112 MW médios) na energia vendida para consumidores livres; e (iii) decréscimo de 1.264 GWh (144 MW médios) nas vendas para comercializadoras.

A Companhia, ao longo de 2011 e 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 firmou 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. A título de informação, o montante reclassificado no ano de 2011 foi 678 GWh (77 MW médios), equivalente a R$ 83 milhões.

Custos da energia vendida e dos serviços prestados

Em 2012, os custos da venda de energia e serviços alcançaram R$ 2.131 milhões, 14,5%, ou R$ 270 milhões, superiores aos R$ 1.861 milhões registrados no ano de 2011. Essas variações decorreram, essencialmente, do comportamento dos principais componentes a seguir:

- Energia elétrica comprada para revenda*:* incremento de R$ 192 milhões, correspondentes a 1.341 GWh (153 MW médios) no ano de 2012 em relação a 2011, motivado pelo plano da Companhia de comprar energia de curto e médio prazos para a criação de novos produtos para fornecimento no período de três, quatro e cinco anos e, em menor proporção, pelo reajuste anual de preços dos contratos já existentes.

- Transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito de CCEE: entre os exercícios de 2012 e 2011, o aumento verificado foi de R$ 31 milhões. Maiores detalhes estão descritos a seguir no item 10.2.a. (i)- "Detalhamento das operações na CCEE" deste documento.

- Encargos de uso da rede elétrica e conexão*:* incremento de R$ 43 milhões entre os anos de 2012 e de 2011, refletindo, principalmente, os efeitos do reajuste anual da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e da entrada em operação comercial de três novas unidades geradoras da UHE Estreito.

- Custo de produção de energia elétrica e dos serviços prestados: elevação de R$ 4 milhões entre os exercícios analisados em função, essencialmente, da combinação das seguintes variações:

- Combustíveis para produção de energia elétrica: na comparação entre os anos em análise, esses custos apresentaram um declínio de R$ 69 milhões, refletindo a combinação dos seguintes fatos: (i) queda de R$ 84 milhões no consumo de carvão mineral próprio em razão da redução da exportação de energia; e (ii) elevação de R$ 15 milhões no consumo de biomassa, gás natural e óleo diesel devido ao aumento da geração nas usinas termelétricas.

- Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos: redução R$ 48 milhões entre os anos comparados, resultado da combinação do seguinte: (i) menor geração hidrelétrica em virtude da estiagem que atingiu o país; (ii) reajuste tarifário anual; e (iii) início da operação de novas unidades da UHE Estreito.

- Pessoal: aumento de R$ 19 milhões entre os anos analisados, decorrente, substancialmente, do reajuste anual da remuneração e dos benefícios dos empregados e de provisões adicionais relativas a novas adesões ao Programa de Demissão Voluntária (PDV).

- Materiais e serviços de terceiros: elevação de R$ 20 milhões entre os anos de 2011 e 2012, em função, basicamente, da maior demanda por serviços de manutenção e conservação das unidades geradoras da Companhia e, em menor proporção, por serviços de consultorias ambientais e de engenharia. Ao final de 2012, a Companhia incorreu em custos extraordinários de manutenção das unidades termelétricas, em especial, no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e na Usina Termelétrica Alegrete, a qual foi demandada a gerar para atendimento às necessidades do Sistema Integrado Nacional em razão da redução da oferta de geração hidrelétrica no sistema elétrico brasileiro.

- Depreciação e amortização: ampliação de R$ 63 milhões entre os anos em análise, em razão, especialmente, da entrada em operação de novas unidades geradoras da UHE Estreito.

- Outros custos: aumento de R$ 19 milhões entre os anos verificados, em função do ajuste extraordinário dos tributos sobre compra de energia realizada no primeiro trimestre de 2012.

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

As considerações sobre o funcionamento e reconhecimento das Operações de Curto Prazo estão descritas no item com a mesma denominação relativo às explicações entre os exercícios de 2013 e 2012.

No acumulado de 2012, o resultado líquido na CCEE (receitas menos despesas) foi positivo em R$ 245 milhões, crescimento de R$ 179 milhões em relação ao também resultado positivo de R$ 66 milhões obtidos no mesmo período de 2011.

Essa elevação do resultado decorreu, em especial, da conjunção do que segue: (i) incremento da posição vendedora na CCEE; (ii) aumento da receita resultante da energia secundária, compensada quase que integralmente pelos custos decorrentes da redução da geração hidrelétrica nos últimos meses do ano, conforme anteriormente mencionado; (iii) ampliação do resultado negativo decorrente da exposição termelétrica, ainda que o volume de exposição em 2012 tenha sido inferior ao ano anterior; e (iv) queda do resultado positivo no MRE.

Cabe considerar que os expressivos aumentos do PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste, que passaram de R$ 29,55/MWh em 2011 para R$ 166,77/MWh em 2012, contribuíram significativamente para os efeitos positivos nos resultados decorrentes do aumento da posição vendedora na CCEE e da energia secundária, bem como para os impactos negativos advindos do crescimento do valor da exposição termelétrica e dos custos resultantes da redução da geração hidrelétrica.

Lucro bruto

No ano de 2012 o lucro bruto da Companhia foi de R$ 2.782 milhões, 12,8 % acima do apresentado em 2011, que foi de R$ 2.486 milhões, reflexo das variações explicadas nos subitens "Receita líquida de vendas" e "Custos da energia vendida e dos serviços prestados".

Receitas (despesas) operacionais

- Despesas gerais e administrativas

No acumulado de 2012, as despesas gerais e administrativas foram de R$ 170 milhões, portanto, superiores em R$ 13 milhões aos R$ 157 milhões de 2011. Excluindo-se a doação extraordinária realizada pela Companhia no montante de R$ 5 milhões em 2012, essas despesas cresceram R$ 8 milhões entre os exercícios comparados, resultado, principalmente, das seguintes variações: (i) incremento de R$ 9 milhões de gastos com pessoal devido ao reajuste anual da remuneração e benefícios dos empregados e de provisões adicionais relativas a novas adesões ao Programa de Demissão Voluntária (PDV); (ii) aumento de R$ 4 milhões nos gastos e provisões relativas a serviços de consultorias e advogados; (iii) redução de R$ 3 milhões na depreciação e amortização causada pelo término da vida útil de determinados ativos; e (iv) redução de R$ 2 milhões nas despesas com aluguéis.

- (Constituição) reversão de provisões operacionais

A Companhia, no ano de 2012, registrou despesa líquida decorrente de provisões operacionais de R$ 37 milhões, ao passo que no ano anterior reconheceu receita líquida relativa à reversão de provisões de R$ 97 milhões, acarretando, portanto, impacto negativo no resultado entre os anos analisados de R$ 126 milhões. As principais provisões registradas em 2012 correspondem, principalmente, a (i) contingências de naturezas cíveis e tributárias no valor de R$ 13 milhões; (ii) provisão para perda não recorrente resultante de efeitos de incorporação de ativo, a ser realizada pela Companhia, no valor de R$ 16 milhões; e (iii) ajuste retrospectiva do CPC 33 (R1) na ordem de R$ 8 milhões. As reversões mais relevantes reconhecidas em 2011 foram: (i) de passivo atuarial, não recorrente, registrado no montante adicional de R$ 77 milhões; e (ii) de contingências de naturezas cíveis, trabalhistas e tributárias, no valor liquido de R$ 13 milhões.

- Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas

No ano de 2012, foi reconhecida uma despesa líquida de R$ 8 milhões, referente, substancialmente, à perda na baixa de ativos fixos e a penalidades assumidas com fornecedores, enquanto que em 2011 foi registrada receita líquida de R$ 20 milhões, decorrente da combinação do seguinte: (i) ganho não recorrente na alienação de investimento no montante de R$ 15 milhões; (ii) ganho extraordinário em ação judicial referente a PIS e Cofins de R$ 9 milhões; e (iii) perda na baixa de ativo imobilizado no valor de R$ 5 milhões. Os citados impactos derivaram um efeito negativo no resultado entre os anos comparados de R$ 37 milhões.

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

No acumulado de 2012, esse resultado foi de R$ 2.539 milhões, R$ 13 milhões ou 5,4% maior em relação ao apresentado no mesmo período do ano anterior, que foi de R$ 2.409 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 caíram R$ 45 milhões, passando de R$ 133 milhões em 2011 para R$ 88 milhões em 2012. Essa variação é explicada, substancialmente, pelas seguintes reduções: (i) R$ 28 milhões na receita de aplicação financeira; (ii) R$ 7 milhões nos juros sobre créditos tributários; (iii) R$ 2 milhões nos juros sobre contas de energia; (iv) R$ 3 milhões decorrentes, essencialmente, de recuperação de valores de aplicações financeiras de instituição liquidada pelo Banco Central; e (v) R$ 5 milhões em outras receitas financeiras.

- Despesas financeiras

As despesas financeiras cresceram de R$ 508 milhões em 2011 para R$ 541 milhões em 2012, ou seja, R$ 27 milhões, resultante dos seguintes aumentos: (i) R$ 15 milhões nos juros; (ii) R$ 3 milhões na variação cambial; (iii) R$ 9 milhões na variação monetária; e (iv) ajuste retrospectivo do CPC 33 (R1) em aproximadamente R$ 6 milhões.

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

No acumulado do ano, as despesas com IR e CSLL passaram de R$ 586 milhões, em 2011, para R$ 595 milhões em 2012, crescimento de R$ 9 milhões. Essa evolução é resultado, sobretudo, do aumento 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 2011 e 2012 ficaram em 28,5% e 28,8%, respectivamente.

Lucro líquido do exercício

No exercício de 2012, o lucro líquido alcançou R$ 1.490 milhões, valor 3,0%, ou R$ 43 milhões, superior ao alcançado no ano de 2011, que foi de R$ 1.448 milhões. Desconsiderando-se os efeitos não recorrentes – a provisão de R$ 10 milhões em 2012 e a reversão da provisão e os ganhos em ação judicial e na alienação de investimento, no montante total de R$ 67 milhões, em 2011 –, o lucro líquido entre os anos analisados teve um aumento de R$ 120 milhões, ou 8,2%.

Esse crescimento foi resultante, sobretudo, da combinação dos seguintes fatores já considerados ao longo deste relatório: (i) aumento 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 geradoras da UHE Estreito; (iii) crescimento dos custos com a compra de energia para revenda; (iv) crescimento das provisões para contingências; (v) redução das receitas financeiras; e (vi) redução da exportação de energia.

EBITDA e Margem EBITDA

No ano de 2012, o EBITDA atingiu R$ 3.108 milhões, 6,8% superior ao do ano anterior, que foi de R$ 2.910 milhões, enquanto a margem EBITDA sofreu redução de 3,9 p.p. – 63,3% em 2012 e 67,2% em 2011.

Excluindo-se os efeitos anuais não recorrentes – total de R$ 101 milhões em 2011, sendo R$ 77 milhões referentes à reversão de provisão, R$ 9 milhões oriundos de ganho em ação judicial e R$ 15 milhões relativos à alienação de investimento; e R$ 16 milhões em 2012 decorrentes de provisão –, o EBITDA cresceu 11,2%. Por outro lado, a margem EBTIDA sofreu redução entre os anos de 2011 e 2012 de 64,9% para 63,6%. A queda na margem EBITDA decorreu, principalmente, da combinação do seguinte: (i) elevação da compra de energia para revenda; e (ii) aumento do resultado positivo das transações no âmbito da CCEE, que parcialmente compensou o fator descrito no item (i).

Reconciliação entre o lucro líquido e o EBITDA

Valores em R$ milhões	31.12.2012 (Reapresentado)	31.12.2011
Lucro líquido do exercício	1.491	1.448
(+) Imposto de renda e contribuição social	595	586
(+) Despesas financeiras, líquidas	453	374
(+) Depreciação e amortização	561	502
EBITDA	**3.100**	**2.910**
Margem EBITDA (%)	**63,1%**	**67,2%**

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 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.

h.2) Comparação entre os balanços patrimoniais de 31 de dezembro de 2013, 31 de dezembro de 2012 e 31 de dezembro de 2011 preparados de acordo com o IFRS e os CPC

	ATIVO							
Valores em R$ milhões	**31.12.2013**	**%**	**31.12.2012** (Reapresentado)	**%**	**31.12.2011**	**%**	**31.12.2013 *versus* 31.12.2012 (%)**	**31.12.2012 *versus* 31.12.2011 (%)**
ATIVO CIRCULANTE								
Caixa e equivalentes de caixa	1.224	9,7	1.180	9,6	782	6,5	3,7	50,9
Contas a receber de clientes	740	5,8	623	5,1	542	4,5	18,8	14,9
Estoques	65	0,5	45	0,4	43	0,4	44,4	4,7
Outros créditos fiscais a recuperar	60	0,5	55	0,4	63	0,5	9,1	(12,7)
Combustíveis a reembolsar	140	1,1	48	0,4	6	-	191,7	700,0
Outros ativos circulantes	109	0,9	80	0,5	90	0,8	36,3	(11,1)
	2.338	**18,5**	**2.031**	**16,4**	**1.526**	**12,7**	**15,1**	**33,1**
ATIVO NÃO CIRCULANTE								
Realizável a Longo Prazo								
Outros créditos fiscais a recuperar	100	0,8	122	1,0	152	1,3	(18,0)	(19,7)
Valores a receber pela alienação de ativo	87	0,7	87	0,7	87	0,7	-	-
Depósitos vinculados	131	1,0	103	0,8	91	0,8	27,2	13,2
Depósitos judiciais	107	0,8	110	0,9	106	0,9	(2,7)	3,8
IR e CS diferidos	18	0,1	17	0,1	24	0,2	5,9	(29,2)
Outros ativos não circulantes	39	0,4	48	0,5	61	0,4	(18,8)	(21,3)
	482	**3,8**	**487**	**4,0**	**521**	**4,3**	**(1,0)**	**(6,5)**
Imobilizado	**9.708**	**76,7**	**9.683**	**78,7**	**9.885**	**82,2**	**0,3**	**(2,0)**
Intangível	**126**	**1,0**	**110**	**0,9**	**96**	**0,8**	**14,5**	**14,6**
	10.316	**81,5**	**10.280**	**83,6**	**10.502**	**87,3**	**0,4**	**(2,1)**
TOTAL	**12.654**	**100,0**	**12.311**	**100,0**	**12.028**	**100,0**	**2,8**	**2,4**

	PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO							
Valores em R$ milhões	**31.12.2013**	**%**	**31.12.2012 (Reapresentado)**	**%**	**31.12.2011**	**%**	**31.12.2013 *versus* 31.12.2012 (%)**	**31.12.2012 *versus* 31.12.2011 (%)**
PASSIVO CIRCULANTE								
Fornecedores	510	4,0	265	2,2	234	1,9	92,5	13,2
Dividendos e juros sobre o capital próprio	221	1,7	248	2,0	221	1,8	(10,9)	12,2
Empréstimos, financiamentos e debêntures	667	5,3	527	4,3	417	3,5	26,6	26,4
Concessões a pagar	52	0,4	49	0,4	46	0,4	6,1	6,5
Imposto de renda e contribuição social a pagar	434	3,4	383	3,1	307	2,6	13,3	24,8
Outras obrigações fiscais e regulatórias	63	0,5	54	0,4	78	0,6	16,7	(30,8)
Provisão para remunerações e encargos	64	0,5	62	0,5	54	0,4	3,2	14,8
Obrigações com pesquisa e desenvolvimento	56	0,4	57	0,5	39	0,3	(1,8)	46,2
Provisões fiscais, cíveis e trabalhistas	15	0,1	29	0,2	9	0,1	(48,3)	222,2
Obrigações com benefícios de aposentadoria	29	0,2	32	0,3	36	0,3	(9,4)	(11,1)
Outros passivos circulantes	72	0,7	30	0,2	32	0,4	140,0	(6,3)
	2.183	**17,2**	**1.736**	**14,1**	**1.473**	**12,3**	**25,7**	**17,9**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE								
Empréstimos, financiamentos e debêntures	2.830	22,4	3.008	24,4	3.232	26,9	(5,9)	(6,9)
Concessões a pagar	1.543	12,2	1.380	11,2	1.220	10,1	11,8	13,1
Obrigações com pesquisa e desenvolvimento	27	0,2	10	0,1	39	0,3	170,0	(74,4)
Provisões fiscais, cíveis e trabalhistas	180	1,4	146	1,2	133	1,1	23,3	9,8
Obrigações com benefícios de aposentadoria	190	1,5	216	1,8	301	2,5	(12,0)	(28,2)
Imposto de renda e contribuição social diferido	164	1,3	199	1,6	167	1,4	(17,6)	19,2
Outros passivos não circulantes	172	1,4	113	0,9	13	0,1	52,2	769,2
	5.106	**40,4**	**5.072**	**41,2**	**5.105**	**42,4**	**0,7**	**(0,6)**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO								
Capital social	2.446	19,3	2.446	19,9	2.446	20,3	-	-
Reservas de capital	92	0,7	92	0,7	92	0,8	-	-
Ajustes de avaliação patrimonial	590	4,7	631	5,1	648	5,4	(6,5)	(2,6)
Reservas de lucros	1.772	14,0	1.755	14,3	1.745	14,5	1,0	0,6
Dividendos propostos	462	3,7	576	4,7	517	4,3	(19,8)	11,4
	5.362		**5.500**		**5.448**			
Participação de acionista não controlador	3	-	3	-	2	-	-	-
	5.365	**42,4**	**5.503**	**44,7**	**5.450**	**45,3**	**(2,5)**	**9,4**
TOTAL	**12.654**	**100,0**	**12.311**	**100,0**	**12.028**	**100,0**	**2,8**	**2,4**

As reclassificações ocorridas em 31.12.2012 estão descritas no item 10.1 “h” deste formulário.

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, 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.

Outros ativos circulantes

O acréscimo de R$ 29 milhões deriva, principalmente, do acréscimo do saldo a compensar de imposto de renda e contribuição social.

Ativo não circulante

Realizável a longo prazo

Outros 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 Trairi.

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.

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.

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$ 42 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.

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 - passivo

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$ 59 milhões decorre, fundamentalmente, das obrigações contingentes oriundas dos investimentos adquiridos e da compra de energia elétrica, cujas expectativas são de que as liquidações ocorrerão no longo prazo.

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.

Comentários sobre variações significativas entre os balanços patrimoniais de 31.12.2012 e 31.12.2011

Ativo circulante

Caixa e equivalentes de caixa

O incremento de R$ 398 milhões decorreu, essencialmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) recursos provenientes das atividades operacionais de R$ 2.359 milhões; (ii) captação de financiamento de R$ 244 milhões para a construção dos parques eólicos do Complexo Eólico Trairi e para obras da UHE Estreito; (iii) aplicação de R$ 335 milhões em ativos imobilizado e intangível; (iv) amortização de R$ 395 milhões de empréstimos, financiamentos e debêntures; (v) pagamento de parcelas de concessões a pagar no montante de R$ 49 milhões; e (vi) pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio de R$ 1.421 milhões.

Contas a receber de clientes

O crescimento de R$ 81 milhões deve-se, basicamente, ao aumento do preço de venda da energia e os valores a receber oriundos da energia vendida no ambiente regulado pela UHE Estreito, cujo início ocorreu em janeiro de 2012.

Depósitos vinculados

A redução de R$ 38 milhões deve-se à redução dos depósitos em garantia às transações realizadas na CCEE, dada à menor exposição da Companhia nas operações praticadas nesse mercado.

Outros ativos circulantes

O acréscimo de R$ 15 milhões deriva do maior volume de adiantamento a fornecedores e de valores a receber pela alienação de ativos e serviços prestados a terceiros.

Ativo não circulante

Realizável a longo prazo

Impostos e contribuições sociais a recuperar

O decréscimo de R$ 34 milhões decorre, substancialmente, da conjunção entre o seguinte (i) a constituição de créditos de PIS e Cofins sobre a aquisição de máquinas e equipamentos e, em menor proporção, sobre os gastos com construção de usinas, e (ii) a transferência de parte de créditos para o circulante em virtude de se tornarem aptos a compensação no ano seguinte.

Impostos de renda e contribuição social diferido - ativo

A redução de R$ 7 milhões decorreu, essencialmente, da compensação de lucros com prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social.

Depósitos vinculados

A ampliação de R$ 12 milhões foi derivada, basicamente, do complemento do depósito em garantia do financiamento para a UHE Estreito.

Depósitos judiciais

O acréscimo de R$ 5 milhões corresponde, principalmente, a atualização dos valores depositados, os novos depósitos feitos e os resgates realizados durante o período em análise.

Imobilizado

A redução de R$ 202 milhões decorre, substancialmente, à combinação do seguinte: (i) aquisições de ativos no montante de R$ 354 milhões, dos quais R$ 113 milhões correspondem aos parques eólicos do Complexo Trairi, R$ 177 milhões à UHE Estreito e R$ 64 milhões a obras para manter a confiabilidade e segurança do sistema de geração das usinas da Companhia; (ii) depreciação de R$ 546 milhões; e (iii) baixas de R$ 10 milhões.

Intangível

A evolução de R$ 13 milhões decorreu, substancialmente, do reconhecimento dos direitos sobre as licenças de operação da UHE Estreito, que correspondem aos custos necessários para a obtenção e manutenção da licença de operação dessa Usina.

Passivo circulante

Fornecedores

O decréscimo de R$ 15 milhões deve-se, substancialmente, a combinação do que segue: (i) reclassificação de parte de obrigações com encargos de uso da rede elétrica e da energia elétrica comprada para o passivo não circulante; (ii) e aumento do saldo de fornecedores de ativo imobilizado e de transações na CCEE.

Dividendos e juros sobre capital próprio

A ampliação de R$ 27 milhões decorre do maior crédito de juros sobre o capital próprio no mês de dezembro de 2012 em comparação com o mesmo mês de 2011.

Empréstimos, financiamentos e debêntures

O incremento de R$ 110 milhões ocorreu pelos seguintes fatores: (i) transferência de R$ 528 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 2013; (ii) encargos financeiros apropriados de R$ 249 milhões; e (iii) pagamentos de principal e juros de R$ 667 milhões.

Concessões a pagar

A elevação de R$ 3 milhões deve-se, principalmente, à combinação da transferência do passivo não circulante no valor de R$ 52 milhões com os pagamentos realizados no exercício de R$ 49 milhões.

Impostos e contribuições sociais a pagar

O aumento de R$ 64 milhões decorre, substancialmente, do maior imposto de renda e contribuição social do exercício de 2012 em relação ao de 2011.

Provisão para remuneração e encargos

O acréscimo de R$ 8 milhões foi motivado, essencialmente, pela maior provisão para gastos com o Programa de Demissão Voluntária (PDV) em razão de novas adesões ao programa.

Provisões fiscais, cíveis e trabalhistas

O avanço de R$ 20 milhões refere-se, substancialmente, a transferência do não circulante em razão da expectativa de desembolsos para a liquidação de provisões ao longo do exercício de 2013.

Passivo não circulante

Empréstimos, financiamentos e debêntures

A redução de R$ 225 milhões é explicada pelos seguintes fatores: (i) transferência para o passivo circulante de R$ 528 milhões das dívidas que vencerão em 2013; (ii) recebimento de financiamentos do BNDES para aplicação na construção dos parques eólicos do Complexo Trairi e da UHE Estreito no valor de R$ 244 milhões; e (iii) encargos financeiros de R$ 59 milhões.

Concessões a pagar

O incremento de R$ 160 milhões decorre do seguinte: (i) juros e variação monetária de R$ 209 milhões; (ii) transferência para o passivo circulante de R$ 52 milhões; e (iii) ajuste nos valores da concessão da UHE Estreito de R$ 3 milhões.

Provisões fiscais, cíveis e trabalhistas

O avanço de R$ 13 milhões refere-se, substancialmente, ao que segue: (i) constituição de novas provisões no valor de R$ 30 milhões, (ii) atualização das provisões existentes no montante de R$ 16 milhões; e (iii) transferência para o circulante de R$ 33 milhões relativos, essencialmente, às provisões com expectativa de liquidação no ano de 2013;

Obrigações com benefícios de aposentadoria

A redução de R$ 26 milhões deve-se, essencialmente, ao seguinte: (i) juros sobre o passivo atuarial, liquido do rendimento dos ativos dos Planos, de R$ 10 milhões; (ii) contribuição da patrocinadora de R$ 32 milhões; e (iv) reconhecimento da reversão do passivo em razão do ganho atuarial de R$ 8 milhões.

Imposto de renda e contribuição social diferidos - passivo

O aumento de R$ 12 milhões decorre, basicamente, da combinação (i) da constituição dos tributos diferidos sobre os ganhos com a operação de *swap* relativo ao financiamento com o Bank of América Merrill Lynch e sobre a depreciação acelerada incentivada de determinados custos de construção e aquisição de ativos; e (ii) da reversão resultante da depreciação do ajuste ao valor justo do ativo imobilizado reconhecido quando da primeira adoção dos pronunciamentos técnicos dos IFRS e CPC.

Outros

A elevação de R$ 71 milhões decorre, fundamentalmente, da transferência de obrigações relativas a encargos de uso da rede elétrica e a compra de energia elétrica, cuja expectativa é de que as liquidações ocorrerão no longo prazo.

Patrimônio líquido

O aumento de R$ 13 milhões decorreu da combinação do seguinte: (i) lucro líquido do exercício de 2012 de R$ 1.500 milhões; (ii) pagamento dos dividendos relativos a 2011 de R$ 517 milhões; e (iii) dividendos intercalares e juros sobre o capital próprio creditados relativos a 2012 de R$ 970 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	31.12.2013	%	31.12.2012	%	31.12.2011 (Reclassificado)	%	31.12.2013 *versus* 31.12.2012 (%)	31.12.2012 *versus* 31.12.2011 (%)
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS								
Suprimento de energia elétrica	3.074	55,1	3.183	64,8	2.859	66,1	(3,4)	11,3
Fornecimento de energia elétrica	1.887	33,9	1.399	28,5	1.209	27,9	34,9	15,7
Transações no mercado de curto	566	10,2	298	6,1	88	2,0	89,9	238,6
Exportação de energia elétrica	-	0,0	8	0,2	153	3,5	(100,0)	(94,8)
Outras receitas	42	0,8	25	0,4	18	0,5	68,0	38,9
	5.569	**100,0**	**4.913**	**100,0**	**4.327**	**100,0**	**13,4**	**13,5**

A Companhia, ao longo de 2011 e 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. A título de informação, o montante reclassificado da rubrica "Suprimento de energia elétrica" para a rubrica "Fornecimento de energia elétrica", no ano de 2011, foi R$ 82 milhões.

Análise comparativa das variações significativas dos componentes da receita líquida de vendas entre os exercícios findos em 31.12.2013 e 31.12.2012

Suprimento de energia elétrica

No ano de 2013, essa receita atingiu R$ 3.074 milhões, redução de 3,4%, ou R$ 109 milhões, em relação ao exercício de 2012, que foi de R$ 3.183 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 para distribuidoras; (ii) R$ 141 milhões – crescimento de 5,1% no preço médio líquido de venda para distribuidoras; (iii) R$ 85 milhões – redução de 739 GWh (84 MW médios), ou 25,8% em GWh, na quantidade de energia vendida para comercializadoras; e (iv) R$ 14 milhões – ampliação, em 5,1%, do preço da energia vendida para comercializadoras.

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 10.2.h.1.

Análise comparativa das variações significativas dos componentes da receita líquida de vendas entre os exercícios findos em 31.12.2012 e 31.12.2011

Suprimento de energia elétrica

No período de 12 meses de 2012, a receita de suprimento de energia elétrica atingiu R$ 3.183 milhões, acréscimo de R$ 324 milhões, ou 11,3%, em relação à receita auferida em 2011, que foi de R$ 2.859 milhões. Essa ampliação é explicada pelas seguintes variações: (i) R$ 168 milhões - crescimento de 6,5% no preço médio líquido de venda para distribuidoras; (ii) R$ 57 milhões – ampliação do preço da energia vendida para comercializadoras em 17,0%; (iii) R$ 231 milhões – incremento de 1.653 GWh (188 MW médios), ou 9,1%, no volume vendido para distribuidoras; e (iv) R$ 132 milhões – redução de 1.264 GWh (144 MW médios) nas vendas para comercializadoras.

O aumento das vendas para distribuidoras deve-se, substancialmente, ao início do fornecimento da energia da UHE Estreito no ambiente regulado de comercialização de energia para distribuidoras, a partir de 1º de janeiro de 2012. No ano em análise, houve ainda uma redução no volume comercializado através de contratos bilaterais assinados anteriormente aos leilões de energia no ambiente regulado.

Durante o ano de 2011, a energia gerada pela UHE Estreito foi vendida, substancialmente, para consumidores livres.

Fornecimento de energia elétrica

Nos 12 meses de 2012, a receita de fornecimento de energia alcançou R$ 1.399 milhões, 15,6% além dos R$ 1.209 milhões auferidos no mesmo período de 2011. Essa ampliação está relacionada ao que segue: (i) R$ 114 milhões – acréscimo de 984 GWh (112 MW médios) na quantidade de venda de energia; e (ii) R$ 76 milhões – crescimento de 6,0% no preço médio líquido da energia vendida.

Transações no mercado de curto prazo

No ano em análise, houve uma ampliação de R$ 210 milhões na receita auferida na CCEE, passando de R$ 88 milhões em 2011 para R$ 298 milhões em 2012. Maiores explicações sobre essas operações e variações podem ser encontradas no item 10.2.h.1.

Exportação de energia elétrica

No acumulado de 2012, a receita líquida de exportação de energia foi de R$ 8 milhões, redução de R$ 145 milhões em relação aos R$ 153 milhões registrados no ano de 2011. A queda verificada decorreu tanto pela menor demanda, principalmente por parte da Argentina, quanto pelo fato de as unidades termelétricas da Companhia estarem operando por ordem de mérito, em atendimento às necessidades energéticas do País. Cabe considerar que o volume de exportação de energia de cada usina do Sistema Elétrico Brasileiro é definido pelo ONS com base na disponibilidade das usinas e levando-se em consideração os menores custos declarados das mesmas.

(ii) fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Os fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais da Companhia nos anos de 2013, 2012 e 2011 estão abaixo mencionados. Informações complementares sobre os mesmos estão detalhadas nos itens 10.1. h e 10.2. a (i) anteriormente descritos.

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 financeiras líquidas em função da conjunção de menores rendas com aplicações financeiras e dos maiores juros e variações, monetárias e cambiais, sobre as dívidas.

Ano de 2011 - (i) elevação do preço médio líquido de venda e da exportação de energia; (ii) resultado positivo obtido com o início da operação comercial da UHE Estreito; (iii) redução do volume de compras de energia para revenda; (iv) queda do resultado positivo nas transações realizadas no âmbito da CCEE; (v) aumento de reversões de provisões operacionais; e (vi) decréscimo dos juros e variação monetária sobre os empréstimos e financiamentos, em função das amortizações das dívidas; (vii) crescimento da despesa com a variação cambial sobre as dívidas, em consequência da desvalorização do real frente às moedas estrangeiras que atualizam os empréstimos.

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 2013 foi de cerca de R$ 18 milhões e nos anos de 2012 e 2011 foi de aproximadamente R$ 29 milhões e R$ 10 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 2013, 2012 e 2011.

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$ 18 milhões, R$ 14 milhões e R$ 11 milhões em 2013, 2012 e 2011, respectivamente.

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 2013 foi reajustada em 3,54% em relação a que era praticada no exercício de 2012, o que gerou um impacto no custo da Companhia de cerca de R$ 5 milhões. Já nos exercícios de 2012 e 2011 os efeitos decorrentes dos reajustes de 6,6% e 5,6% foram de 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 parcela dos empréstimos exposta à variação da cotação de moeda estrangeira em 31.12.2013 era de R$ 129 milhões (R$ 215 milhões em 31.12.2012 e R$ 212 milhões em 31.12.2011), correspondente a 3,7% (6,1% em 31.12.2012 e 5,8% em 31.12.2011) 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.

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 2014 e 2015.

O resultado financeiro da Companhia em decorrência da variação cambial no exercício de 2012 foi impactado negativamente em R$ 39 milhões (R$ 21 milhões em 2011 e efeito positivo de R$ 18 milhões em 2011). Estes efeitos representaram aproximadamente 2,0% do resultado operacional da Companhia em 2013 (1,0% em 2011 e 0,9% em 2010).

Em decorrência do baixo nível de endividamento da Companhia em moeda estrangeira, o risco de impactos relevantes no seu resultado financeiro e caixa em decorrência da variação das moedas estrangeiras frente ao Real é relativamente baixo.

Exposição ao risco de taxa de juros e índices flutuantes

A Companhia está exposta à taxa de juros e índices flutuantes relacionados às variações da 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 31.12.2013			
- 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
Exercício Social findo em 31.12.2011			
- Juros	239	105	344
- Variação monetária	35	67	102

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 entrada em operação comercial da oitava e última unidade geradora da Usina Hidrelétrica Estreito, em março de 2013, e o início da operação comercial dos parques eólicos Trairí e Guajiru, em outubro e novembro de 2013, aumentou em 39,1 MW médios a capacidade comercial da Companhia.

b. Constituição, aquisição ou alienação de participação societária

As principais informações referentes à aquisição, incorporação e alienação de participações societárias da Companhia nos anos de 2013, 2012 e 2011 são as seguintes:

b.1) Eventos relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2013

Companhia Energética Estreito (CEE)

Em março de 2013, a Aneel autorizou o início da operação comercial da 8ª unidade geradora de energia da UHE Estreito, adicionando 135,8 MW de potência e 7,0 MW médios de capacidade comercial da usina. Com essa nova unidade em operação a UHE Estreito atingiu 100% do total de sua capacidade instalada e de sua energia assegurada, o equivalente a 1.087 MW e 641,1 MW médios, respectivamente, sendo 435,6 MW e 256,9 MW médios pertencentes à CEE.

Companhia Energética São Salvador (CESS)

Em 30.12.2013, a Assembleia Geral Extraordinária dos Acionistas aprovou, por unanimidade, a incorporação da controlada integral Companhia Energética São Salvador (CESS) na Tractebel Energia, mediante versão do acervo líquido da empresa na data base de 30.12.2013.

Complexo Trairi – atualização em relação às informações de 2012

Os parques eólicos Trairi e Guajiru deram início à operação comercial em outubro e novembro de 2013, adicionando 55,4 MW de capacidade instalada e 32,1 MW médios de capacidade comercial ao parque gerador da Companhia. O parque eólico Fleixeiras iniciou suas operações em teste em dezembro de 2013 com a efetivação da operação comercial em janeiro de 2014, agregando 30 MW e 16,6 MW médios, respectivamente, às capacidades instalada e comercial da Companhia. A energia gerada pelos parques eólicos do Projeto Trairí tem sido vendida no Ambiente de Comercialização Livre (ACL), em contratos de médio e longo prazo, através da controlada TBLC.

Projeto Campo Largo

Em junho de 2013, a Companhia concluiu o processo de aquisição da CLWP Brasil Ltda. pelo montante de R$ 22 milhões, após o cumprimento de determinadas condições previstas em contrato firmado em janeiro de 2013, dos quais R$ 13 milhões referem-se a parcelas vincendas, atualizadas pela variação do IPCA e de juros de 1,5% a.a.

A CLWP é detentora de 7 SPE, cada qual responsável pelo desenvolvimento de um projeto de geração eólica, nos municípios de Umburanas e Sento Sé, a 420 km de Salvador, com potência instalada conjunta de 206 MW e capacidade comercial de 105 MW médios.

A Companhia está em processo de realização de estudos internos de avaliação quanto à implantação do projeto.

Os controladores anteriores da CLWP também estão desenvolvendo outros projetos eólicos, de mais 150 MW de capacidade instalada, na mesma região, sobre os quais a Companhia tem preferência de compra, pelo valor de R$ 17 milhões, condicionada à obtenção de licenciamento ambiental, já em fase adiantada de aprovação.

Complexo Eólico Santa Mônica

O Complexo Eólico Santa Mônica possui capacidade instalada e comercial atualizada total de 97,2 MW e 55,3 MW médios, respectivamente. O referido projeto se encontra em fase adiantada de estudos internos de avaliação quanto à sua implantação. O Complexo é composto pelos seguintes parques eólicos.

- Central Eólica Santa Mônica e Central Eólica Ouro Verde – atualização em relação ás informações de 31.12.2012.

Em agosto de 2013, a TBLP, controlada integral da Companhia, concluiu o processo de aquisição das empresas Usina Geradora Eólica Santa Mônica SPE S.A. (cujo projeto denomina-se Central Eólica Santa Mônica) e Usina Geradora Eólica Santa Mônica II SPE Ltda.(detentora do projeto Central Eólica Ouro Verde) pelo valor de R$ 7 milhões, após o atendimento das condições contratuais precedentes ao fechamento do negócio, dos quais R$ 4 milhões referem-se a parcelas vincendas, atualizadas pela variação do IPCA. O projeto eólico, localizado no Estado do Ceará, é composto por duas usinas com capacidade instalada atualizada total de 48,6 MW e capacidade comercial atualizada de 27,1 MW médios.

- Central Eólica Cacimbas – atualização em relação às informações de 31.12.2012

Em fevereiro de 2013, após o cumprimento das condições precedentes, a TBLP finalizou a aquisição da Central Eólica Cacimbas Ltda. (atual denominação da Flecheiras Geração e Comercialização de Energia Elétrica Ltda.). A capacidade instalada e comercial atualizada do projeto é de 18,9 MW e 11,7 MW médios, respectivamente.

- Central Eólica Estrela

A Central Eólica Estrela (projeto detido pela Central Eólica Trairí II Ltda.), adquirida no ano de 2010, é um projeto cuja capacidade instalada atualizada é de 29,7 MW e a capacidade comercial atualizada é de 16,5 MW.

Ferrari Termoelétrica S.A.

Em dezembro de 2013, a Companhia assinou contrato de aquisição da totalidade do capital social da Ferrari Termoelétrica S.A., através da controlada TBLP, pelo valor de R$ 172 milhões, desde que satisfeitas determinadas condições resolutivas estabelecidas no contrato de compra e venda de ações. Em fevereiro de 2014, após o cumprimento de todas as condições precedentes, a aquisição da empresa foi concluída.

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.

A SPE pretende realizar investimentos da ordem de R$ 85 milhões, direcionados à modernização e ampliação da UTE, a fim de ampliar sua capacidade instalada para 80,5 MW. Com isso, é esperada a elevação da sua capacidade comercial para 35,6 MW médios.

Alienação do Projeto Porto das Barcas

Em 12.12.2013, a Companhia, em função de pouca sinergia com os demais projetos eólicos, alienou a totalidade das ações detidas capital social da Porto das Barcas S.A., pelo montante de aproximadamente R$ 2 milhões, um projeto eólico localizado no Estado do Piauí. Esta empresa não realizou nenhuma atividade operacional.

b.2) Eventos relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012

Complexo Trairi – atualização em relação às informações de 2011

Em maio de 2012, foi concedido pelo BNDES o financiamento de R$ 358 milhões, destinado à implantação dos quatro parques eólicos do Complexo Trairi, no Ceará, dos quais R$ 205 milhões foram sacados até dezembro de 2012. A capacidade instalada e comercial do parque é 115,4 MW e de 58,2 MW médios, respectivamente.

Projeto eólico Santa Mônica

Em outubro de 2012, a TBLP, controlada da Companhia, assinou contrato de aquisição, pelo montante de R$ 7 milhões, do projeto eólico Santa Mônica, localizado no Ceará, próximo aos parques eólicos do Complexo Trairi.

Esse projeto é composto por duas usinas com capacidade instalada total de 58,8 MW e capacidade comercial de 26,5 MW médios.

Projetos eólicos Campo Largo

A Companhia, através da TBLP, assinou, em janeiro de 2013, o contrato de compra da totalidade do capital social da CLWP Brasil Ltda. (CLWP) pelo valor de R$ 23 milhões, que será integralmente pago desde que satisfeitas determinadas condições previstas em contrato. A CLWP é detentora de sete projetos de geração eólica, localizados nos municípios de Umburanas e Sento Sé, no Estado da Bahia, com capacidade instalada conjunta aproximada de 206 MW e capacidade comercial estimada de 105 MW médios.

Os controladores anteriores da CLWP também estão desenvolvendo projetos eólicos de mais 150 MW de capacidade instalada, na mesma região, sobre os quais a Companhia tem uma opção de compra no valor de R$ 16 milhões, condicionada à obtenção de licenciamento ambiental, já em fase adiantada de aprovação.

Projeto eólico Flecheiras

Em fevereiro de 2013, a Companhia adquiriu o projeto eólico Flecheiras, localizado no Estado do Ceará e, também, próximo a outros parques já em construção pela Companhia. A capacidade instalada e comercial prevista para o projeto é de 18,9 MW e 8,9 MW médios, respectivamente. O valor da aquisição foi de R$ 1 milhão.

b.3) Eventos relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2011

Conclusão da alienação do Projeto Seival

Em junho de 2011, a Companhia concluiu o processo iniciado em 2010 de venda da totalidade das ações que detinha no capital social da Seival Participações S.A. (Seival), após o cumprimento de todas as condições precedentes estabelecidas no contrato de venda, dentre as quais a anuência prévia da Aneel e a aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE).

A Seival era detentora de 99,99% do capital social da Usina Termelétrica Seival Ltda., empresa que detém os direitos, inclusive as autorizações da Aneel e a licença de instalação, para implantar e explorar uma usina termelétrica a carvão, em Candiota (RS), com potência instalada de até 540 MW. Até a data da venda a empresa não desenvolveu qualquer atividade operacional.

O valor total corrigido da venda foi de R$ 39 milhões, resultando assim, em um ganho de capital no valor de R$ 15 milhões reconhecido no resultado da Companhia.

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

Projetos de geração de energia eólica – Complexo Trairi e Porto do Delta

No mês de março de 2011, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a implantação de cinco projetos eólicos para venda de energia elétrica no mercado livre, quatro no Estado do Ceará (CE) - Complexo Trairi - e um no Estado do Piauí (PI) - Porto do Delta. Os projetos totalizavam 145,4 MW de capacidade instalada, com investimento total estimado em R$ 625 milhões. Parte significativa da capacidade comercial dessas usinas foi vendida para consumidores livres em contratos de médio e de longo prazo.

Com referência ao Porto do Delta, cuja capacidade instalada é de 30 MW, a Companhia concluiu a sua venda no ano de 2013.

c. Eventos ou operações não usuais

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

Ano de 2013 – os principais eventos foram os que seguem: (i) reconhecimento de provisão para redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*) no valor de R$ 73 milhões, correspondente principalmente aos ativos da Usina Termelétrica Charqueadas, em razão de normas impostas recentemente pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) que reduzirão o reembolso do consumo de carvão, a partir de janeiro de 2016, dependendo do padrão de eficiência da usina e não possibilitarão a recuperação de investimentos adicionais que seriam necessários para o atingimento de novos fatores de eficiência exigidos pelo regulador; (ii) registro dos custos estimados de R$ 55 milhões relativos à 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; (iii) ganho financeiro de R$ 49 milhões auferido pela liquidação antecipada a valor de mercado da dívida junto à Secretaria do Tesouro Nacional (STN) e de seu respectivo depósito em garantia; e (iv) ganho 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.

Ano de 2012 – os eventos mais importantes foram os seguintes: (i) reconhecimento da provisão para perda resultante de efeitos de incorporação de ativo, no valor de R$ 16 milhões; e (ii) registro de despesa líquida, no montante de R$ 17 milhões, relativa à perda na baixa de ativos fixos substituídos e a penalidades assumidas com fornecedores.

Ano de 2011 – os principais eventos foram: (i) registro do complemento do ganho judicial registrado em 2010, no valor de R$ 9 milhões, relativo ao processo IN 468; (ii) perda na baixa de ativo imobilizado, no montante de R$ 5 milhões, resultante da substituição de ativos; e (iii) ganho de R$ 15 milhões em razão de alienação do investimento na Maesa.

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.

CPC 19 (R2) e IFRS 11 – 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. caracterizam uma operação em conjunto.

A adoção da referida norma não resultou em nenhuma alteração em relação ao método utilizado para a elaboração do balanço patrimonial e resultado da Companhia relativos ao exercício findo em 31.12.2012.

b. Efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

Em consequência das alterações das normas 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 2013, 2012 e 2011

Não houve ressalva no Relatório (Parecer) dos Auditores Independentes da Companhia relativo às Demonstrações Conteis dos exercícios findos em 31.12.2013, 31.12.2012 e 31.12.2011.

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, 31.12.2012 e 31.12.2011, 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.

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

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

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

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.

"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 decorrentes dos planos de benefício de pensão são determinados atuarialmente usando o método da unidade de crédito projetada.

A taxa de desconto usada para o cálculo do valor presente dos compromissos é definida na data do balanço patrimonial, com base nas taxas de juros de títulos do Governo Federal com vencimentos similares aos esperados para os pagamentos dos compromissos futuros projetados; e (ii) os ativos do plano de pensão são avaliados a valor de mercado na data do balanço patrimonial.

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 a mudanças nas condições econômicas e de mercado, eventos regulatórios, decisões judiciais ou períodos de vida mais curtos ou longos dos participantes. Entretanto, a Companhia e seus atuários utilizaram premissas consistentes com as análises internas e externas realizadas para a definição das estimativas utilizadas.

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.

d) Provisões fiscais, cíveis e trabalhistas

É definida 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 2013, 2012 e 2011 que possa resultar em impactos significativos para a Companhia.

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 31.12.2012. 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) formalização de transferências de documentos a assessores jurídicos externos; (iii) classificação de Certificado de Depósito Bancário conforme expectativa quanto a sua liquidez; (iv) prazo de amortização do ágio gerado na aquisição do investimento na controlada Itá Energética S.A.; (v) apresentação e mensuração da operação de empréstimo e swap junto ao Bank of America; (vi) depreciação pelo método das unidades produzidas na Companhia Energética Estreito; (vii) apresentação da Demonstração de Resultado Abrangente, mesmo não contendo saldos; (viii) abertura no balanço dos tributos sobre o lucro; (ix) apresentação líquida dos tributos correntes e diferidos; e (x) 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.

A Companhia não obteve nos anos de 2013, 2012 e 2011 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)

Informações prestadas juntamente com o item 10.9 deste formulário.

b. Outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Não aplicável.

10.9 Comentários dos diretores em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.8

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

b. natureza e o propósito da operação

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

Apresentamos a seguir as informações em conjunto com as requeridas no item 10.8 anteriormente solicitadas.

Arrendamentos mercantis operacionais – Eólicas Beberibe, Pedra do Sal e Projeto Trairí

Os projetos eólicos da Companhia possuem contratos de arrendamento de terrenos utilizados na instalação e edificação das torres dos aerogeradores, subestação e instalações de transmissão associadas. Os contratos têm parcelas fixas e/ou variáveis e atualização por índices de inflação ou percentuais sobre a receita operacional bruta das empresas. Os prazos dos contratos normalmente são equivalentes ao das autorizações concedidas pela Aneel para a geração de energia. Os pagamentos mínimos futuros estimados são como segue:

Ano	R$ milhões
2014	3
2015 a 2018	11
2019 em diante	37
	51

Carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos

Não aplicável.

Contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços

- Contratos Bilaterais de Compra e Venda de Energia Elétrica

A tabela a seguir apresenta o balanço energético da Companhia, na data base de 31.12.2013, considerando a sua energia assegurada e os contratos de compra e venda em vigor para os próximos seis anos.

Balanço de Energia

	(em MW médio)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Preço Bruto no Leilão (R$/MWh)	Data de Referência	Preço Bruto Corrigido para 31/12/13 (R$/MWh)
	Recursos Próprios	3.506	3.511	3.505	3.520	3.543	3.543			
+	Compras para Revenda	824	367	245	220	200	200			
=	Recursos Totais (A)	4.330	3.878	3.750	3.740	3.743	3.743			
	Vendas reguladas*	1.661	1.651	1.508	1.155	1.155	1.155			
	2004-EE-2007-08	10	-	-	-	-	-	70,9	Dec-04	109,7
	2005-EE-2008-08	143	143	-	-	-	-	81,6	Apr-05	122,5
	2005-EE-2009-08	353	353	353	-	-	-	94,0	Oct-05	138,5
	2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	Dec-05	168,1
	2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	Jun-06	184,4
	2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	Nov-06	192,8
	2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	Jun-07	173,4
	Proinfa	44	44	44	44	44	44	147,8	Jun-04	261,1
	1º Leilão de Reserva	14	14	14	14	14	14	158,1	Aug-08	202,5
+	Vendas Bilaterais	2.561	2.131	1.801	1.560	1.032	661			
	Vendas Totais (B)	4.222	3.782	3.309	2.715	2.187	1.816			
	Saldo (A - B)	**108**	**96**	**441**	**1.025**	**1.556**	**1.927**			
	Preço **líquido** médio de venda (R$/MWh) *1:	140,1	139,5	140,1						
	Preço **líquido** médio de compra (R$/MWh) *2:	131,3	139,9	148,4						

* XXXX-YY-WWWW-ZZ, onde:
XXXX ⇨ ano de realização do leilão
YY ⇨ EE = energia existente ou EN = energia nova
WWWW ⇨ ano de início de fornecimento
ZZ ⇨ duração do fornecimento (em anos)

*1: Preço de venda líquido de ICMS e impostos sobre a receita (PIS/Cofins, P&D), referido a 31/12/13, ou seja, não considera a inflação futura.
*2: Preço de aquisição liquido, considerando os benefícios de crédito do PIS/Cofins, referido a 31/12/13, ou seja, não considera a inflação futura.

Nota: O balanço está referenciado ao centro de gravidade.
Os preços médios são meramente estimativos, elaborados com base em revisões do planejamento financeiro, não captando a variação das quantidades contratadas, que são atualizadas trimestralmente.

- Contrato de conexão

A Companhia mantém contrato de conexão com a Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A. (Eletrosul), Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas), Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte) e Transmissora Delmiro Gouveia (TDG), com vigência até a data de extinção das concessões e autorizações das unidades geradoras vinculadas aos contratos.

Em 31.12.2013, o valor nominal dos compromissos futuros decorrentes dos contratos de conexão é de R$ 156 milhões.

- Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST)

Para o uso do sistema de transmissão e da rede básica, a Companhia, suas controladas diretas CEE e Itasa e controladas indiretas Mundaú, Guajiru, Fleixeiras e Trairi mantêm contratos com o ONS. Os contratos normalmente têm vigência até a data da extinção das concessões ou autorizações das unidades geradoras da Companhia.

Em 31.12.2013, o valor nominal dos compromissos futuros provenientes destes contratos totaliza R$ 6.077 milhões.

- Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD)

Em 31.12.2013, o valor nominal dos compromissos futuros derivados destes contratos totaliza R$ 215 milhões.

- Contrato de compra de gás

A Companhia celebrou, no ano de 2001, contrato de aquisição de gás natural com a Companhia de Gás do Mato Grosso do Sul (MSGÁS), pelo prazo de cinco anos, renováveis por igual período, para atendimento do início da operação comercial a gás da Usina Termelétrica William Arjona (UTE William Arjona).

Com o vencimento do prazo do contrato, em 22.05.2006, a Companhia manifestou interesse em renovar o acordo, porém a MSGÁS comunicou que tal renovação dependeria de reajuste no preço do produto, conforme determinação da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), vendedora do gás para a MSGÁS e anuente no contrato.

Em razão do reajuste proposto não estar adequado às condições estabelecidas no contrato, a Companhia ajuizou uma ação contra a Petrobras e MSGÁS objetivando a continuidade do suprimento de gás. Esta ação segue no aguardo de julgamento dos recursos ingressados, tanto pela Companhia como pela Petrobras, inclusive para a ampliação do prazo do contrato referente ao período em que não houve suprimento de gás.

Em novembro de 2009, a Companhia obteve uma decisão transitória favorável, determinando à MSGÁS e à Petrobras a continuidade do fornecendo gás para a UTE William Arjona. Esse 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 Superior Tribunal de Justiça (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.

Tal pedido foi aceito permitindo a retomada do fornecimento de gás até 22.02.2013, quando o fornecimento foi novamente suspenso após nova decisão da Ministra relatora da Medida Cautelar interposta pela Petrobras no recurso especial que restabeleceu o direito da Petrobras de não fornecer o gás até o julgamento final do Agravo Regimental.

Entretanto, em 05.11.2013, os Embargos de Declaração da Petrobras foram rejeitados e desde o dia 08.11.2013 o fornecimento de gás foi retomado. O processo sobre a defasagem do preço de gás - alegado pela Petrobras - continua vigente e no aguardo dos desfechos comentados nos parágrafos anteriores.

- Contratos de construção dos parques eólicos Fleixeiras e Mundaú

A Fleixeiras e a Mundaú mantêm contratos vinculados à implantação de parques eólicos no Estado do Ceará. Os compromissos futuros referentes a esses contratos, na data base de 31.12.2013, são de R$ 38 milhões (R$ 317 milhões em 31.12.2012).

- Modernização das Usinas Hidrelétricas Passo Fundo e Salto Santiago

Em dezembro de 2012, a companhia assinou contrato com a Voith Hydro Ltda. para a modernização das usinas hidrelétricas de Passo Fundo e Salto Santiago. O valor total do contrato, na data base 31.12.2013 é de R$ 269 milhões, dos quais R$ 23 milhões referem-se à modernização da UHE Passo Fundo, a ser realizada até o ano de 2015, e R$ 246 milhões à modernização da UHE Salto Santiago, a qual deve ser efetivada até o ano de 2017.

b. Outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

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

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 2013, detinha em andamento as obras dos parques eólicos do Complexo Eólico Trairi. O total de gastos, até 31.12.2013, foi de R$ 521 milhões, sendo R$ 165 milhões provenientes de investimentos com recursos próprios e R$ 356 milhões oriundos de financiamento com o BNDES. Cabe considerar que o valor a ser aplicado até o final da execução da obra será proveniente de recursos próprios.

Os investimentos realizados em 2013 e os previstos para o período de 2014 a 2016, na data base de 31.12.2013, são os seguintes:

Valores em R$ milhões	Realizado 2013	Previsto 2014	Previsto 2015	Previsto 2016
Financiamento com:				
- Capital de terceiros	152	-	-	-
- Capital próprio	532	489	739	243
	685	**489**	**739**	**243**

No ano de 2013, a Companhia investiu R$ 443 milhões na construção de novas usinas, anteriormente citadas, sendo R$ 87 milhões na UHE Estreito, R$ 320 milhões nos parques eólicos em construção na Região Nordeste e R$ 36 milhões em outros novos investimentos como Campo Largo, Santa Mônica e participação adicional na UHE Machadinho.

Adicionalmente, no mesmo ano, a Companhia investiu R$ 242 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 2014 são: (i) a continuação da construção dos parques eólicos do Complexo Eólico Trairi; (ii) a aquisição da Ferrari Termoelétrica S.A; e (iii) o prosseguimento do programa de revitalização e manutenção do parque gerador da Companhia.

Ademais, para os anos de 2014 e 2015, os investimentos previstos consideram a continuidade do programa de manutenção de longo prazo das usinas existentes e a modernização das Usinas Passo Fundo e Salto Santiago e a previsão de reserva financeira para a aquisição do controle 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.

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.

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

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

No final do ano de 2013, a Companhia e suas controladas tinham saldo de R$ 82 milhões para investimentos em projetos próprios, dos quais R$ 57 milhões já estavam comprometidos com projetos em andamento e o montante remanescente ainda não está vinculado a projetos em avaliação pela Aneel.

Parte substancial do valor já comprometido refere-se a um projeto 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. Estima-se um investimento de cerca de R$ 56 milhões, dos quais aproximadamente R$ 35 milhões serão aportados pela Tractebel Energia.

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.

Anexo II

Artigo 9ª ICVM 481/09 – § 1º Inciso II – Proposta de destinação do lucro líquido do exercício que contenha, no mínimo, as informações indicadas no anexo 9-1-II da ICVM 481/09:

Destinação do lucro líquido do exercício

1) Informar o lucro líquido do exercício	R$ 1.436,1 milhões (controladora)
2.a) Informar o montante global dos dividendos, incluindo dividendos antecipados e juros sobre capital próprio já declarados	R$ 1.474,2 milhões
2.b) Informar o valor por ação dos dividendos, incluindo dividendos antecipados e juros sobre capital próprio já declarados	R$ 2,2584046518 por ação ordinária
3) Informar o percentual sobre o lucro líquido do exercício distribuído	100% do lucro líquido distribuível ajustado [5]
4) Informar o montante global e o valor por ação de dividendos distribuídos com base em lucro de exercícios anteriores	Não aplicável
5) Informar, deduzidos os dividendos antecipados e juros sobre capital próprio já declarados:	
a) O valor bruto de dividendos e juros sobre capital próprio, de forma segregada, por ação de cada espécie e classe	R$ 461,8 milhões, correspondentes a R$ 0,7074583705 por ação ordinária.
b) A forma e o prazo de pagamento dos dividendos e juros sobre capital próprio	A ser submetido à aprovação da Assembléia Geral Ordinária (AGO) no dia 08.04.2014.

[5] Lucro Líquido distribuível corresponde ao lucro líquido do exercício, deduzido das Reservas Legal (Não aplicável no exercício de 2012 em função de atingir o limite de 20% do Capital Social) e de Incentivos Fiscais e, ajustado pela realização do ajuste de avaliação patrimonial (custo atribuído do ativo imobilizado, conforme orientação estabelecida no CPC 27 e ICPC 10), reconhecidas na conta "Lucros Acumulados".

c) Eventual incidência de atualização e juros sobre dividendos e juros sobre capital próprio	Não aplicável
d) Data da declaração de pagamento dos dividendos e juros sobre capital próprio considerada para identificação dos acionistas que terão direito ao seu recebimento	A data da declaração de pagamento será definida pela AGO.

6) Caso tenha havido declaração de dividendos ou juros sobre capital próprio com base em lucros apurados em balanços semestrais ou em períodos menores	
a) Informar o montante dos dividendos ou juros sobre capital próprio já declarados	R$ 767,6 milhões de dividendos intercalares e R$ 244,8 milhões de crédito de juros sobre o capital próprio
b) Informar a data dos respectivos pagamentos	Início de pagamento dos dividendos intercalares ocorreu em 23.09.2013 e dos juros sobre o capital próprio em 28.02.2014.

7) Fornecer tabela comparativa indicando os seguintes valores por ação de cada espécie e classe:	
a) Lucro líquido do exercício e dos 3 exercícios anteriores	2013 = R$ 2,2001213000 2012 = R$ 2,2833731575 2011 = R$ 2,2177768582
b) Dividendo e juros sobre capital próprio distribuído nos últimos 3 exercícios	2013 = R$ 2,2584046518 2012 = R$ 2,3690660667(*) 2011 = R$ 2,1897556102

(*)Anterior à aplicação retrospectiva do CPC 33 (R1).

8) Havendo destinação de lucros à reserva legal	
a) Identificar o montante destinado à reserva legal	Não aplicável, pois o montante constituído atingiu o limite legal de 20% sobre o Capital Social integralizado.
b) Detalhar a forma de cálculo da reserva legal	Não aplicável para 2013, quando aplicável correspondia a 5% do lucro líquido do exercício.

9) Caso a companhia possua ações preferenciais com direito a dividendos fixos mínimos	Não aplicável

10) Em relação ao dividendo obrigatório	
a) Descrever a forma de cálculo prevista no estatuto	O estatuto social da companhia prevê que em cada exercício será obrigatória a distribuição de um dividendo não inferior a 30% (trinta por cento) do lucro líquido, ajustado nos termos da lei, devendo a destinação do resultado integral do exercício ser submetida à deliberação da Assembleia Geral. - A Companhia levantará balanço semestral podendo, o Conselho de Administração, declarar dividendos intercalares com base no mesmo. - A Companhia poderá levantar balanço e distribuir dividendos intercalares em períodos menores, desde que o total dos dividendos pagos em cada semestre do exercício social não exceda o montante das reservas de capital de que trata o §1.º do artigo 182 da Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976. - O Conselho de Administração poderá declarar dividendos intermediários, à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral.

	- A Companhia, mediante deliberação do Conselho de Administração, poderá creditar ou pagar aos acionistas juros remuneratórios sobre o capital próprio, observando, para tanto, a legislação aplicável. As importâncias pagas ou creditadas pela Companhia a título de juros sobre o capital próprio poderão ser imputadas, nos termos da legislação aplicável, ao valor dos dividendos obrigatórios. - Prescreve em 3 (três) anos a ação para pleitear dividendos, os quais, não reclamados oportunamente, reverterão em benefício da Companhia.

b) Informar se ele está sendo pago integralmente	Sim
c) Informar o montante eventualmente retido	Não aplicável

11) Havendo retenção do dividendo obrigatório devido à situação financeira da companhia	
a) Informar montante da retenção	Não aplicável
b) Descrever, pormenorizadamente, a situação financeira da companhia, abordando, inclusive, aspectos relacionados à análise de liquidez, ao capital de giro e fluxos de caixa positivos	Não aplicável
c) Justificar a retenção dos dividendos	Não aplicável

12) Havendo destinação do resultado para reserva de contingências	
a) Identificar o montante destinado à reserva	Não aplicável
b) Identificar a perda considerada provável	Não aplicável
c) Explicar porque a perda foi considerada provável	Não aplicável
d) Justificar a constituição da reserva	Não aplicável

13) Havendo destinação do resultado para reserva de lucros a realizar	
a) Informar o montante destinado à reserva de lucros a realizar	Não aplicável
b) Informar a natureza dos lucros não-realizados que deram origem à reserva	Não aplicável

14) Havendo destinação do resultado para reservas estatutárias	
a) Descrever as cláusulas estatutárias que estabeleceram a reserva	Não aplicável
b) Identificar o montante destinado à reserva	Não aplicável
c) Descrever como o montante foi calculado	Não aplicável

15) Havendo retenção de lucros prevista em orçamento de capital	
a) Identificar o montante da retenção	Não aplicável
b) Fornecer cópia do orçamento de capital	Não aplicável

16) Havendo destinação de resultado para a reserva de incentivos fiscais	
a) Informar o montante destinado à reserva	R$ 17,2 milhões

b) Explicar a natureza da destinação	A reserva é constituída mediante destinação da parcela do resultado do exercício equivalente ao benefício fiscal concedido pela Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia (Sudam). Esse benefício corresponde à redução de 75% no imposto de renda calculado sobre o lucro da exploração das atividades desenvolvidas pela Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra.

Anexo III

Dados relativos aos candidatos indicados ou apoiados pela administração ou pelos acionistas controladores para as eleições de membros do conselho de administração e fiscal da Companhia, conforme exigências contidas nos itens 12.6 a 12.10 do formulário de referência referenciado pela Instrução CVM 480/09

Os dados relativos aos candidatos apoiados por seus acionistas controladores para a substituição de um dos membros do Conselho de Administração e para a composição do Conselho Fiscal são os apresentados nos quadros a seguir:

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

Nome	Idade	Órgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Indicado pelo controlador
Outros cargos e funções exercidas no emissor				
Maurício Stolle Bähr	56	Pertence apenas ao Conselho de Administração	08.04.2014	2 anos
748.528.847-49	Engenheiro	20 - Presidente do Conselho de Administração	08.04.2014	Sim
Membro do Comitê Estratégico				
Philip Julien De Cnudde	53	Pertence apenas ao Conselho de Administração	08.04.2014	2 anos
000.000.000-00	Engenheiro	21 - Vice -Presidente Cons. de Administração	08.04.2014	Sim
Membro do Comitê Estratégico				
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	66	Pertence apenas ao Conselho de Administração	08.04.2014	2 anos
000.000.000-00	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	08.04.2014	Sim
Membro do Comitê Estratégico				
Guy Marie Numa Joseph Ghislain Richelle	58	Pertence apenas ao Conselho de Administração	08.04.2014	2 anos
000.000.000-00	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	08.04.2014	Sim
Membro do Comitê Estratégico				
Willem Frans Alfons Van Twembeke	48	Conselho de Administração	08.04.2014	2 anos
000.000.000-00	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	08.04.2014	Sim
Membro do Comitê Estratégico				
Manoel Arlindo Zaroni Torres	64	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	08.04.2014	2 anos
115.116.056-34	Engenheiro	33 – Conselheiro (efetivo) e Dir. Presidente	08.04.2014	Sim
-				

Nome	Idade	Órgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Indicado pelo controlador
Outros cargos e funções exercidas no emissor				
André de Aquino Fontenelle Cangugú	45	Pertence apenas ao Conselho de Administração	08.04.2014	2 anos
126.646.148-51	Administrador	23 - Conselho de Administração (Suplente)	08.04.2014	Sim
-				
Gil de Methodio Maranhão Neto	51	Pertence apenas ao Conselho de Administração	08.04.2014	2 anos
734.574.937-15	Engenheiro	23 - Conselho de Administração (Suplente)	08.04.2014	Sim
-				
Luiz Eduardo Simões Viana	58	Pertence apenas ao Conselho de Administração	08.04.2014	2 anos
465.817.407-30	Economista	23 - Conselho de Administração (Suplente)	08.04.2014	Sim
-				
Pierre Victor Marie Nicolas Devillers	43	Pertence apenas ao Conselho de Administração	08.04.2014	2 anos
000.000.000-00	Administrador	23 - Conselho de Administração (Suplente)	08.04.2014	Sim
Membro do Comitê Estratégico				
Patrick Charles Clement Obyn	53	Pertence apenas ao Conselho de Administração	08.04.2014	2 anos
009.113.629-67	Advogado	23 - Conselho de Administração (Suplente)	08.04.2014	Sim
-				
José Carlos Cauduro Minuzzo	62	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	08.04.2014	2 anos
199.412.420-20	Engenheiro	39 – Outros Conselheiros / Diretores	08.04.2014	Sim
-				

Nome	Idade	Órgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Indicado pelo controlador
Outros cargos e funções exercidas no emissor				
Paulo de Resende Salgado	68	Conselho Fiscal	08.04.2014	Até a AGO de 2015
161.008.917-00	Economista	40 - Presidente do C.F. (Efetivo) – Indicado pelo controlador	08.04.2014	Sim
-				
Carlos Guerreiro Pinto	71	Conselho Fiscal	08.04.2014	Até a AGO de 2015
047.615.457-04	Administrador	43 - C.F.(Efetivo) Indicado pelo controlador	08.04.2014	Sim
-				
Flávio Marques Lisboa Campos	63	Conselho Fiscal	08.04.2014	Até a AGO de 2015
118.388.096-00	Engenheiro	46 - C.F.(Suplente) Indicado pelo controlador	08.04.2014	Sim
-				
Manoel Eduardo Bouzan de Almeida	61	Conselho Fiscal	08.04.2014	Até a AGO de 2015
269.006.377-87	Contador	46 - C.F.(Suplente) Indicado pelo controlador	08.04.2014	Sim
-				

Maurício Stolle Bähr - 748.528.847-49

Nascido em 17.09.1957, é formado em Engenharia Mecânica pela Universidade Gama Filho (RJ) e em Análise de Sistemas pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Concluiu MBA pela COPPEAD - Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), e Corporate Finance pela Universidade de Berkeley, nos Estados Unidos da América (EUA). Foi Diretor Financeiro da Serra da Mesa Energia S.A. e Diretor Financeiro da Nacional Energética S.A. Atualmente é Diretor Presidente da GDF SUEZ Energy Brasil Ltda., Diretor da GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda., Representante Geral da GDF SUEZ no Brasil, e Presidente do Conselho de Administração do ONS, Presidente do Conselho de Administração da Energia Sustentável do Brasil S.A. e Membro do Conselho Deliberativo do Consórcio Estreito Energia.

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.

Philip Julien De Cnudde – 000.000.000-00

Nascido em 07.12.1960, é engenheiro eletricista, possui graduação em gestão de operações pela Universidade Ghent (Bélgica), tendo cursado o Programa de Gestão CEDEP, no Campus Insead, em Fonteinebleau (França). Exerceu, de 1989 a 1993 a função de Gerente Geral para início das operações da companhia na América, baseado nos Estados Unidos. Transferiu-se, em 1993, para a Bélgica, onde foi o Chefe de Operações da Usina Monceau-sur-Sambre, da Electrabel S.A.. Em 1998 assumiu a função de Chefe do Departamento Auditoria Interna da Electrabel, até 2001, quando passou a ser o Chefe de "Business Control", Contabilidade e Consolidação, para a Tractebel EGI. Em 2007 foi convidado a exercer o cargo de Vice Presidente Executivo de Supervisão de Desenvolvimento de Negócios para BEI, em Londres e Bruxelas.

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 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 GDF SUEZ, comandando a divisão Energy International do grupo; (ii) presidente do conselho de administração da International Power Ltd.; (iii) membro do comitê executivo e do comitê administrativo da GDF SUEZ; e (iv) 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.

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.

Guy Marie Numa Joseph Ghislain Richelle – 000.000.000-00

Nascido em 29.04.1955, é engenheiro civil e administrador. Concluiu a graduação em engenharia civil pela Universidade de Liége (Bélgica) e a faculdade de administração pela IAG – Universidade Católica de Louvain (Bélgica). Possui o certificado de Operador de Reatores Senior pela US National Regulatory Commission. Nos últimos cinco anos, foi CEO e diretor presidente da GDF SUEZ Energy Middle East, Asia and Africa. Atualmente é o COO (equivalente à Diretor de Operações) da International Power Ltd. (Inglaterra), diretor executivo e CEO da International Power S.A. (Bélgica) e membro do conselho de administração das seguintes companhias: (a) Glow Energy Public Co. Ltd. (Tailândia); (b) Glow Group (Except Glow IPP 3 Co. Ltd.); (c) Glow SSP 1 Co. Ltd.; (d) Glow SSP 2 Co. Ltd.; (e) Glow SSP 3 Co. Ltd.; (f) Glow SSP 11 Co. Ltd.; (g) Glow SPP 12 Co. Ltd.; (h) Glow SPP 13 Co. Ltd.; (i) International Power Ltd.; (j) E.Cl S.A. (Chile; (k) IPM (UK) Power Holdings Limited (Gibraltar) e representante legal da IPM EAGLE LLP, além de integrar o comitê estratégico e 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.

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.

Manoel Arlindo Zaroni Torres - 115.116.056-34

Nascido em 18.12.1949, é Engenheiro Eletricista formado pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá (MG) e Especialista em Administração Geral pelo CEDEP, associado ao INSEAD, em Fontainebleau, na França. De 1973 a 1998, trabalhou em Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas), e em 1998, passou a integrar a diretoria da Tractebel Brasil quando atuou como Diretor de Operação da Tractebel Energia. Em 1999 assumiu a presidência da Companhia e atua, ainda, como Diretor Presidente de algumas Sociedades de Propósitos Específicos (SPE) controladas pela Tractebel Energia. Foi membro do Conselho de Administração do ONS e do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), atualmente Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). É membro do Conselho de Administração da Itá Energética S.A. e presidente do Conselho Plenário do Comitê Gestor do Consórcio Machadinho. Atua, também, como membro do Conselho Superior de Formulação Estratégica da Federação das Indústrias do Estado de Santa Catarina (FIESC).

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.

André de Aquino Fontenelle Cangucú - 126.646.148-51

Nascido em 06.01.1969, é formado em Administração de Empresas pela Escola de Administração de Empresas de São Paulo da Fundação Getúlio Vargas (EAESP-FGV), possui também um Mestrado em Administração de Empresas pela mesma instituição. No período de julho de 2004 a dezembro de 2009, atuou como Chief Financial Officer (CFO) da Enersur S.A., segunda maior geradora privada de energia elétrica do Peru. Exerceu, entre 1998 e 2002, os cargos de Associado, Gerente e Diretor da Enron Corp. Atualmente exerce o cargo de CFO da GDF SUEZ Latin America, no Peru.

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.

Gil de Methodio Maranhão Neto - 734.574.937-15

Nascido em 18.01.1963, é Engenheiro civil formado pela Veiga de Almeida, possui MBA em finanças pelo IBMEC. Atuou nas áreas de Mercado de Capitais (administração de fundos de ações e underwriting) e comercial (Fundos de Pensão) no Banco Nacional S.A. Desde 1996 no Grupo GDF SUEZ, atualmente é responsável por desenvolvimento de novas oportunidades de expansão do Grupo GDF SUEZ no Brasil, no qual ocupa o cargo de diretor.

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 Eduardo Simões Viana - 465.817.407-30

Nascido em 03.04.1955, é Economista, formado pela Faculdade de Ciências Políticas e Econômicas do Rio de Janeiro em 1985. Master Business Administration MBA COPPEAD da UFRJ em 1998. Trabalhou como economista da BNDES Participações S.A. (BNDESPAR) entre setembro de 1980 a junho de 1991, sempre ligado à área de Mercado de Capitais. Foi Gerente de Underwriting do Banco Nacional S.A. entre setembro de 1991 e dezembro de 1995. Atuou como Superintendente de Relações Institucionais da Serra da Mesa Energia S.A. (antiga Nacional Energética S.A.) entre janeiro de 1996 a maio de 1998. Atualmente é Diretor da Itasa sem designação específica exercendo cumulativamente as funções de Diretor de Relações com Investidores, membro suplente do Conselho de Administração da Energia Sustentável do Brasil e responsável pela gestão financeira e administrativa do Grupo GDF SUEZ no Brasil.

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.

Pierre Victor Marie Nicolas Devillers – 000.000.000-00

Nascido em 17.01.1971, possui mestrados em estudos jurídicos pela Universidade Católica de Leuven (Bélgica) e em contabilidade e finanças pelo Cooremans Institute of Brussels (Bélgica). Possui ainda graduação em negócios e gestão pela Universidade Católica de Louvain La-Neuve (Bélgica), além de ter cursado o Programa de Gestão "Building on Talent", pela IMD, em Lauzanne (Suíça) e o Programa de Gestão Geral, na CEDEP, no campus Insead, em Fonteinebleau (França). Respondeu, de dezembro de 2006 a agosto de 2010, como Vice-Presidente Sênior de Recursos Humanos para Benelux e Alemanha da Electrabel S.A. (Bélgica). Em agosto de 2010 assumiu como membro da equipe central da International Power – GDF Suez Integration Office (Bélgica). Em fevereiro de 2011 transferiu-se para Buenos Aires, onde exerceu até outubro de 2013 a função de Vice-Presidente Sênior de Recursos Humanos e Comunicação da GDF Suez Energy Latin America (Buenos Aires). Atualmente exerce o cargo de Vice-Presidente Sênior de Estratégia e Gestão de Portfólio, Recursos Humanos e Comunicações da GDF Suez Energy Latin America em Buenos Aires (Argentina).

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.

Patrick Charles Clement Obyn - 009.113.629-67

Nascido em 28.07.1960, é formado pela Faculdade de Direito da Universidade de Antuérpia, Bélgica. Foi advogado da Union Carbide (indústria química) e do Grupo Alcatel (telecomunicações). Em 1995, ingressou no Grupo SUEZ Tractebel como Assessor Sênior da Electricity and Gaz International. Desde 2002, exerce o cargo de Conselheiro Geral da GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda.

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 Carlos Cauduro Minuzzo - 199.412.420-20

Nascido em 29.10.1951, é formado em Engenharia Mecânica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul. Iniciou sua carreira profissional na Eletrosul em 1976, desempenhando suas atividades na área de Geração Térmica no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda até 1992. A partir desta data, gerenciou a Divisão de Engenharia e Manutenção de Térmicas até 1997 e, posteriormente, o Departamento de Geração Térmica até junho de 1999. Atualmente exerce o cargo de Membro do Comitê Gestor do Consórcio Itá e 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. Desde 1999 exerce a função de Diretor de Produção de Energia da Tractebel Energia. Atua, ainda, como Diretor de algumas Sociedades de Propósitos Específicos controladas pela Companhia.

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.

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.

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.

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).

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.

Manoel Eduardo Bouzan de Almeida - 269.006.377-87

Nascido em 03.04.1952, é Bacharel em Ciências Contábeis, formado em 1978 na Faculdades Integradas Simonsen, no Rio de Janeiro. Trabalhou no ramo da indústria de 1969 a junho de 1995 exercendo diversas funções administrativas, chegando ao cargo de gerente administrativo e contábil. No segundo semestre de 1995 foi convidado para exercer as funções de contador no projeto energético de Serra da Mesa, da empresa Serra da Mesa S.A., permanecendo até junho de 1998, onde se transferiu para o Grupo Tractebel (Atualmente GDF SUEZ), para trabalhar na *holding* como contador, onde permaneceu até a sua aposentadoria, no final de junho de 2011.

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.

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

Nome	Tipo de comitê	Cargo ocupado	Profissão	Data da eleição	Prazo mandato
CPF	Descrição outros comitês	Descrição outros cargos ocupados	Idade	Data da posse	
Outros cargos e funções exercidas no emissor					
Maurício Stolle Bähr	Outros comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	25.06.1999	Indeterminado
748.528.847-49	Comitê estratégico	Presidente do Conselho de Administração	55	25.06.1999	
Philip Julien De Cnudde	Outros comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	20.02.2014	Indeterminado
000.000.000-00	Comitê estratégico	Vice-presidente do Conselho de Administração	53	20.02.2014	
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	Outros comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	15.03.2001	Indeterminado
000.000.000-00	Comitê estratégico	Membro efetivo do Conselho de Administração	65	15.03.2001	
Willem Frans Alfons Van Twembeke	Outros comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	29.04.2013	Indeterminado
000.000.000-00	Comitê estratégico	Membro efetivo do Conselho de Administração	47	29.04.2013	
Pierre Victor Marie Nicolas Devillers	Outros comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Administrador	25.10.2013	Indeterminado
000.000.000-00	Comitê estratégico	-	42	25.10.2013	
Guy Marie Numa Joseph Ghislain Richelle	Outros comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	04.05.2012	Indeterminado
000.000.000-00	Comitê estratégico	Membro efetivo do Conselho de Administração	58	04.05.2012	

12.9 Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o segundo 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 (Indicados pelo Acionista Controlador) e controladas, controladores e outros

a) sociedade controlada, direta ou indiretamente, pelo emissor

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**		
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada – Diretor Presidente nos três últimos exercícios sociais			
Companhia Energética São Salvador (CESS)	04.848.623/0001-70	Controle	Controlada Direta
Companhia Energética Estreito (CEE)	08.976.022/0001-01	Controle	Controlada Direta
Lages Bioenergética S.A. (Lages)	05.210.535/0001-00	Controle	Controlada Direta
Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC)	04.100.556/0001-00	Controle	Controlada Direta
Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)	09.212.990/0001-04	Controle	Controlada Direta
Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. (Pampa Sul)	04.739.720/0001-24	Controle	Controlada Direta
Épsilon Participações Ltda. (Épsilon)	09.212.980/0001-60	Controle	Controlada Direta

Observação

Foi Diretor Presidente da Seival Participações S.A. (Seival) até a conclusão da sua venda, ocorrida em junho de 2011. Também foi Diretor Presidente da Lagoa Formosa Bioenergética Ltda. até a dissolução da empresa, ocorrida no final de 2011.

Pessoa Relacionada – Presidente do Conselho de Administração nos três últimos exercícios sociais			
Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)	09.541.336/0001-36	Controle	Controlada Indireta
Pessoa Relacionada – Membro do Conselho de Administração nos três últimos exercícios sociais			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21	Controle	Controlada Direta

Observação

A Tractebel é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.

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**		
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada – Diretor Presidente nos três últimos exercícios sociais			
Tupan Energia Elétrica Ltda. (Tupan)	02.800.821/0001-38	Controle	Controlada Indireta
Hidropower Energia S.A. (Hidropower)	05.261.707/0001-75	Controle	Controlada Indireta
Eólica Beberibe S.A. (Beberibe)	05.032.564/0001-20	Controle	Controlada Indireta
Eólica Pedra do Sal S.A. (Pedra do Sal)	08.448.356/0001-02	Controle	Controlada Indireta
Hidrelétrica Areia Branca S.A. (Areia Branca)	06.793.964/0001-10	Controle	Controlada Indireta
Ibitiúva	09.541.336/0001-36	Controle	Controlada Indireta
Pessoa Relacionada – Diretor de Operação nos três últimos exercícios sociais			
CESS	04.848.623/0001-70	Controle	Controlada Direta
Lages	05.210.535/0001-00	Controle	Controlada Direta
TBLP	09.212.990/0001-04	Controle	Controlada Direta
Pessoa Relacionada – Diretor Técnico-Operacional nos três últimos exercícios sociais			
CEE	08.976.022/0001-01	Controle	Controlada Direta
Pessoa Relacionada – Membro do Conselho de Administração nos três últimos exercício sociais			
Ibitiúva	09.541.336/0001-36	Controle	Controlada Indireta
Pessoa Relacionada – Membro suplente do Conselho de Administração nos três últimos exercícios sociais			
Itasa	01.355.994/0001-21	Controle	Controlada Direta

Observação

A Tractebel é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.

Administrador do Emissor			
Patrick Charles Clement Obyn	**009.113.629-67**		
Membro suplente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada – Membro suplente do Conselho de Administração no exercício findo em 31.12.2011			
Ibitiúva	09.541.336/0001-36	Controle	Controlada Indireta

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
Maurício Stolle Bähr	**748.528.847-49**		
Presidente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada – Presidente do Conselho de Administração nos três últimos exercícios sociais			
Itasa	01.355.994/0001-21	Controle	Controlada Direta
Pessoa Relacionada - Membro do Conselho Deliberativo nos três últimos exercícios sociais			
Consórcio Estreito Energia (Ceste)	05.387.829/0001-02	Controle	Controlada Direta
A Tractebel é controladora em conjunto do Ceste com 40,07% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
Gil de Methodio Maranhão Neto	**734.574.937-15**		
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada – Membro suplente do Conselho de Administração nos três últimos exercícios sociais			
Itasa	01.355.994/0001-21	Controle	Controlada Direta
Administrador do Emissor			
Luiz Eduardo Simões Viana	**465.817.407-30**		
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada – Diretor sem designação específica e cumulativamente Diretor de Relações com Investidores nos três últimos exercícios sociais			
Itasa	01.355.994/0001-21	Controle	Controlada Direta

b) controlador direto ou indireto do emissor

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
Maurício Stolle Bähr	**748.528.847-49**		
Presidente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada – Diretor nos três últimos exercícios sociais			
GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda. (GSELA)	01.370.013/0001-15	Controle	Controlador Direto
Administrador do Emissor			
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	**000.000.000-00**		
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada – Vice Presidente Executivo e Membro do Comitê Executivo nos três últimos exercícios sociais			
GDF SUEZ		Controle	Controlador Indireto
Pessoa Relacionada – Presidente do Conselho de Administração nos exercícios findos em 31.12.2012 e 31.12.2011			
International Power Ltd.		Controle	Controlador Indireto
Pessoa Relacionada – Diretor Presidente nos exercícios sociais findos em 31.12.2013 e 31.12.2012			
Electrabel		Controle	Controlador Indireto
International Power S.A.		Controle	Controlador Indireto
Administrador do Emissor			
Guy Marie Numa Joseph Ghislain Richelle	**000.000.000-00**		
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada – Diretor Presidente nos três últimos exercícios sociais			
International Power S.A.		Controle	Controlador Indireto
Pessoa Relacionada – Diretor de Operação e Membro do Conselho de Administração nos três últimos exercícios sociais			
International Power Ltd.		Controle	Controlador Indireto
Administrador do Emissor			
Willem Frans Alfons Van Twembeke	**000.000.000-00**		
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada – Membro do Conselho de Administração nos exercícios findos em 31.12.2013 e 31.12.2012			
GDF Suez Energy Latin America Participações Ltda. (GSELA)	01.370.013/0001-15	Controle	Controlador Direto
Administrador do Emissor			
Philip Julien De Cnudde	**000.000.000-00**		
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada – Vice Presidente Executivo de Supervisão de Desenvolvimento de Negócios nos exercícios findos em 31.12.2013 , 31.12.2012 e 31.12.2010			
GDF SUEZ Energy International	-	Controle	Controlador Indireto

Anexo IV

Informações relativas à remuneração dos administradores baseadas no item 13 do referido formulário de referência

13. REMUNERAÇÃO DOS ADMINISTRADORES

13.1 Descrição da política ou prática de remuneração do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e não Estatutária, do Conselho Fiscal, dos Comitês Estatutários e dos Comitês de Auditoria, de Risco, Financeiro e de Remuneração, abordando os seguintes aspectos:

a. Objetivos da política ou prática de remuneração

A política de remuneração para o Conselho de Administração, Diretoria Estatutária e Conselho Fiscal é baseada nas práticas de mercado, e visa atrair e reter profissionais compatíveis com as necessidades da Companhia. Considera os conhecimentos exigidos, a complexidade das atividades e os resultados esperados de cada cargo.

b. Composição da remuneração

(i) Descrição dos elementos da remuneração e os objetivos de cada um

O valor da remuneração global anual dos administradores (membros do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária e Conselho Fiscal) é definido anualmente pela Assembleia Geral dos Acionistas da Companhia.

Sua composição é estabelecida pelo Conselho de Administração, conforme abaixo:

- Conselho de Administração

O valor anual estabelecido para cada Conselheiro é pago em 13 parcelas mensais, e eventuais parcelas variáveis podem ser consideradas no montante global aprovado pela Assembleia Geral dos Acionistas.

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 recebe ainda um bônus calculado com base no número de remunerações mensais pagas aos empregados como Participação nos Lucros ou Resultados.

- Diretoria Estatutária

A remuneração dos membros da Diretoria é dividida entre 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.

A parcela variável (bônus) considera:

- indicadores financeiros do ano (Evolução do EBTIDA da Companhia, geração de caixa livre, resultado líquido da Companhia, solidariedade com os resultados do grupo econômico controlador, etc.), que representam em média 40% do valor do bônus anual,

- indicadores individuais e operacionais (cumprimento de metas, resultados industriais e/ou financeiros), que representam em média 40% do valor do bônus anual;

- questões comportamentais e gerenciais, que representam em média 20% do valor do bônus anual.

O valor do bônus pode variar entre 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.

- 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.

Em 27.04.2011, na 111° Reunião do Conselho de Administração, este Comitê foi instalado para análise de um projeto específico, sendo que os conselheiros envolvidos receberam um bônus equivalente a uma remuneração fixa mensal no exercício de 2011.

Este comitê foi novamente instalado em 04.05.2012 para analisar uma transação específica, conforme já comentado no item 12.1, e desinstalado nesta mesma data, após a aprovação desta matéria no Conselho de Administração. Nos anos de 2013 e 2012 não ocorreram pagamentos a título de remuneração para os participantes desse do 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 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:

	2013	2012	2011
Conselho de Administração			
Remuneração fixa	87%	88%	86%
Remuneração Variável	10%	9%	12%
Benefícios	3%	3%	2%
Conselho fiscal			
Remuneração fixa	100%	100%	100%
Remuneração Variável	-	-	-
Benefícios	-	-	-
Diretoria Estatutária			
Remuneração Fixa	56%	54%	68%
Remuneração Variável	39%	41%	26%
Benefícios	5%	5%	6%

(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.

(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.

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.

A remuneração variável (bônus) está diretamente relacionada aos resultados de desempenho corporativos e individuais, e considera:

- indicadores financeiros do ano (Evolução do EBITDA da Companhia, geração de caixa livre, resultado líquido da Companhia, solidariedade com os resultados do grupo econômico controlador, etc.), que representam em média 40% do valor do bônus anual;

- indicadores individuais e operacionais (cumprimento de metas, resultados industriais e/ou financeiros), que representam em média 40% do valor do bônus anual;

- questões comportamentais e gerenciais, que representam em média 20% do valor do bônus anual.

e. Como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses da Companhia de curto, médio e longo prazo

O valor da remuneração variável anual dos executivos depende do cumprimento dos objetivos de curto prazo da Companhia.

Para objetivos de médio e longo prazo, a Companhia ainda não tem estabelecido para seus executivos incentivos diretos de alinhamento. Entretanto, o grupo econômico da qual a Companhia faz parte tem uma política de opção de compra de ações do Grupo, em Paris, a valores pré-estabelecidos, e um programa de doação de ações no futuro caso os resultados estabelecidos para que estas doações venham a se concretizar.

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 Formulário de Referência.

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 31.12.2014 - Valores Anuais em Reais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros ("b")	18,0	7,0	3,0	
Remuneração fixa anual	4.779.585,81	7.381.725,60	421.200,00	12.582.511,41
Salário ou pró-labore	3.576.345,12	5.302.906,86	351.000,,00	9.230.251,98
Benefícios direto e indireto	-	496.030,12	-	496.030,12
Participações em comitês	201.864,06	-	-	201.864,06
Outros	1.001.376,63	1.582.788,62	70.200,00	2.654.365,25
Descrição de outras remunerações fixas	Encargos sociais	Encargos sociais	Encargos sociais	
Remuneração variável	1.133.300,57	6.448.098,50	-	7.581.399,07
Bônus	885.391,04	5.037.576,95	-	5.922.967,99
Participação de resultados	-	-	-	-
Participação em reuniões	-	-	-	-
Comissões	-	-	-	-
Outros	247.909,53	1.410.521,55	-	1.658.431,08
Descrição de outras remunerações variáveis	Encargos sociais	Encargos sociais	-	-
Pós-emprego	144.863,56	757.948,99	-	902.812,55
Cessação do cargo	-	-	-	-
Baseada em ações	-	-	-	-
Observação	18 membros para todo o ano	7 membros para todo o ano	3 membros para todo o ano	-
Total da remuneração	6.057.749,94	14.587.773,09	421.200,00	21.066.723,03

Remuneração total do Exercício Social em 31.12.2013 - Valores Anuais em Reais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros (“b”)	17,9	7,0	3,0	
Remuneração fixa anual	4.305.595,65	7.031.288,56	388.444,80	11.725.329,01
Salário ou pró-labore	3.342.378,62	5.019.923,94	323.679,00	8.685.981,56
Benefícios direto e indireto	-	508.197,27	-	508.197,27
Participações em comitês	188.658,00	-	-	188.658,00
Outros	774.559,03	1.503.167,35	64.765,80	2.342.492,18
Descrição de outras remunerações fixas	Encargos sociais.	Encargos sociais	Encargos sociais.	
Remuneração variável	499.756,33	4.879.385,99		5.379.142,32
Bônus	383.761,05	3.818.693,79	-	4.202.454,84
Participação de resultados	-	-	-	-
Participação em reuniões	-	-	-	-
Comissões	-	-	-	-
Outros	115.995,28	1.060.692,20	-	1.176.687,48
Descrição de outras remunerações variáveis	Encargos sociais.	Encargos sociais.	-	-
Pós-emprego	131.694,48	689.044,54	-	820.739,02
Cessação do cargo	-	-	-	-
Baseada em ações	-	-	-	-
Observação	17 membros remunerados 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 em Reais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros (“b”)	17,8	7,0	3,0	
Remuneração fixa anual	4.182.705,00	6.530.705,19	351.739,12	11.065.149,31
Salário ou pró-labore	3.186.271,82	4.744.042,54	293.115,93	8.223.430,29
Benefícios direto e indireto	-	431.819,64	-	431.819,64
Participações em comitês	175.723,41	-	-	175.723,41
Outros	820.709,77	1.354.843,01	58.623,19	2.234.175,97
Descrição de outras remunerações fixas	Encargos sociais.	Encargos sociais	Encargos sociais.	
Remuneração variável	431.390,22	4.957.760,54		5.389.150,76
Bônus	329.805,98	3.880.467,00	-	4.210.272,98
Participação de resultados	-	-	-	-
Participação em reuniões	-	-	-	-
Comissões	-	-	-	-
Outros	101.584,24	1.077.293,54	-	1.178.877,78
Descrição de outras remunerações variáveis	Encargos sociais.	Encargos sociais.	-	-
Pós-emprego	126.258,10	548.946,52	-	675.204,62
Cessação do cargo	-	-	-	-
Baseada em ações	-	-	-	-
Observação	17 membros remunerados 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

Remuneração total do Exercício Social em 31.12.2011 - Valores Anuais em Reais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros (“b”)	17,8	6,9	3,0	
Remuneração fixa anual	3.571.462,29	7.199.493,87	329.133,96	11.100.090,12
Salário ou pró-labore	2.735.451,12	4.547.771,51	274.278,30	7.557.500,93
Benefícios direto e indireto	-	556.279,77	-	556.279,77
Participações em comitês	178.347,49	-	-	178.347,49
Outros	657.663,68	2.095.442,59	54.855,66	2.807.961,93
Descrição de outras remunerações fixas	Encargos sociais.	R$ 1.372.724,09 de encargos sociais e R$ 722.718,50 de indenizações.	Encargos sociais.	
Remuneração variável	521.599,01	2.770.888,35		3.292.487,36
Bônus	409.624,37	2.205.539,92	-	2.615.164,29
Participação de resultados	-	-	-	-
Participação em reuniões	-	-	-	-
Comissões	-	-	-	-
Outros	111.974,64	565.348,43	-	677.323,07
Descrição de outras remunerações variáveis	Encargos sociais.	Encargos sociais.	-	-
Pós-emprego	82.857,22	543.855,62	-	626.712,84
Cessação do cargo	-	-	-	-
Baseada em ações	-	-	-	-
Observação	17 membros remunerados durante 12 meses e 1 membro durante 9 meses	6 membros remunerados durante 12 meses e 1 membro durante 11 meses	3 membros durante todo o ano	-
Total da remuneração	4.175.918,52	10.514.237,84	329.133,96	15.019.290,32

O número de membros de cada órgão foi apurado da forma especificada no Ofício Circular CVM/SEP nº 03/2012.

13.3 Em relação à remuneração variável dos 3 últimos exercícios sociais e à 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 2014

(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	1.133.300,57	6.448.098,50
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	772.704,93	4.396.430,80
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)	2013	2012	2011
Número de membros remunerados	7,0	7,0	6,9
Bônus			
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	5.379.142,36	5.205.648,57	4.597.081,74
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas.	4.218.773,14	4.957.760,54	2.159.848,16
Valor efetivamente reconhecido no resultado	4.879.385,99	4.957.760,54	2.770.888,35
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

Conselho Administração (Valores em Reais)	2013	2012	2011
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	966.104,81	766.968,16	715.380,71
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas	707.098,97	383.484,08	536.535,53
Valor efetivamente reconhecido no resultado	499.756,33	431.390,22	521.599,01
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 Formulário de Referência, 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 31.12.2013, 309.632 ações de emissão da Tractebel Energia, equivalente a 0,047436% 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 31.12.2013 era de R$ 35,94 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 Formulário de Referência, 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 Formulário de Referência, 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 Formulário de Referência, 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 Formulário de Referência, 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	5,0
Condições para se aposentar antecipadamente	1,0	2,0
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	1.221.419,03	5.638.431,15
Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	129.283.09	542.144,85
Se há possibilidade de resgate antecipado e quais as condições	Não Aplicável	Não Aplicável

13.11 Remuneração Média dos Administradores

	Conselho de Administração			Diretoria Estatutária			Conselho Fiscal		
(Valores em Reais)	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2011	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2011	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2011
Nº de membros	17,9	17,8	17,8	7,0	7,0	6,9	3,0	3,0	3,0
Valor da maior remuneração	1.163.329,63	1.251.844,13	1.277.946,79	2.455.228,97	3.117.711,49	2.474.262,40	129.471,60	117.246,37	109.711,32
Valor da menor remuneração	122.794,80	114.357,85	107.008,45	866.467,04	953.659,43	917.887,30	129.471,60	117.246,37	109.711,32
Valor médio da remuneração	275.812,65	266.311,98	234.602,16	1.799.959,87	1.719.630,32	1.519.398,53	129.481,60	117.246,37	109.711,32

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 77%, 69% e 66% nos anos de 2013, 2012 e 2011, 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 24%, 26% e 24% da remuneração total da Diretoria em 2013, 2012 e 2011, 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). 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)	2013	2012	2011
Conselho de Administração da Tractebel Energia			
Número de membros remunerados	4,0	4,0	4,0
Valor	655.200,00	638.400,00	596.400,00
Diretoria Estatutária da Tractebel Energia			
Número de membros remunerados	3,0	3,0	3,0
Valor	374.400,00	364.800,00	340.800,00
Total	1.029.600,00	1.003.200,00	937.200,00

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 2013	Plano de 2012	Plano de 2011
b) Ações por desempenho (*Performance Shares*)			
Quantidade	2.600	3.214	2.256
Valores em reais em 31.12.2013	142.948,00	176.705,72	126.893,84
c) Ações gratuitas (*free shares*)			
Quantidade	-	35	25
Valores em reais em 31.12.2013	-	1.924,30	1.374,50

Notas:

- O valor da ação da GDF SUEZ, na Bolsa de Paris, em 31.12.2013, fechou em € 17,04 euros, correspondente a R$ 54,98. Em 31.12.2012, fechou em € 15,48 euros, equivalente a R$ 41,99 e em € 21,12 euros em 31.12.2011, correspondente a R$ 51,45.

- 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.

Anexo V

Informações relativas à proposta de participação dos empregados nos resultados do exercício de 2013

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.

Participação nos Lucros ou Resultados (PLR):

Em complemento ao pagamento de salário fixo, a Companhia mantém um sistema de remuneração variável que contempla o Programa de Participação nos Lucros ou Resultados (PLR). Esta remuneração é concedida 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 praticar valores de remuneração competitivos aos praticados pelo mercado de trabalho no Brasil.

A proposta da administração contempla o valor de até R$ 25,4 milhões (vinte e cinco milhões e quatrocentos mil reais) a título de Participação nos Lucros ou Resultados – PLR dos empregados, relativa ao exercício de 2013, a ser distribuído de acordo com os critérios definidos no Sistema de Remuneração da Empresa e Acordos Coletivos de Trabalho.