



TRACTEBEL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4 NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS DE 31.12.2011

(Em milhares de reais ou outras moedas, exceto quando indicado de forma diferente)

1. - CONTEXTO OPERACIONAL

A Tractebel Energia S.A. ("Companhia" ou "Tractebel Energia") é uma sociedade anônima de capital aberto, listada no Novo Mercado da BM&FBOVESPA, e concessionária de uso de bem público, na condição de produtor independente, com sede no Município de Florianópolis, Estado de Santa Catarina (SC). A atividade operacional da Companhia é a geração e comercialização de energia elétrica, cuja regulamentação está subordinada à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME).

A Companhia é controlada pela GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda. (GSELA), empresa constituída no Brasil sob o controle da SUEZ-Tractebel S.A. com sede na Bélgica. A SUEZ-Tractebel S.A., após a combinação de ativos entre a GDF SUEZ e a International Power PLC (IPR), ocorrida em 04.02.2011, passou a ser controlada pela IPR, empresa sediada no Reino Unido, a qual integra o grupo GDF SUEZ, sediado na França.

A Companhia é a maior empresa privada de geração de energia elétrica do Brasil, responsável por cerca de 6% ¹ da capacidade instalada do país. Sua capacidade instalada, incluindo as participações em consórcios, e após o início da operação comercial de quatro das oito unidades geradoras da Usina Hidrelétrica Estreito (UHE Estreito), passou de 6.472 MW ¹ em 31.12.2010 para 6.689,8 MW ¹ em 31.12.2011. Desse total, 79,9% são oriundas de fontes hidrelétricas, 17,7% de termelétricas e 2,4% de energias complementares: Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), eólicas e movidas à biomassa. Da mesma forma, após a entrada em operação da UHE Estreito, a energia assegurada para comercialização da Companhia passou de 3.554,0 MW ¹ médios em 31.12.2010 para 3.746,9 MW ¹ médios em 31.12.2011.

O parque gerador em operação da Companhia, em 31.12.20011, é composto pelas seguintes fontes geradoras de energia: nove hidrelétricas, seis termelétricas ², três PCH, duas eólicas e duas movidas à biomassa.

A relação das controladas diretas e em conjunto, sejam operacionais ou em construção, está apresentada na Nota 13 - Investimentos.

As demonstrações contábeis da Companhia consideram somente um segmento operacional, composto pelas atividades de geração e comercialização da energia elétrica gerada ou adquirida por meio de contratos de médio e longo prazo. Tal segmento concentra 99,5% e 99,6% da receita líquida da Companhia nos exercícios findos em 31.12.2011 e 31.12.2010, respectivamente. A Companhia administra tais atividades como um único segmento de negócio.

¹ As informações não financeiras contidas nessas demonstrações contábeis como MW, MW médio, potência instalada, entre outros não são examinadas pelos auditores independentes.

² O Complexo Termelétrico Jorge Lacerda é composto por três usinas.



Os principais eventos relacionados com a atividade operacional da Companhia, ocorridos no ano de 2011, estão sumarizados a seguir:

a) Início da operação comercial das quatro primeiras unidades geradoras da UHE Estreito

As quatro primeiras unidades geradoras da UHE Estreito iniciaram a operação comercial durante o ano de 2011. Tais unidades têm potência instalada total de 543,48 MW e energia assegurada para comercialização de 481,36 MW médios, dos quais a Companhia participa com 192,88 MW médios, correspondentes à sua participação de 40,07% no Consórcio Estreito Energia (Ceste).

b) Implantação de projetos eólicos

A Companhia está em fase de implantação de cinco projetos eólicos na Região Nordeste, sendo um no Piauí e quatro no Ceará, totalizando 145,4 MW de capacidade instalada, com investimento total previsto de R\$ 625.600. Parcela significativa da energia a ser gerada pelas usinas está vendida para consumidores livres em contratos de médio e de longo prazos.

As autorizações para que as empresas se estabeleçam como produtores independentes de energia já foram concedidas pela Aneel. A Companhia também concluiu a contratação das empresas responsáveis pelo fornecimento dos equipamentos e pela montagem das torres e dos aerogeradores. A conclusão da construção dos parques eólicos está prevista para o quarto trimestre de 2012.

A Companhia está em fase de negociação de uma linha de crédito junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) para o financiamento dos projetos.

Informações adicionais sobre esses projetos estão mencionadas na Nota 13 – Investimentos.

c) Alienação do Projeto Seival

Em junho de 2011, após terem sido cumpridas todas as condições precedentes estabelecidas no contrato de venda, a Companhia concluiu a venda da Seival Participações S.A. O valor total da transação foi de R\$ 38.523. Informações complementares podem ser verificadas na Nota 8 – Ativo disponível para venda.

2. – APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

As demonstrações contábeis foram preparadas considerando o custo histórico como base de valor, ajustado para refletir o valor justo de determinados instrumentos financeiros, quando aplicável.

A Companhia está apresentando as demonstrações contábeis individuais da controladora (Tractebel Energia) e consolidadas. Este procedimento é necessário em virtude da legislação societária brasileira determinar a divulgação das demonstrações contábeis individuais das entidades que contém investimentos em controladas e/ou controladas em conjunto, mesmo quando estas entidades divulgam suas demonstrações contábeis consolidadas.



As demonstrações contábeis consolidadas, identificadas como "Consolidado", foram elaboradas em conformidade com as normas internacionais de contabilidade - *International Financial Reporting Standards* (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (*IASB*), as quais estão em consonância com as práticas contábeis adotadas no Brasil (BRGAAP).

As demonstrações contábeis individuais da Tractebel Energia, identificadas como "Controladora", foram preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Essas práticas diferem das normas internacionais de contabilidade aplicáveis à Tractebel Energia somente no que se refere à avaliação dos investimentos pelo método de equivalência patrimonial que, segundo as IFRS, devem ser mensurados e apresentados pelo seu custo de aquisição ou pelo seu valor justo.

As práticas contábeis adotadas no Brasil incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações, que incorporam os dispositivos das Leis 11.638/07 e 11.941/09, conjugadas com os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e as normas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e, quando aplicável, as regulamentações do órgão regulador, a Aneel.

Não há diferenças entre o patrimônio líquido e o resultado da controladora e do consolidado, constantes, respectivamente, das demonstrações contábeis consolidadas, preparadas de acordo com as normas internacionais (IFRS), e das demonstrações contábeis individuais, elaboradas conforme as práticas adotadas no Brasil (CPC). Desse modo, a Companhia optou por apresentar essas demonstrações contábeis individuais e consolidadas em um único conjunto, lado a lado.

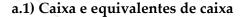
As demonstrações contábeis ora apresentadas foram aprovadas na reunião do Conselho de Administração realizada em 07.02.2012.

3. – SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

a) Ativos financeiros

Os ativos financeiros são classificados da seguinte forma:

- Destinados à negociação: ativos negociados de forma ativa e frequente pela Companhia. São registrados pelo custo de aquisição e ajustados ao valor justo por meio do resultado.
- Mantidos até o vencimento: ativos em que há a possibilidade e intenção da Companhia de mantê-los até os seus vencimentos. São mensurados pelo custo inicial, acrescido dos rendimentos auferidos e reduzido de provisão para ajuste ao valor recuperável, quando necessário.
- Empréstimos e recebíveis: ativos não derivativos com valores fixos, determináveis e não cotados em um mercado ativo. São mensurados pelo valor do custo amortizado, qual seja: custo de aquisição, acrescido de juros e deduzido de amortizações e de provisões para ajuste ao seu valor recuperável, quando aplicáveis.
- Disponíveis para venda: são avaliados ao valor justo, com seus efeitos reconhecidos na conta de ajuste de avaliação patrimonial, no patrimônio líquido, quando aplicável. A Companhia não tem instrumentos financeiros classificados nessa categoria.



São mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo e compõemse do saldo de caixa, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras com liquidez imediata sem risco significativo de mudança de valor no resgate.

As aplicações financeiras são classificadas como ativos financeiros destinados à negociação e estão registradas pelo valor inicial, acrescido dos rendimentos auferidos e ajustado ao valor justo do instrumento financeiro na data do balanço patrimonial. Os rendimentos e as variações decorrentes da avaliação ao valor justo são reconhecidos no resultado, quando incorridos.

a.2) Contas a receber de clientes

São apresentados pelo valor do custo inicial, deduzido de provisão para ajuste ao valor recuperável, quando aplicável. A provisão para riscos de crédito de liquidação duvidosa é calculada com base em análise individual dos créditos existentes e constituída em montante considerado suficiente pela Administração da Companhia para cobrir prováveis riscos de perda.

a.3) Cauções e depósitos vinculados e depósitos judiciais

São mantidos para atendimento às exigências legais e contratuais e, portanto, classificados como mantidos até o vencimento. São avaliados ao custo inicial, acrescido dos rendimentos e ajustados por provisão para perda na realização, se aplicável.

a.4) Avaliação de recuperabilidade de ativos financeiros

Os ativos financeiros, exceto aqueles mantidos para negociação, os quais são designados pelo valor justo por meio do resultado, são avaliados ao final de cada exercício quanto à sua recuperação. São considerados ativos não recuperáveis quando há evidências de que um ou mais eventos tenham ocorrido após o seu reconhecimento inicial e que venham a resultar em efeitos negativos no fluxo de caixa futuro estimado a serem gerados pelo ativo.

b) Ativo disponível para venda

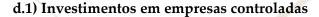
Os ativos não circulantes classificados como mantido para venda são mensurados pelo menor montante entre o seu custo contábil e o seu valor justo, líquido das despesas com a venda, caso haja.

c) Estoques

Compõem-se de matérias primas para a geração de energia (carvão próprio, óleo combustível próprio e biomassa), materiais de consumo e suprimentos. São registrados ao custo médio ponderado de aquisição, que não excede o seu valor de reposição.

d) Investimentos

As informações sobre as operações das controladas integrais e em conjunto, bem como alguns indicadores contábeis do balanço patrimonial e da demonstração do resultado, estão apresentadas na Nota 13 – Investimentos.



Os investimentos permanentes em controladas são aqueles sobre os quais a Companhia detém, direta ou indiretamente, a maioria dos direitos de voto ou tem o poder de determinar as políticas financeiras e operacionais, a fim de obter os benefícios de suas atividades.

Esses investimentos são avaliados pelo método da equivalência patrimonial pela controladora e são consolidados integralmente na Tractebel Energia, para fins de apresentação das demonstrações contábeis consolidadas.

A participação de terceiros no patrimônio líquido e no lucro líquido de controlada é apresentada de forma separada no balanço patrimonial e na demonstração de resultado consolidados, respectivamente, na conta denominada "Participação de acionistas não controladores".

Na controladora os ágios/direitos de concessão ou autorização pagos nas aquisições de controladas estão apresentados no investimento.

No consolidado a Companhia adotou antecipadamente as regras estabelecidas pelo IFRS 3 - Business combination, norma consistente com o CPC 15 – Combinação de Negócios, nas combinações incluídas no escopo desse pronunciamento, realizadas a partir de 01.01.2008. De acordo com esses pronunciamentos, os ativos, passivos e passivos contingentes de uma controlada (subsidiária) são mensurados pelo respectivo valor justo na data da aquisição. Qualquer excesso do custo de aquisição em relação ao valor justo dos ativos líquidos (patrimônio líquido) identificáveis adquiridos é registrado como ágio. No caso em que o custo de aquisição seja inferior ao valor justo dos ativos líquidos identificados, a diferença apurada é registrada como ganho na demonstração do resultado. As aquisições feitas pela Companhia após 01.01.2008 não resultaram em reconhecimento de ágio no balanço patrimonial consolidado em decorrência da adoção dos critérios anteriormente mencionados.

d.2) Investimentos em empresas controladas em conjunto

As controladas em conjunto são aquelas nas quais o controle é exercido conjuntamente pela Companhia e por um ou mais sócios, situação em que as decisões sobre políticas financeiras e operacionais estratégicas relacionadas às atividades da entidade requerem a aprovação de todas as partes que compartilham o controle.

Estes investimentos são reconhecidos pelo método de equivalência patrimonial na controladora e consolidados pelo método proporcional nas demonstrações contábeis consolidadas.

d.3) Operações controladas em conjunto

A Companhia possui operações controladas em conjunto através de consórcios. Os ativos, passivos, receitas e despesas relativas a estas operações são reconhecidas diretamente nas demonstrações financeiras da Companhia, não se fazendo necessário, portanto, nenhum procedimento de consolidação dessas operações.



Estão registrados ao custo de aquisição ou construção. Os bens ou conjunto de bens que apresentavam valores contábeis substancialmente diferentes dos seus valores justos na data da adoção das novas práticas contábeis, em 01.01.2009, passaram a ter o seu valor justo como custo atribuído. Os custos são deduzidos da depreciação acumulada e das perdas por recuperabilidade, se aplicável. A depreciação é calculada pelo método linear, com base nas taxas anuais estabelecidas pela Aneel - as quais são praticadas pelas empresas do setor elétrico brasileiro e aceitas pelo mercado como adequadas - limitadas ao prazo da concessão ou autorização das usinas, quando aplicável, tomando-se por base os saldos contábeis registrados nas Unidades de Cadastro que compõem esses empreendimentos.

Os componentes de determinados ativos que são substituídos periodicamente ao longo da vida útil econômica do ativo são reconhecidos como ativos separados e depreciados pelo período previsto para a sua substituição. Os custos com pequenas manutenções periódicas e rotineiras são reconhecidos no resultado quando incorridos.

O método de depreciação que vem sendo adotado durante o período de implantação da Usina Hidrelétrica Estreito é o das "unidades produzidas". Por esse método, a depreciação dos custos com os reservatórios, barragens, casa de força e maquinários que entram em operação é reconhecida de forma proporcional à capacidade comercial que o início da geração agrega ao negócio da Companhia. Esse método está sendo adotado ao longo do período em que as oito unidades geradoras entrarem em operação, ou seja, de abril de 2011 a setembro de 2012, conforme atual cronograma de implantação. A Administração da Companhia entende que esse método é o que melhor reflete a relação entre a despesa de depreciação e a geração de receita decorrente da operação dos ativos. Após a entrada em operação da última unidade geradora, o total dos ativos em operação passará a ser depreciado pelo método linear, com base nas vidas úteis estabelecidas pela Aneel.

As taxas médias anuais de depreciação dos ativos da Companhia estão demonstradas na Nota 14 - Imobilizado.

Os juros e demais encargos financeiros e efeitos inflacionários decorrentes dos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados nas imobilizações em curso, são computados como custo do respectivo imobilizado.

No consolidado, conforme anteriormente mencionado no item "Investimento", em decorrência da aplicação do IFRS 3 - *Business combination*, os ajustes a valor justo reconhecidos nos balanços patrimoniais de aquisição relativos às concessões e autorizações pelo uso do bem público estão registrados de acordo com o estabelecido no Guia de Aplicação do IFRS 3 e CPC 15 – Combinação de negócios. Esses pronunciamentos permitem o reconhecimento do valor justo da concessão e o da unidade de geração como único ativo, quando esses ativos não puderem ser vendidos ou transferidos separadamente. A Companhia optou por reconhecer os valores justos dessas concessões ou autorizações como um único ativo no grupo do ativo imobilizado, os quais estão sendo amortizados na extensão dos contratos de concessão ou autorização.



f) Intangível

Os ativos com vida útil definida são registrados pelo custo de aquisição, reduzido da amortização acumulada apurada pelo método linear. A Companhia não tem intangíveis com vidas úteis indefinidas registrados em seus ativos, os quais não seriam amortizados e sim submetidos ao teste de recuperabilidade (*impairment*) anualmente ou sempre que existissem indícios de que o ativo intangível pudesse ter perdido valor.

g) Avaliação do valor de recuperação do imobilizado e intangível

A Companhia avalia periodicamente os bens do ativo imobilizado e do ativo intangível com a finalidade de identificar evidências que possam levar à perdas de valores não recuperáveis dessas unidades geradoras de caixa ou intangíveis, ou ainda, quando eventos ou alterações significativas indicarem que os seus valores contábeis possam não ser recuperáveis. Se identificado que o valor contábil do ativo excede o valor recuperável, essa perda é reconhecida no resultado do período.

O valor recuperável de um ativo é o maior valor entre o seu valor em uso e o seu valor justo de venda, líquido dos custos necessários para a realização da venda. O valor em uso corresponde aos fluxos de caixa descontados (antes dos impostos) gerados pela utilização do ativo durante a sua vida útil.

h) Passivos financeiros e instrumentos de patrimônio

Os instrumentos de dívida e de patrimônio são classificados como passivos financeiros ou patrimônio de acordo com a natureza do acordo contratual e as definições de passivo financeiro e instrumento de patrimônio.

h.1) Passivos financeiros

- Empréstimos, financiamentos, debêntures e concessões a pagar

São instrumentos financeiros mantidos até o vencimento, registrados pelo valor líquido dos custos incorridos nas transações e subsequentemente mensurados ao custo amortizado, ou seja, custo inicial, acrescido das variações monetárias ou cambiais e dos juros incorridos até a data do balanço patrimonial. Os custos com a captação de recursos são contabilizados como redução do valor justo inicialmente reconhecido e, em consequência, a taxa efetiva é ajustada para fins de apropriação da despesa com juros.

h.2) Instrumento de patrimônio

Um instrumento de patrimônio é um contrato que evidencia uma participação residual nos ativos de uma empresa após as deduções de todas as suas obrigações. Os instrumentos de patrimônio emitidos pela Companhia são reconhecidos quando os recursos são recebidos, líquidos dos custos diretos de emissão.



i) Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas

São constituídas mediante avaliação e quantificação 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. As referidas provisões são atualizadas pelos índices e taxas estabelecidas pelas autoridades fiscais e os honorários de advogados relacionados com tais provisões são provisionados. Os riscos avaliados como possíveis não são provisionados, mas sim divulgados em nota explicativa. Os considerados remotos também não são provisionados, sendo mencionados em notas explicativas apenas os de valores relevantes.

j) Benefícios pós-emprego

São registrados pelo líquido entre o valor presente dos compromissos estimados decorrentes dos planos de benefício de pensão e o montante dos ativos garantidores do Plano.

O valor presente dos compromissos é apurado com base em avaliação atuarial elaborada anualmente por atuários independentes, com base no Método da Unidade de Crédito Projetada. Esse método considera cada período de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que são acumuladas para o cômputo da obrigação estimada final.

Os ganhos e perdas atuariais acumulados, apurados anualmente, que se situam dentro do limite de 10% do valor presente da obrigação de benefícios definidos ("corredor"), não são reconhecidos no passivo e resultado da Companhia. Os ganhos e perdas excedentes ao limite do corredor são reconhecidos no resultado durante o tempo médio remanescente de vida dos participantes do plano de benefício.

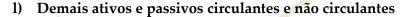
k) Imposto de renda e contribuição social diferidos

O imposto de renda e a contribuição social correntes são calculados de acordo com as bases tributárias e as alíquotas vigentes na data da apresentação das demonstrações contábeis.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são calculados aplicando-se as alíquotas efetivas previstas para os exercícios sociais em que se espera realizar ou exigir as diferenças temporárias (diferenças entre o valor contábil dos ativos e passivos e sua base fiscal), os prejuízos fiscais e as bases negativas de contribuição social.

O benefício fiscal da redução de imposto de renda concedido pela Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia (Sudam) é reconhecido na reserva de incentivo fiscal, no patrimônio líquido.

Os ativos e passivos fiscais diferidos são integralmente apresentados no grupo não circulante, independente da expectativa de realização e exigibilidade dos valores que lhes dão origem, conforme previsto nas normas contábeis.



Os demais ativos são registrados ao custo de aquisição, reduzido de provisão para ajuste ao valor de recuperável, quando aplicável. As demais obrigações são registradas pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes juros e variações monetárias incorridos.

m) Ajuste a valor presente

Os ativos e passivos decorrentes de operações de curto prazo, que resultam em efeitos relevantes, e de longo prazo são ajustados a valor presente com base em taxas de desconto de mercado da data da transação.

n) Transações entre partes relacionadas

Os contratos de mútuo são atualizados pelos encargos contratados e as transações de compra e venda de energia e serviços são realizados em condições e prazos firmados entre as partes e registradas de acordo com os termos contratados.

o) Reconhecimento da receita de venda de energia e serviços

A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida dos impostos e dos eventuais descontos incidentes sobre a mesma. A receita de venda de energia e serviços é reconhecida quando: (i) é provável que os benefícios econômicos associados às transações fluam para a Companhia; (ii) o valor da receita pode ser mensurado com confiabilidade; (iii) os riscos e os benefícios relacionados à venda foram transferidos para o comprador; (iv) os custos incorridos ou a serem incorridos relacionados à transação podem ser mensurados com confiabilidade; (v) e a Companhia não detém mais o controle e a responsabilidade sobre a energia vendida.

p) Contratos de arrendamento (leasing)

Os contratos são classificados como de arrendamento financeiro quando os termos do arrendamento transferem substancialmente os riscos e recompensas da propriedade para o arrendatário. A Companhia, segundo sua avaliação, não possui operações de arrendamento financeiro. Todos os seus arrendamentos são considerados como operacional, onde os valores contratados são reconhecidos no resultado durante a vigência do contrato.

q) Participação nos resultados e bônus gerencial

São vinculadas ao atingimento de determinados índices financeiros, ao cumprimento de metas individuais e à avaliação de desempenho. São provisionados mensalmente nos custos e despesas operacionais com base nas estimativas da administração.

r) Distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio

Os dividendos e os juros sobre o capital próprio são reconhecidos como passivo nos seguintes momentos: (i) dividendos intercalares: quando da aprovação pelo Conselho de Administração; (ii) juros sobre o capital próprio: na data do crédito aos acionistas; e (iii) dividendos adicionais propostos no encerramento do exercício: quando da aprovação pela Assembleia Geral.



O Estatuto Social prevê o pagamento de, no mínimo, 30% do lucro líquido anual da Tractebel Energia. Portanto, no encerramento do exercício social, quando aplicável, é constituída provisão para pagamento de dividendo mínimo que ainda não tenha sido distribuído ou creditado durante o exercício. A Companhia adota como prática contábil a divulgação dos dividendos recebidos de controladas na atividade de investimento na Demonstração do Fluxo de Caixa.

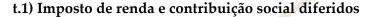
Os juros sobre o capital próprio creditados são registrados em despesas financeiras para fins fiscais e revertidos nessa mesma rubrica contra o patrimônio líquido. Os benefícios fiscais por eles gerados são mantidos no resultado do exercício.

s) Uso de estimativas

Na preparação das demonstrações contábeis é necessário que a Administração da Companhia se baseie em estimativas para o registro de certas transações que afetam seus ativos, passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações em suas demonstrações contábeis. Para fazer essas estimativas, a Administração utiliza as melhores informações disponíveis na data da preparação das demonstrações contábeis, além da experiência de eventos passados e/ou correntes, considerando ainda pressupostos relativos a eventos futuros. As demonstrações contábeis incluem, portanto estimativas relativas principalmente: (i) à vida útil do ativo imobilizado, cuja referência é a definida pela Aneel; (ii) à avaliação de recuperabilidade de ativos, quando necessária; (iii) às provisões para crédito de liquidação duvidosa; (iv) às provisões necessárias para cobrir eventuais riscos tributários, cíveis e trabalhistas; (v) às premissas usadas para definição das taxas de descontos, de retorno dos ativos e da tábua de mortalidade para os cálculos dos efeitos no passivo e no resultado decorrentes dos benefícios pós-emprego; e (vi) à determinação do valor justo de instrumentos financeiros e das estimativas utilizadas para o cálculo do valor justo e das análises de sensibilidade apresentadas em nota explicativa.

t) Principais julgamentos e fontes de incertezas nas estimativas

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 sob 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, incluímos comentários referentes a cada prática contábil crítica descrita a seguir:



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

t.2) Benefícios pós-emprego

A Companhia reconhece sua obrigação com planos de benefícios a empregados e os custos relacionados, líquidos dos ativos do plano, adotando as seguintes práticas: (i) 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, 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.

t.3) 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 aceitas pelo mercado como adequadas, limitadas ao prazo da concessão ou autorização das suas usinas, quando aplicável. Entretanto, as vidas úteis reais podem variar com base na atualização tecnológica de cada unidade. As vidas úteis dos ativos imobilizados também afetam os testes de recuperação do custo dos ativos de longa duração, quando os mesmos são necessários.

t.4) Teste de redução do valor recuperável dos ativos de longa duração

Existem regras específicas para avaliar a recuperabilidade dos ativos de vida longa, especialmente, os ativos imobilizados. Na data do encerramento do exercício social, a Companhia realiza uma análise para determinar se existe evidência de que o montante dos ativos de vida longa não será recuperável. Se tal evidência é identificada, a Companhia procede ao teste de avaliação de recuperação dos ativos.

O processo de revisão da recuperabilidade de ativos é subjetivo e requer julgamentos significativos através da realização de análises. Em 31.12.2011 a Companhia, com base em suas análises não identificou necessidade de constituir qualquer provisão para a recuperação dos ativos de longa duração.

t.5) Provisão para riscos tributários, 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.

u) Pronunciamentos contábeis recentes

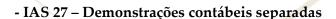
As normas IFRS, as alterações de normas existentes e as interpretações de norma (IFRIC) com vigência a partir de 01.01.2011 não tiveram qualquer impacto nas demonstrações contábeis da Companhia. As normas a seguir relacionadas foram publicadas e são obrigatórias para os períodos contábeis iniciados a partir de 01.01.2012 ou em períodos subsequentes.

- IFRS 9 - Instrumentos financeiros

Emitida em novembro de 2009, a norma tem o objetivo de substituir o IAS 39 - Instrumentos financeiros: Reconhecimento e mensuração, ao longo de três fases. Esse pronunciamento representa a primeira parte da fase 1 e aborda a mensuração e classificação de ativos financeiros. Em outubro de 2010 foram adicionados a esse normativo os requerimentos para a mensuração e classificação de passivos financeiros. Essas normas são efetivas para os períodos anuais que se iniciarem em/ou após 01.01.2013. A Companhia está avaliando os eventuais efeitos oriundos da aplicação do referido pronunciamento em suas demonstrações contábeis.

- Revisão do IAS 12 - Tributos diferidos: realização de ativos correspondentes

Emitida em dezembro de 2010, a revisão do IAS 12 aborda aspectos relacionados à determinação da maneira esperada de recuperação do imposto de renda diferido ativo e passivo quando a propriedade para investimento é mensurada através do modelo de valor justo do IAS 40 – Propriedades para investimento. As alterações do IAS 12 são aplicáveis aos períodos anuais iniciando em/ou após 01.01.2012. A Companhia entende que as modificações da referida norma não impactarão suas demonstrações contábeis.



Emitida em maio de 2011, a revisão do IAS 27 aborda questões relativas a investimentos em controladas, empresas com controles compartilhados ou associados quando uma entidade prepara demonstrações financeiras separadas. As modificações da norma são efetivas para os períodos anuais que se iniciarem em/ou após 01.01.2013. A Companhia está avaliando se há efeitos oriundos da aplicação das alterações do referido pronunciamento.

- IAS 28 - Investimentos em coligadas e empreendimentos controlados em conjunto

Emitida em maio de 2011, a revisão do IAS 28 aborda aspectos relacionados ao registro de investimentos em associadas e estabelece os requerimentos para a aplicação do método de equivalência patrimonial para a contabilização de investimentos em associadas e empresas com controle compartilhado. As alterações do IAS 28 são aplicáveis aos períodos anuais iniciando em/ou após 01.01.2013. A Companhia está em processo de avaliação quanto aos eventuais impactos das modificações da norma.

- IFRS 10 – Demonstrações contábeis consolidadas

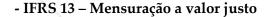
Emitida em maio de 2011, a norma estabelece os princípios para a apresentação e preparação de demonstrações financeiras consolidadas quando uma entidade controla uma ou mais empresas. O IFRS 10 é efetivo para períodos anuais que se iniciarem em/ou após 01.01.2013. A Companhia está avaliando os eventuais efeitos oriundos da aplicação do referido pronunciamento.

- IFRS 11 – Acordos com controle compartilhado

Emitida em maio de 2011, o IFRS 11 aborda aspectos relacionados à definição do tratamento contábil de entidades com controle compartilhado e operações compartilhadas. Essa norma também limita o uso da consolidação proporcional apenas para empresas com operações compartilhadas (*joint operations*), passando a aceitar apenas o método de equivalência patrimonial para empresas com controle compartilhado (*joint ventures*). Esta norma é efetiva para períodos anuais iniciando em/ou após 01.01.2013. A Companhia está avaliando as características e a essência econômica do controle compartilhado na controlada em conjunto Itá Energética S.A. (Itasa). Caso a conclusão seja de que o negócio trata-se de um empreendimento com controle compartilhado, a participação no referido negócio deixaria de ser consolidado proporcionalmente à participação da Companhia em seu capital e passaria a ser reconhecido pelo método de equivalência patrimonial. O investimento na Itasa em 31.12.2011 é de R\$ 311.281.

- IFRS 12 - Divulgação de participações em outras entidades

Emitida em maio de 2011, o pronunciamento aborda aspectos relativos à divulgação da natureza e riscos associados a participações detidas em controladas, controladas em conjunto e associadas. Esta norma é aplicável aos períodos anuais que se iniciarem em/ou após 01.01.2013. A Companhia está em processo de avaliação dos eventuais efeitos decorrentes da aplicação do referido IFRS.



Emitida em maio de 2011 o IFRS 13 define o conceito do valor justo e estabelece em uma única norma os aspectos de mensuração do valor justo e os requerimentos de divulgação relacionados ao valor justo, reduzindo a complexidade, aperfeiçoando a consistência de sua aplicação e aprimorando a comparabilidade das informações apresentadas nas demonstrações contábeis. Esse pronunciamento é efetivo para períodos anuais que se iniciarem em/ou após 01.01.2013. A Companhia avalia inicialmente que as alterações da referida norma não impactarão suas demonstrações contábeis.

- IAS 19 - Benefícios a empregados

Emitida em junho de 2011, a revisão da norma elimina a abordagem do "corredor" que permite o diferimento do reconhecimento dos ganhos ou perdas atuariais no resultado. De acordo com o IAS 19 revisado, os ganhos ou perdas atuariais do passivo atuarial deverão ser reconhecidos em outros resultados abrangentes. As alterações do pronunciamento são aplicáveis aos períodos anuais que se iniciarem em/ou após 01.01.2013. Como consequência da aplicação da alteração na norma, os ganhos atuariais não registrados pela Companhia serão reconhecidos no seu balanço patrimonial em 01.01.2013 e os ganhos e perdas atuariais apurados a partir dessa data serão reconhecidos em outros resultados abrangentes. Em 31.12.2011 a Companhia tem registrado em seu passivo o montante de R\$ 165.629 de ganho atuarial diferido a ser amortizado.

- IAS 1 – Apresentação de itens de outros resultados abrangentes

Emitida em junho de 2011, a revisão do IAS 1 abordou aspectos relativos à divulgação de itens de outros resultados abrangentes e estabeleceu a necessidade de segregar os itens que não podem ser potencialmente reclassificáveis para o resultado e os que podem vir a ser reclassificados para o resultado, quando determinadas condições forem cumpridas. As alterações da norma são efetivas para períodos anuais iniciando em/ou após 01.01.2013. A Companhia entende que as alterações da referida norma não impactarão suas demonstrações contábeis consolidadas.

- IFRIC 20 - Custos de remoção de estéril na fase de produção de mina de superfície

Emitida em outubro de 2011, a interpretação diz respeito a procedimento contábil relativo à retirada de materiais não aproveitáveis de uma mina de superfície para acesso aos recursos minerais. O IFRIC 20 é aplicável aos períodos anuais que se iniciarem em/ou após 01.01.2013. A referida interpretação não se aplica aos negócios da Companhia.

- Emissão de CPC correspondentes aos pronunciamentos IFRS e interpretações IFRIC

O CPC ainda não editou as respectivas normas, alterações e interpretações técnicas correlacionadas às novas normas IFRS e IFRIC anteriormente mencionadas. Em decorrência do compromisso do CPC e da CVM de manter atualizado o conjunto de normas emitidas com base nas atualizações realizadas pelo IASB (*International Accounting Standards Board*), é esperado que esses pronunciamentos, alterações e interpretações sejam editados pelo CPC e aprovados pela CVM até a data de sua aplicação obrigatória.

4. - CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	Controladora			
			Consolidado	
	(BKG	SAAP)	(BRGAAP e IFRS)	
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
Caixa e depósitos bancários à vista	960	1.710	5.274	8.882
Aplicações financeiras				
Citibank - Fundo de Investimento Exclusivo				
Operações compromissadas com títulos				
públicos federais ³				
Nota do Tesouro Nacional (NTN – B)	563.011	741.573	735.639	934.407
Letra do Tesouro Nacional (LTN)	-	50.812	-	64.025
	563.011	792.385	735.639	998.432
Instituições Financeiras ⁴				
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	3.148	2.022	18.559	48.106
Operações compromissadas com debêntures	-	-	22.336	27.160
•	3.148	2.022	40.895	75.266
Total das aplicações financeiras	566.159	794.407	776.534	1.073.698
	567.119	796.117	781.808	1.082.580

A Companhia estruturou suas aplicações financeiras através da concentração dos recursos em um Fundo de Investimento Exclusivo de Renda Fixa, o qual pode ter suas cotas resgatadas a qualquer momento sem prejuízo dos rendimentos.

Esse Fundo não possui obrigações financeiras significativas, estando essas limitadas aos honorários de serviços de administração dos ativos, de execução das transações de investimentos e de auditoria, além de despesas gerais e administrativas.

A rentabilidade média do fundo nos anos de 2011 e 2010 foi de 100,2% do CDI (taxa referencial dos Certificados de Depósitos Interbancários).

Os equivalentes de caixa são mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo e compõem-se do saldo de caixa, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras com liquidez imediata em montante sujeito a um insignificante risco de mudança de valor.

³São operações de venda de títulos com compromisso de recompra assumido pelo vendedor, concomitante ao compromisso de revenda assumido pelo comprador. Essas operações possuem liquidez imediata, são remuneradas pela Selic e estão lastreadas em títulos públicos federais.

⁴ Bancos: Safra, Itaú Unibanco, Banco do Brasil, Votorantim e Bradesco.

5. - CONTAS A RECEBER DE CLIENTES

	Controladora (BRGAAP)			solidado AP e IFRS)	
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010	
Concessionárias	247.788	216.600	319.930	271.921	
Comercializadoras	124.038	125.682	51.395	56.524	
Consumidores livres	21.836	24.685	151.841	121.788	
Exportação	740	740	740	740	
Transações no âmbito da CCEE					
-Correntes	19.879	77.402	21.758	79.077	
-Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE)	2.665	1.056	2.665	1.056	
-Agentes com ações judiciais ou inadimplentes	122.574	122.574	122.574	122.574	
	539.520	568.739	670.903	653.680	
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(128.617)	(122.574)	(128.754)	(122.574)	
	410.903	446.165	542.149	531.106	

O prazo médio de recebimento dos valores relativos às faturas de venda de energia é de 25 dias a partir do primeiro dia do mês subsequente ao fornecimento.

Composição das contas a receber vencidas

		Controladora (BRGAAP)		lidado P e IFRS)
	31.12.2011	31.12.2011 31.12.2010		31.12.2010
Até 30 dias	9.397	39.378	10.475	17.013
De 31 a 60 dias	-	14.297	-	14.297
De 61 a 90 dias	-	102	-	102
Mais de 91 dias	132.022	124.993	132.442	125.001
	141.419	178.770	142.917	156.413

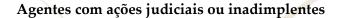
Provisão para crédito de liquidação duvidosa

Composição:

	Controladora (BRGAAP)		Consolidado (BRGAAP e IFRS)	
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
Comercializadora	6.043	-	6.180	-
Agentes com ações judiciais ou inadimplentes	122.574	122.574	122.574	122.574
	128.617	122.574	128.754	122.574

Comercializadora

A provisão foi constituída em 2011 em razão de inadimplência há longa data de determinada comercializadora em transações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A Companhia está tomando as medidas cabíveis para a recuperação do valor pendente de recebimento.



A provisão é composta pelos seguintes valores:

- R\$ 110.498 corresponde a créditos oriundos de transações realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), atualmente CCEE, no período de setembro de 2000 a setembro de 2002. Os agentes devedores ingressaram com ações judiciais por discordarem da interpretação adotada por aquele órgão, relativamente às disposições do Acordo Geral do Setor Elétrico. A provisão foi constituída em virtude das dúvidas quanto à realização dos valores decorrentes da referida transação.
- R\$ 12.076 refere-se, substancialmente, a débitos de agentes inadimplentes na primeira liquidação financeira feita pelo MAE, em 30.12.2002, relativa às transações realizadas no âmbito daquele mercado. Tais valores estão sendo objeto de negociações bilaterais. Contudo, em razão das incertezas quanto ao recebimento, a Companhia mantém provisão para créditos de liquidação duvidosa, independentemente das ações aplicáveis ao caso.

A Companhia não constituiu qualquer provisão sobre os demais valores vencidos por considerar provável o recebimento dos mesmos.

6. - ESTOQUES

	Contro (BRG		Consol (BRGAAF	
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
Insumos para produção de energia	3.739	11.161	6.312	12.346
Almoxarifado	29.249	23.137	30.534	24.093
Adiantamentos a fornecedores	3.501	6.205	3.501	6.205
Outros	2.394	2.538	2.490	3.388
	38.883	43.041	42.837	46.032

7. - TRIBUTOS A RECUPERAR

	Controladora (BRGAAP)			
31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010	
68.369	51.640	129.066	66.822	
7.350	4.178	7.812	4.855	
4.319	4.719	5.889	14.895	
1.728	1.042	2.375	4.184	
5.650	1.054	5.650	1.062	
87.416	62.633	150.792	91.818	
4.639	13.595	137.832	200.090	
11.460	11.178	14.413	16.090	
-	-	7.304	-	
-	-	2.452	1	
-	3.700	6	3.700	
16.099	28.473	162.007	219.880	
	(BRGA 31.12.2011 68.369 7.350 4.319 1.728 5.650 87.416	(BRGAAP) 31.12.2011 31.12.2010 68.369 51.640 7.350 4.178 4.319 4.719 1.728 1.042 5.650 1.054 87.416 62.633 4.639 13.595 11.460 11.178 - - - <t< td=""><td>(BRGAAP) (BRGAAI) 31.12.2011 31.12.2010 31.12.2011 68.369 51.640 129.066 7.350 4.178 7.812 4.319 4.719 5.889 1.728 1.042 2.375 5.650 1.054 5.650 87.416 62.633 150.792 4.639 13.595 137.832 11.460 11.178 14.413 - - 7.304 - 2.452 - 3.700 6</td></t<>	(BRGAAP) (BRGAAI) 31.12.2011 31.12.2010 31.12.2011 68.369 51.640 129.066 7.350 4.178 7.812 4.319 4.719 5.889 1.728 1.042 2.375 5.650 1.054 5.650 87.416 62.633 150.792 4.639 13.595 137.832 11.460 11.178 14.413 - - 7.304 - 2.452 - 3.700 6	

Os créditos de PIS e Cofins a compensar apresentados na controladora são compostos principalmente pelo valor de R\$ 66.191, relativo à ação judicial transitada em favor da Companhia em processo que se discutia a recuperação do PIS e da Cofins recolhidos indevidamente. Em 2011, foram reconhecidos os efeitos do recálculo e da atualização desses créditos, no valor de R\$ 20.388, já inclusos no montante total de R\$ 66.191. A Companhia está aguardando a autorização da Receita Federal do Brasil para compensar os referidos créditos com tributos federais devidos pela Companhia.

No consolidado, além dos créditos anteriormente citados, estão reconhecidos, principalmente, os créditos de PIS e Cofins decorrentes de aquisições de máquinas e equipamentos e construção de edificações para a implantação de empreendimentos de geração de energia, no montante de R\$ 133.301.

Até julho de 2011, os créditos sobre as aquisições de máquinas e equipamentos vinham sendo compensados mensalmente na proporção de 1/48. A partir de agosto de 2011, o saldo dos créditos em 31.07.2011 e os constituídos a partir desta data vêm sendo compensados mensalmente em até 12 (doze) meses, até a sua completa compensação em julho de 2012.

Os créditos oriundos de gastos com construções de edificações vêm sendo compensados mensalmente na proporção de 1/24.

⁵Programa de Integração Social (PIS)

⁶Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins)

⁷Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Prestação de Serviços de Comunicação e Transporte (ICMS)

⁸Instituto Nacional do Seguro Social (INSS)



8. – ATIVO DISPONÍVEL PARA VENDA

Em junho de 2011 a Companhia concluiu a venda da totalidade das ações que detinha no capital social da Seival Participações S.A., Empresa de Propósito Específico detentora de 99,99% do capital social da Usina Termelétrica Seival Ltda. (UTE Seival). O valor da venda foi de R\$ 38.523 e o ganho de capital apurado na transação foi de R\$ 15.436.

A UTE Seival detém os direitos, inclusive as autorizações da Aneel e a licença de instalação, para implantar e explorar uma usina termelétrica a carvão, no Município de Candiota, Estado do Rio Grande do Sul (RS), com potência instalada de até 540 MW. A empresa não havia desenvolvido qualquer atividade operacional até a data da sua venda.

A Companhia continua avaliando outros projetos termelétricos a carvão mineral na região de Candiota, em consonância com a sua estratégia de crescimento no Brasil.

9. – CAUÇÕES E DEPÓSITOS VINCULADOS

	Controladora (BRGAAP)		Conso (BRGAA	
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
Circulante				
Conta reserva transações CCEE				
Fundos de investimentos	32.159	47.872	32.159	47.872
Operações compromissadas em debêntures	-	21.793	378	33.600
CDB			6.386	81
	32.159	69.665	38.923	81.553
Não circulante				
Conta reserva serviços da dívida				
Fundos de investimentos	-	-	86.025	42.083
Operações compromissadas em debêntures	-	-	-	1.965
CDB			4.542	7.196
	-		90.567	51.244

Conta reserva transações CCEE: destina-se a assegurar a liquidação financeira das operações de compra e venda de energia elétrica no âmbito da CCEE, em consonância com as regras daquele mercado. A redução do saldo deve-se a uma menor exposição da Companhia nesse mercado.

Conta reserva serviços da dívida: visa garantir o pagamento dos serviços de dívidas com os bancos financiadores. O acréscimo no saldo deve-se, substancialmente, ao início da constituição da reserva para garantia do financiamento da Usina Hidrelétrica Estreito.

A rentabilidade média das cauções e dos depósitos vinculados em 2011 e 2010 foi de 98,5% e 100% do CDI, respectivamente.

10. – IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

		Con	troladora (BRGA	AP)			
		31.12.2011			31.12.2010		
	Base de	Imposto	Contribuição				
Natureza dos créditos	cálculo	de renda	social	Total	Total		
Remuneração das Imobilizações em							
Curso (RIC)	152.818	38.205	-	38.205	41.098		
Benefícios pós-emprego	204.680	51.170	18.421	69.591	102.910		
Provisão para créditos de liquidação							
duvidosa	128.617	32.154	11.575	43.729	41.675		
Provisão para riscos tributários, cíveis							
e trabalhistas	129.447	32.362	11.650	44.012	43.280		
Ajuste a valor justo em combinação							
de negócios	77.973	19.493	7.018	26.511	24.718		
Ajuste a valor presente de valores a							
receber	13.875	3.469	1.249	4.718	4.718		
Depreciação acelerada	11.827	2.957	1.064	4.021	5.157		
Outros	23.962	5.991	2.157	8.148	24.857		
		185.801	53.134	238.935	288.413		

	Consolidado (BRGAAP e IFRS)						
		31.1	2.2011		31.12.2010		
	Base de	Imposto	Contribuição				
Natureza dos créditos	cálculo	de renda	social	Total	Total		
Remuneração das Imobilizações em							
Curso (RIC)	152.818	38.205	-	38.205	41.098		
Benefícios pós-emprego	204.680	51.170	18.421	69.591	102.910		
Provisão para créditos de liquidação							
duvidosa	128.754	32.188	11.588	43.776	41.675		
Provisão para riscos tributários, cíveis							
e trabalhistas	137.711	34.428	12.394	46.822	43.596		
Ajuste a valor justo em combinação							
de negócios	77.973	19.493	7.018	26.511	24.718		
Prejuízo fiscal e base negativa de							
contribuição social	58.256	14.564	5.243	19.807	20.499		
Ajuste a valor justo do ativo							
imobilizado	49.470	12.368	4.452	16.820	17.745		
Ajuste a valor presente de valores a							
receber	13.875	3.469	1.249	4.718	4.718		
Depreciação acelerada	11.827	2.957	1.064	4.021	5.157		
Outros	28.879	7.219	2.600	9.819	26.124		
	_	216.061	64.029	280.090	328.240		

A realização do imposto de renda e da contribuição social diferidos, oriundos de diferenças temporárias, ocorrerá pelo pagamento das provisões efetuadas ou, quando for o caso, pela realização das perdas provisionadas. Os prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social se realizarão pela geração de lucros tributáveis futuros pelas controladas que, excepcionalmente, apresentaram prejuízo em anos anteriores.

O horizonte de realização do imposto de renda e contribuição social diferidos e sua recuperação foi estimado conforme abaixo:

	Controladora (BRGAAP)	Consolidado (BRGAAP e IFRS)
2012	18.632	20.452
2013	20.458	23.740
2014	30.955	32.289
2015	21.464	24.482
2016	19.176	22.519
2017 a 2018	70.396	79.476
2019 a 2020	22.870	32.735
2021 em diante	34.984	44.397
	238.935	280.090

11. - VALORES A RECEBER PELA ALIENAÇÃO DE ATIVO

Nesta rubrica estão registradas as parcelas pendentes de recebimento da Elétrica Jacuí S.A. (Eleja), relativas à venda do empreendimento termelétrico Jacuí. A partir de fevereiro de 2009, a Eleja suspendeu os pagamentos das parcelas mensais devidas.

O saldo de R\$ 86.866, apresentado no balanço patrimonial da controladora e consolidado, corresponde ao valor presente das parcelas que a Companhia tinha a receber em julho de 2009, data em que a Companhia, após diversas tentativas frustradas de retomada dos pagamentos, decidiu iniciar um processo de execução judicial do contrato, exigindo o montante equivalente à totalidade da dívida, uma vez que a inadimplência da Eleja antecipou o vencimento das parcelas vincendas.

A Companhia, a partir de julho de 2009, de forma prudente, decidiu deixar de reconhecer os juros e a variação monetária sobre os valores a receber. A Companhia considera que os valores das garantias contratadas, conforme a seguir mencionado, serão em montante suficiente para a recuperação dos valores a receber.

A ação de execução movida contra a Eleja garantiu à Companhia o arresto dos bens do empreendimento Jacuí, dados em garantia do crédito. Em maio de 2010 foram publicados os editais de citação da executada Eleja, que não apresentou manifestação no processo. Em março de 2011, o arresto foi convertido em penhora e os bens em garantia foram submetidos à avaliação por perito judicial para posterior alienação. O valor da avaliação dos bens penhorados foi de R\$ 116.492. A Companhia aguarda a homologação do Juiz acerca da avaliação feita pelo perito judicial, para decidir se irá requerer a propriedade dos bens penhorados ou leva-los à leilão.

2011, atualizado pelo índice

O valor nominal das parcelas contratuais não quitadas, em 31.12.2011, atualizado pelo índice contratual, o IGP-DI, totaliza R\$ 116.172 (R\$ 106.228 em 31.12.2010). O montante total da dívida, incluindo multas e encargos contratuais, supera o valor da avaliação pericial, o que poderá levar a Companhia a solicitar um reforço de penhora.

12. – DEPÓSITOS JUDICIAIS

a) Composição

		oladora AAP)	Consolidado (BRGAAP e IFRS)		
	31.12.2011	31.12.2011 31.12.2010 31.12			
Tributários	91.202	84.720	91.652	85.075	
Cíveis	9.727	40.996	10.725	42.485	
Trabalhistas	3.130	5.599	3.455	5.904	
	104.059	131.315	105.832	133.464	

Os valores depositados estão vinculados a processos que tramitam nas esferas judiciais e administrativas. Do montante registrado em 31.12.2011, R\$ 40.627 (R\$ 68.568 em 31.12.2010) estão diretamente relacionados às provisões de risco prováveis demonstradas na Nota 23 – Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas.

b) Mutação

	Controladora (BRGAAP)							
	Tributários	Cíveis	Trabalhistas	Total	Tributários	Cíveis	Trabalhistas	Total
Saldo em 31.12.2009	178.108	6.574	8.800	193.482	178.212	30.297	8.800	217.309
Adições	11.985	3.546	535	16.066	12.226	10.118	840	23.184
Incorporação	-	31.311	-	31.311	-	-	-	-
Atualizações	13.056	41	401	13.498	13.066	2.576	401	16.043
Baixas e resgates	(118.429)	(476)	(4.137)	(123.042)	(118.429)	(506)	(4.137)	(123.072)
Saldo em 31.12.2010	84.720	40.996	5.599	131.315	85.075	42.485	5.904	133.464
Adições	78	10.674	717	11.469	159	11.631	811	12.601
Atualizações	9.727	1.055	255	11.037	9.741	1.055	255	11.051
Baixas e resgates	(3.323)	(42.998)	(3.441)	(49.762)	(3.323)	(44.446)	(3.515)	(51.284)
Saldo em 31.12.2011	91.202	9.727	3.130	104.059	91.652	10.725	3.455	105.832

Em 2011 foi realizado resgate no valor de R\$ 32.936, relativo a uma aplicação financeira que tinha sido contratada para reduzir o custo da fiança bancária que garante a ação judicial que contesta o valor da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) cobrada da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra. Essa aplicação deixou de ser exigida pelo Banco sem que o custo da fiança bancária tivesse sido alterado.



a) Composição

	Controladora (BRGAAP)		
	31.12.2011 31.12.2010		
Participações societárias permanentes:			
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial			
Equivalência patrimonial	2.433.138	2.162.946	
Ágio/Direito de concessão	117.974	119.817	
	2.551.112	2.282.763	

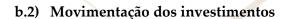
b) Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial

	Participação	Lote de mil ações ou quotas		
Controladas	(%)	31.12.2011	31.12.2010	
Itá Energética S.A. (Itasa)	48,75	253.607	253.607	
Companhia Energética Estreito (CEE)	99,99	871.003	871.003	
Companhia Energética São Salvador (CESS)	99,99	360.789	360.789	
Lages Bioenergética Ltda. (Lages)	99,99	30.530	30.530	
Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC)	99,99	4.200	4.200	
Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)	99,99	640.329	532.455	

b.1) Informações financeiras das controladas

	Itasa	CEE	CESS	Lages	TBLC	TBLP	EAS 9
31.12.2010							
Participação (%)	48,75%	99,99%	99,99%	99,99%	99,99%	99,99%	99,99%
Ativo total	852.035	2.336.439	1.385.165	84.226	259.985	934.031	-
Patrimônio líquido	598.445	868.509	351.733	71.193	65.431	514.067	-
Receita líquida	222.597	-	145.881	35.353	983.339	74.845	141.523
Lucro líquido (Prejuízo)	46.620	(348)	(24.568)	7.137	(6.646)	(7.010)	(13.811)
31.12.2011							
Participação (%)	48,75%	99,99%	99,99%	99,99%	99,99%	99,99%	-
Ativo total	801.335	2.554.938	1.363.537	66.754	350.800	959.951	-
Patrimônio líquido	638.523	915.408	360.775	59.198	168.254	618.221	-
Receita líquida	242.913	164.467	200.908	39.229	1.500.720	94.181	-
Lucro líquido (Prejuízo)	53.908	46.899	9.042	3.005	102.823	(1.359)	_

 $^{^{9}}$ Energia América do Sul Ltda. (EAS), controlada incorporada pela Companhia em 30.12.2010.



	Itasa	CEE	CESS	Lages	TBLC	TBLP	EAS	Outras	Total
Saldo em 31.12.2009	273.913	-	324.801	64.056	72.077	497.632	653.481	23.310	1.909.270
Aquisição	-	712.296	-	-	-	-	-	-	712.296
Aumento de capital Incorporação PPESA	-	156.561 -	51.500	-	-	23.445	152.200 (791.870)	35 -	383.741 (791.870)
Equivalência patrimonial	22.727	(348)	(24.568)	7.137	(6.646)	(7.010)	(13.811)	36	(22.483)
Venda Seival	-	-	-	-	-	-	-	(23.111)	(23.111)
Dividendos	(4.897)	-	-	-	-	-	-	-	(4.897)
Saldo em 31.12.2010	291.743	868.509	351.733	71.193	65.431	514.067	-	270	2.162.946
Aumento de capital Equivalência	-	-	-	-	-	107.874	-	-	107.874
patrimonial	26.280	46.899	9.042	3.005	102.823	(1.359)	-	-	186.690
Baixas/reclassificação	-	-	-	-	-	(2.361)	-	(269)	(2.630)
Dividendos	(6.742)			(15.000)					(21.742)
Saldo em 31.12.2011	311.281	915.408	360.775	59.198	168.254	618.221		1	2.433.138

c) Ágio/direito de concessão - Controladora

Movimentação

Controladas	Itasa	CEE	CESS	Total
Saldo em 31.12.2009	1.145	-	34.635	35.780
Amortização	(1.145)	-	(1.266)	(2.411)
Aquisição CEE	-	86.448	-	86.448
Saldo em 31.12.2010	-	86.448	33.369	119.817
Amortização	-	(576)	(1.267)	(1.843)
Saldo em 31.12.2011		85.872	32.102	117.974

Os ágios/direitos de concessão pagos nas aquisições das controladas foram definidos com base no valor presente das projeções de fluxo de caixa obtidas através de avaliações econômico-financeiras e decorreram da aquisição da concessão ou autorização outorgada pela Aneel para o uso do bem público na geração de energia elétrica. Esses valores estão sendo amortizados no prazo do contrato de concessão ou autorização, em função da sua vida útil definida, uma vez que os benefícios econômicos decorrentes das aquisições desses investimentos ocorrerão ao longo do prazo de concessão ou autorização.

d) Incorporação da Ponte de Pedra Energética S.A. na Energia América do Sul S.A. e desta na Tractebel Energia S.A.

Em 30.12.2010 a Assembleia Geral Extraordinária dos acionistas aprovou, por unanimidade, a incorporação da Ponte de Pedra (PPESA) na Energia América do Sul Ltda. e desta na Tractebel Energia, mediante versão dos acervos líquidos das empresas na data base de 30.11.2010.

A PPESA tem capacidade instalada de 176,1 MW e energia assegurada de 131,6 MW médios. O acervo líquido incorporado foi de R\$ 803.218 a valor de livros e de R\$ 791.870 a valor justo.

e) Informações sobre as controladas da Companhia

A estrutura societária simplificada da Tractebel Energia está apresentada no relatório de administração que é parte das demonstrações contábeis completas.

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

A Itasa tem como objetivo a exploração da Usina Hidrelétrica Itá em parceria através de consórcio, mediante concessão outorgada pela União Federal por intermédio da Aneel, com prazo de vigência de 35 anos, a partir de 28.12.1995. O empreendimento está situado no Rio Uruguai, na divisa dos Estados de Santa Catarina (SC) e do Rio Grande do Sul (RS), e possui capacidade instalada de 1.450 MW e 720 MW médios de energia assegurada. Nos termos do Contrato de Consórcio, a controlada Itasa tem direito à quantidade de energia equivalente a 60,5% de 668 MW médios. Os demais 52 MW da energia assegurada do empreendimento são detidos diretamente pela própria Tractebel Energia.

As quantidades e preços relativos à energia fornecida diretamente aos acionistas foram estabelecidos através de contratos firmados entre as partes e possuem vigência até 16.10.2030. Maiores detalhes sobre os contratos de energia podem ser encontrados na Nota 34 – Transações com partes relacionadas.

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

Os principais grupos do ativo, passivo e resultado da Itasa estão demonstrados a seguir, os quais foram consolidados nas demonstrações contábeis que estão sendo apresentadas, na proporção dos investimentos da Companhia no capital social da controlada:

BALANÇO PATRIMONIAL	31.12.2011	31.12.2010
ATIVO		
Ativo circulante	81.729	82.595
Ativo não circulante	01., 2 ,	0 2. 656
Realizável a longo prazo	44.239	48.847
Imobilizado	675.349	710.326
Intangível	18	10.267
TOTAL DO ATIVO	801.335	852.035
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	100.175	112 (07
- 4.000, 0 0.000, 0.000		113.697
Passivo não circulante	62.637	139.893
Patrimônio líquido	638.523	598.445
TOTAL DO PASSIVO	801.335	852.035

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DO EXERCÍCIO	31.12.2011	31.12.2010
		1
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	242.913	222.597
CUSTOS DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	(120.277)	(108.045)
LUCRO BRUTO	122.636	114.552
DESPESAS OPERACIONAIS		
Despesas gerais e administrativas	(15.023)	(19.190)
Outras despesas, líquidas	(13.668)	(736)
	(28.691)	(19.926)
Resultado do serviço	93.945	94.626
Despesas financeiras, líquidas	(12.275)	(23.938)
RESULTADO ANTES DOS TRIBUTOS	81.670	70.688
Imposto de renda e contribuição social	(27.762)	(24.068)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	53.908	46.620

e.2) Companhia Energética Estreito (CEE)

A CEE foi adquirida de sua controladora GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda. em agosto de 2010. Em outubro de 2010 a transação foi ratificada em Assembleia Geral Extraordinária (AGE) por unanimidade dos acionistas minoritários que votaram a matéria.

O valor total da aquisição foi de R\$ 798.744 e o valor de livros do patrimônio líquido na data da aquisição era de R\$ 712.296. O valor excedente pago de R\$ 86.448 é suportado por projeções de fluxo de caixa futuro e decorreram da aquisição da concessão outorgada pela Aneel para o uso do bem público na atividade de geração de energia. Na controladora esse valor está apresentado no investimento e no consolidado no imobilizado, conforme mencionado na Nota 14 - Imobilizado.

A CEE é detentora de participação de 40,07% no Consórcio Estreito Energia (Ceste), criado para a implantação e exploração da Usina Hidrelétrica Estreito (UHE Estreito). A Usina está localizada no Rio Tocantins, na divisa dos Estados de Tocantins (TO) e Maranhão (MA), nos Municípios de Estreito (MA), Aguiarnópolis e Palmeiras do Tocantins (TO), possuindo capacidade instalada de geração de 1.087 MW e energia assegurada para comercialização de 641,08 MW médios. O prazo da concessão é de 35 anos, contados a partir de 26.11.2002, data da assinatura do Contrato de Concessão.

Os demais consorciados do Ceste são a Companhia Vale do Rio Doce, a Estreito Energia S.A. - empresa do Grupo Alcoa e a Intercement Brasil S.A. - entidade do Grupo Camargo Corrêa, com participações de 30%, 25,49% e 4,44%, respectivamente. A liderança do consórcio cabe à CEE.

A energia assegurada da UHE Estreito foi comercializada com distribuidoras de energia elétrica que participam do Ambiente de Contratada (ACR), através de Leilão promovido pelo Governo Federal, por um período de 30 anos, que se inicia em 01.01.2012. Do total comercializado, a CEE faz jus a 256 MW médios correspondentes à sua participação no Ceste.

Durante o ano de 2011, quatro das oito unidades geradoras iniciaram a operação comercial, conforme demonstrado no quadro a seguir:

Usina Hidrelétrica Estreito	Potência instalada (MW)	Energia assegurada pertencente à CEE (MW médios)	Início da operação comercial
1ª Unidade geradora	135,87	52,01	29.04.2011
2ª Unidade geradora	135,87	51,69	02.07.2011
3ª Unidade geradora	135,87	50,80	30.09.2011
4ª Unidade geradora	135,87	38,38	23.12.2011
	543,48	192,88	1

O cronograma de implantação da UHE Estreito prevê a conclusão da entrada em operação de todas as unidades geradoras no terceiro trimestre de 2012.

e.3) Companhia Energética São Salvador (CESS)

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

A energia da CESS de 148 MW médios foi vendida para distribuidoras de energia elétrica que participam do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), através de Leilão organizado pelo Governo Federal, por um período de 30 anos, que se iniciou em janeiro de 2011.

e.4) Lages Bioenergética Ltda. (Lages)

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

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

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

e.5) Tractebel Energia Comercializadora (TBLC)

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

e.6) Tractebel Energias Complementares Participações Ltda. (TBLP)

A TBLP tem por objeto social participar no capital de outras sociedades e concentrar os projetos referentes a energias complementares de sua controladora Tractebel Energia. A empresa possui os seguintes investimentos a valores de livros:

	Tupan	Hidropower	Areia Branca ¹²	Beberibe 13	Pedra do Sal 14	Ibitiúva 15	EEN 16	Outros
31.12.2010								
Participação	99,99%	99,99%	99,99%	99,99%	99,99%	99,99%	99,99%	99,99%
Ativo total	94.798	71.798	149.133	155.780	101.774	121.744	28	224
Patrimônio Líquido	34.379	38.323	74.701	53.564	30.601	42.058	28	220
Receita líquida	11.704	9.497	10.940	18.552	12.943	11.232	-	138
Lucro líquido (Prejuízo)	288	1.711	(2.288)	2.111	573	3.229	-	(284)
31.12.2011								
Participação	99,99%	99,99%	99,99%	99,99%	99,99%	95,0%	99,99%	99,99%
Ativo total	85.417	70.059	137.803	151.013	99.979	127.256	63.598	-
Patrimônio Líquido	83.942	43.518	76.729	47.012	29.338	45.545	63.523	-
Receita líquida	16.534	11.815	14.428	13.144	11.797	26.463	-	-
Lucro líquido (Prejuízo)	6.137	5.196	(1.342)	(6.553)	(1.262)	9.396	(314)	

Ágio / Direito de uso do ativo na controladora TBLP

Empresas	Tupan	Hidropower	Areia Branca	Beberibe	Pedra do Sal	Projeto Trairí	Total
Saldos em 31.12.2009	86.991	79.517	7.676	48.877	23.744	2.971	249.776
Ingresso	-	-	-	-	-	162	162
Amortização	(3.796)	(3.714)	(520)	(2.073)	(1.092)	-	(11.195)
Saldos em 31.12.2010	83.195	75.803	7.156	46.804	22.652	3.133	238.743
Ingresso	-	-	-	-	-	9.535	9.535
Amortização	(3.795)	(3.458)	(371)	(2.074)	(1.092)		(10.790)
Saldos em 31.12.2011	79.400	72.345	6.785	44.730	21.560	12.668	237.488

¹⁰Tupan Energia Elétrica S.A.

¹¹ Hidropower Energia S.A.

¹² Hidrelétrica Areia Branca S.A.

¹³ Eólica Beberibe S.A.

¹⁴ Eólica Pedra do Sal S.A.

¹⁵ Ibitiúva Bioenergética S.A.

¹⁶ Energias Eólicas do Nordeste S.A.

Os ágios/direito de uso do ativo pagos pela TBLP nas aquisições das empresas anteriormente relacionadas foram definidos com base no valor presente de projeções de fluxo de caixa obtidas através de avaliações econômico-financeiras e decorreram da aquisição dos direitos de autorização outorgados pela Aneel para a exploração dos potenciais hidráulicos e eólicos para a geração de energia.

No balanço patrimonial consolidado esses valores correspondem ao ajuste a valor justo das autorizações para a exploração dos potenciais hidráulicos e eólicos. O seu registro foi feito como um único ativo, no grupo do ativo imobilizado, conforme estabelecido no Guia de Aplicação IFRS 3 e CPC 15 — Combinação de negócios, que permite o reconhecimento do valor justo da autorização e o da unidade de geração como único ativo, quando esses ativos não puderem ser vendidos ou transferidos separadamente.

Os ágios/direito de uso do ativo estão sendo amortizados na extensão dos contratos de autorização, uma vez que os benefícios econômicos decorrentes da aquisição dos investimentos ocorrerão ao longo do prazo da autorização e a vida útil desse ativo considera como limite os prazos desses contratos.

As principais informações referentes às controladas da TBLP, em 31.12.2011, estão descritas a seguir:

Empresas	Usina	Potência Instalada (MW)	Início da operação	Final da Autorização	Localização – Município (Estado)	Energia contratada (GWh/ano)	Final do contrato de venda
Tupan	PCH	26,60	12.2007	12.2032	Rondonópolis (MT)	85,51	2027
Hidropower	PCH	23,70	02.2007	12.2032	Rondonópolis (MT)	80,79	2027
Areia Branca	PCH	19,80	03.2010	05.2030	Caratinga (MG)	90,84	2030
Beberibe	Eólica	25,60	09.2008	08.2033	Beberibe (CE)	68,52	2028
Pedra do Sal	Eólica	17,85	12.2008	10.2032	Parnaíba (PI)	49,61	2028
Ibitiúva	Biomassa	33,00	05.2010	04.2030	Pitangueiras (SP)	175,20	2025

A energia de referência da Tupan, Hidropower, Areia Branca, Beberibe, Pedra do Sal estão contratadas com a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), através do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa). A quantidade contratada é ajustada periodicamente com base na energia efetivamente gerada pelas referidas usinas. A Ibitiúva vendeu sua energia em Leilão de Energia Reserva promovido pela Aneel no ano de 2008, pelo prazo de 15 anos contados a partir de 2010.

Novos projetos de geração de energia eólica

Em agosto de 2009 a TBLP adquiriu, pelo montante de R\$ 2.998, empresas que possuem projetos de geração de energia eólica que compõem o Projeto Trairí, no Estado do Ceará, cuja capacidade instalada total é de 121,9 MW.

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

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), conforme anteriormente mencionado, e um no Estado do Piauí (PI). Os projetos totalizam 145,4 MW, com investimento total estimado em R\$ 625.600.

Em agosto de 2011 a Companhia decidiu concentrar em uma *holding* controlada pela TBLP, denominada Energias Eólicas do Nordeste S.A. (EEN), as cinco empresas que desenvolverão os referidos projetos eólicos. Parcela significativa da capacidade comercial dessas usinas foi vendida para consumidores livres em contratos de médio e de longo prazo.

As autorizações para que as empresas se estabeleçam como produtores independentes de energia já foram concedidas pela Aneel. A Companhia concluiu a contratação das empresas responsáveis pelo fornecimento dos equipamentos e pela montagem das 63 torres e aerogeradores, com capacidade de geração de 2,3 MW, cada. Os projetos executivos estão sendo realizados, os equipamentos estão em processo de fabricação e os trabalhos de construção civil nos parques eólicos do Ceará já foram iniciados. Com referência ao projeto localizado no Piauí, a Companhia ainda está no aguardo da liberação da licença de instalação. A conclusão da construção dos parques eólicos está prevista para o ano de 2013.

A Companhia está em fase de negociação de uma linha de crédito junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) para o financiamento dos projetos.

Seguem informações adicionais sobre os projetos.

Empresas	Usina	Capacidade instalada	Localização – Município (Estado)
Central Eólica Mundaú S.A.	Central Eólica Mundaú	30,0 MW	Trairi (CE)
Central Eólica Guajiru S.A.	Central Eólica Guajiru	30,0 MW	Trairi (CE)
Central Eólica Fleixeiras I S.A.	Central Eólica Fleixeiras I	30,0 MW	Trairi (CE)
Central Eólica Trairi S.A.	Central Eólica Trairi	25,4 MW	Trairi (CE)
Eólica Porto das Barcas S.A.	Eólica Porto do Delta	30,0 MW	Parnaíba (PI)

14. -IMOBILIZADO

a) Composição

u, composição					
		Control	adora (BRGAAI	P)	
			31.12.2011		31.12.2010
	Taxa média de depreciação %	Custo corrigido	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Reservatórios, barragens e adutoras	2,8	4.403.730	(2.120.653)	2.283.077	2.422.496
Edificações e benfeitorias	3,1	1.278.692	(698.398)	580.294	595.343
Máquinas e equipamentos	4,1	5.492.866	(3.381.448)	2.111.418	2.227.806
Veículos	20,0	1.643	(1.147)	496	714
Móveis e utensílios	10,0	8.518	(3.971)	4.547	2.748
		11.185.449	(6.205.617)	4.979.832	5.249.107
Obrigações especiais		(13.535)		(13.535)	(10.223)
		11.171.914	(6.205.617)	4.966.297	5.238.884
Em curso					
Edificações e benfeitorias		12.625	-	12.625	5.054
Máquinas e equipamentos		63.210	-	63.210	67.994
Aquisições a ratear		6.050	-	6.050	3.338
1		81.885	_	81.885	76.386
		11.253.799	(6.205.617)	5.048.182	5.315.270
		Consolida	do (BRGAAP e l	IFRS)	
			31.12.2011		31.12.2010
	Taxa média de depreciação %	Custo corrigido	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Reservatórios, barragens e adutoras	2,5	6.807.459	(2.257.034)	4.550.425	3.268.782
Edificações e benfeitorias	3,1	1.746.251	(754.483)	991.768	986.857
Máquinas e equipamentos	3,9	7.323.739	(3.603.332)	3.720.407	3.470.028
Veículos	20,0	1.966	(1.442)	524	755
Móveis e utensílios	10,0	9.888	(4.304)	5.584	3.823
		15.889.303	(6.620.595)	9.268.708	7.730.245
Obrigações especiais		(13.660)	-	(13.660)	(10.348)
		15.875.643	(6.620.595)	9.255.048	7.719.897
Em curso					
Reservatórios, barragens e adutoras		10.892	-	10.892	404.336
Edificações e benfeitorias		12.836	-	12.836	475.204
Máquinas e equipamentos		182.187	-	182.187	888.601
Adiantamento a fornecedores		106.980	-	106.980	70.626
Aquisições a ratear		317.208	-	317.208	417.345
		630.103		630.103	2.256.112
		16.505.746	(6.620.595)	9.885.151	9.976.009

As "Aquisições a ratear" registram os valores que serão rateados proporcionalmente ao custo dos ativos quando da conclusão das obras. Parcela significativa deste valor corresponde aos juros sobre os financiamento que são capitalizados durante a construção.

b) Mutação do ativo imobilizado

	Controladora (BRGAAP)						
	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações (benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Outros	Imobilizado em curso	Obrigações especiais	Total
Saldo em 31.12.2009	1.860.955	538.224	2.020.606	3.059	112.466	(10.395)	4.524.915
Incorporação PPESA	655.125	86.871	278.267	177	1.011	-	1.021.451
Ingressos		-	-	-	78.470	491	78.961
Transferências	230	2.924	111.551	856	(115.561)	-	-
Baixas	-	(1)	(902)	(18)	-	(319)	(1.240)
Depreciação	(93.814)	(32.675)	(181.716)	(612)	-	-	(308.817)
Saldo em 31.12.2010	2.422.496	595.343	2.227.806	3.462	76.386	(10.223)	5.315.270
Ingressos	-	-	-	-	96.918	(3.312)	93.606
Reclassificação	-	-	-	-	5.699	-	5.699
Transferências	(21.437)	19.306	93.875	5.374	(97.118)	-	-
Baixas	-	-	(5.388)	(16)	-	-	(5.404)
Depreciação	(117.982)	(34.355)	(204.875)	(3.777)			(360.989)
Saldo em 31.12.2011	2.283.077	580.294	2.111.418	5.043	81.885	(13.535)	5.048.182

	Consolidado (BRGAAP e IFRS)						
	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Outros	Imobilizado em curso	Obrigações especiais	Total
Saldo em 31.12.2009	3.354.601	1.011.279	3.414.684	3.611	363.574	(10.520)	8.137.229
Aquisição CEE	-	-	-	-	1.940.576	-	1.940.576
Ingressos	-	-	-	-	352.371	491	352.862
Transferências	65.111	28.639	301.369	1.761	(396.880)	-	-
Baixas	-	(7)	(1.209)	(42)	(3.529)	(319)	(5.106)
Depreciação	(150.930)	(53.054)	(244.816)	(752)	-	-	(449.552)
Saldo em 31.12.2010	3.268.782	986.857	3.470.028	4.578	2.256.112	(10.348)	9.976.009
Ingressos	-	-	-	-	400.847	(3.312)	397.535
Reclassificação	-	-	-	-	5.699	-	5.699
Transferências	1.445.395	55.338	526.394	5.428	(2.032.555)	-	-
Baixas	-	-	(5.585)	(16)	-	-	(5.601)
Depreciação	(163.752)	(50.427)	(270.430)	(3.882)		<u> </u>	(488.491)
Saldo em 31.12.2011	4.550.425	991.768	3.720.407	6.108	630.103	(13.660)	9.885.151

c) Ajuste a valor justo do ativo imobilizado

Em atendimento às orientações previstas no CPC 27 - Ativo imobilizado e no ICPC 10 - Esclarecimentos sobre o CPC 27 e o CPC 28, em 01.01.2009, data da primeira adoção dos IFRS e do CPC, a Companhia adotou o valor justo como custo atribuído do ativo imobilizado das usinas da Companhia que apresentavam valor contábil substancialmente inferior ou superior ao seu valor justo. O ajuste a valor justo do imobilizado, líquido do imposto de renda e contribuição social diferidos, teve como contrapartida a conta do patrimônio líquido denominada "Ajuste de avaliação patrimonial". A depreciação sobre o referido ajuste não resultará em efeitos na base de apuração do imposto de renda e da contribuição social nem na base de distribuição de dividendos.



Os saldos do imobilizado em 31.12.2011 e 31.12.2010 contemplam o ajuste a valor justo, líquido de depreciação, de R\$ 982.326 e R\$ 1.073.015, respectivamente. A depreciação sobre os ajustes ao valor justo nos exercícios findos em 31.12.2011 e 31.12.2010 foi de R\$ 86.595 e R\$ 87.509, respectivamente.

d) Registro da concessão onerosa contratada ou adquirida em uma combinação de negócios

Até a data da primeira adoção dos IFRS e CPC, em 01.01.2009, as concessões onerosas e autorizações concedidas pela União para o uso do bem público para a geração hidrelétrica, contratadas ou adquiridas em uma combinação de negócios, vinham sendo registradas com base na melhor referência identificada nas práticas contábeis internacionais (IFRS), uma vez que não havia práticas contábeis específicas nos pronunciamentos brasileiros. A Companhia considerou como referência para o registro destas transações o Guia de Aplicação do IFRS 3 – Combinação de negócios, que permite o reconhecimento do valor justo da concessão e do ativo imobilizado como único ativo nas demonstrações contábeis, quando esses ativos não puderem ser vendidos ou transferidos separadamente.

Com base nesse pronunciamento, a Companhia reconheceu a concessão onerosa e as autorizações contratadas ou adquiridas em uma combinação de negócios como um único ativo no grupo do ativo imobilizado, distribuído pelas naturezas dos ativos proporcionalmente ao seu custo de aquisição. Esse procedimento vinha sendo adotado pela Companhia antes da obrigatoriedade da adoção dos IFRS e CPC, em 01.01.2009, e foi mantido para as transações ocorridas posteriormente a esta data, de modo que fosse conservada a consistência dos procedimentos.

O saldo dessas concessões e autorizações de uso do bem público para a geração de energia no ativo imobilizado em 31.12.2011 e 31.12.2010 é de R\$ 589.727 e R\$ 612.198, respectivamente, na controladora, e de R\$ 1.142.403 e R\$ 1.205.286, respectivamente, no consolidado.

e) Depreciação dos ativos que integram o Projeto Original das Usinas

A Companhia, com base exclusivamente na interpretação da Lei nº 8.987/95 e do Decreto nº 2.003/96, considera que não há garantia de indenização pelo Poder Concedente, ao final do prazo da concessão e autorização dos empreendimentos hidrelétricos, do valor residual dos bens que integram o Projeto Original. Dessa forma a Companhia, a partir de 01.01.2007 passou a depreciar esses ativos de acordo com as taxas determinadas pela Aneel, as quais estão limitadas ao prazo de concessão, embora a legislação e os contratos prevejam a possibilidade da renovação da concessão. Cabe mencionar que os bens do imobilizado adquiridos até 01.01.2007 foram sujeitos à adoção do custo atribuído com base na avaliação dos seus valores justos em 01.01.2009, data de transição para as normas IFRS e os novos CPC.

f) Apropriação dos encargos financeiros

Os encargos financeiros vinculados aos financiamentos e à concessão a pagar são reconhecidos no ativo imobilizado em andamento durante o período de construção das usinas. Os encargos capitalizados durante os exercícios de 2011 e 2010 foram de R\$ 101.033 e R\$ 37.237, respectivamente.

g) Redução ao valor recuperável de ativos

A Companhia avalia periodicamente os bens do imobilizado e intangível com a finalidade de identificar evidências que levem à perda de valores não recuperáveis desses ativos, ou ainda, quando eventos ou alterações significativas indicarem que o valor contábil pode não ser recuperável. Se identificado que o valor contábil do ativo excede o valor recuperável, essa perda é reconhecida no resultado. Até o momento não há indicativos da existência de redução do valor recuperável dos ativos na Companhia.

h) Concessões e autorizações do Órgão Regulador

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

Concessões	Detentora da concessão	Capacidade instalada MW	Data do ato	Vencimento
UHE Salto Santiago	Tractebel Energia	1.420	28.09.1998	27.09.2028
UHE Salto Osório	Tractebel Energia	1.078	28.09.1998	27.09.2028
UHE Passo Fundo	Tractebel Energia	226	28.09.1998	27.09. <mark>2</mark> 028
UHE Itá	Tractebel Energia/Itasa	1.450	28.12.1995	16.10.2030
UHE Machadinho	Tractebel Energia	1.140	15.07.1997	14.07.2032
UHE Cana Brava	Tractebel Energia	450	27.08.1998	26.08.2033
UHE Ponte de Pedra	Tractebel Energia	176	01.10.1999	30.09.2034
UHE São Salvador	CESS	243	23.04.2002	22.04.2037
UHE Estreito	Ceste 17	1.087	26.11.2002	26.11.2037

A Companhia possui, direta e indiretamente, o equivalente a 1.090 MW, 404 MW e 435,6 MW da capacidade instalada das usinas hidrelétricas Itá, Machadinho e Estreito, correspondentes, respectivamente, às suas participações acionárias e/ou em consórcio.

Autorizações	Detentora da autorização	Capacidade instalada MW	Data do ato	Vencimento
Complexo Termelétrico Jorge Lacerda	Tractebel Energia	857	28.09.1998	27.09.2028
UTE Charqueadas	Tractebel Energia	72	28.09.1998	27.09.2028
UTE Alegrete	Tractebel Energia	66	28.09.1998	27.09.2028
UTE William Arjona	Tractebel Energia	190	02.06.2000	28.04.2029
UTE Ibitiúva Bioenergética	Consórcio Andrade ¹⁸	33	05.04.2000	04.04.2030
Unidade de Cogeração Lages	Lages	28	30.10.2002	29.10.2032
PCH Rondonópolis	Tupan	27	19.12.2002	18.12.2032
PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha	Hidropower	24	19.12.2002	18.12.2032
PCH Areia Branca	Areia Branca	20	03.05.2000	02.05.2030
EOL Pedra do Sal	Pedra do Sal	18	02.10.2002	01.10.2032
EOL Beberibe	Beberibe	26	04.08.2003	03.08.2033
EOL Porto das Barcas	Porto das Barcas	30	30.08.2011	09.07.2041
EOL Trairí	Trairí	25	20.09.2011	27.08.2041
EOL Guajiru	Guajiru	30	20.09.2011	27.08.2041
EOL Mundaú	Mundaú	30	20.09.2011	27.08.2041
EOL Fleixeiras I	Fleixeiras I	30	20.09.2011	27.08.2041

¹⁷ As consorciadas são a controlada Companhia Energética Estreito (40,07%), Vale S.A. (30,%), Estreito Energia S.A. – empresa do Grupo Alcoa (25,49%), e Intercement Brasil S.A., entidade do Grupo Camargo Corrêa (4,44%).

¹⁸ As consorciadas são a controlada Ibitiúva Bioenergética S.A. (72,90%) e Andrade Açúcar e Álcool (27,10%).



A Companhia possui o correspondente a 21,2 MW da capacidade instalada da Usina Termelétrica Ibitiúva Bioenergética.

i) Indisponibilidade dos bens

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26.02.1957, os bens e instalações utilizados na produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução Aneel nº 20/99 de 03.02.1999 regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto das alienações seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

j) Bens da União utilizados pela Companhia

A Companhia exerce a posse e opera a UTE Alegrete, composta de duas unidades geradoras com capacidade total de 66 MW e uma vila residencial com 15 casas, localizada no Município de Alegrete (RS), de titularidade da União e cedida em regime especial de utilização.

15. – INTANGÍVEL

a) Composição

		Controladora (BRGAAP)						
		31.12.2011			31.12.2010			
	Custo corrigido	Amortização acumulada	Total	Custo Corrigido	Amortização acumulada	Total		
Direito de uso	25.618	(14.794)	10.824	21.896	(11.762)	10.134		
Ágio incorporado da CEM 19	44.578	(39.550)	5.028	44.578	(35.241)	9.337		
	70.196	(54.344)	15.852	66.474	(47.003)	19.471		

	Consolidado (BRGAAP e IFRS)							
		31.12.2011		31.12.2010				
	Custo corrigido	Amortização acumulada	Total	Custo Corrigido	Amortização acumulada	Total		
Direito de uso	29.988	(15.696)	14.292	25.887	(12.387)	13.500		
Direito de compra de energia	64.561	-	64.561	64.561	-	64.561		
Direitos do Projeto Trairí	12.668	-	12.668	3.133	-	3.133		
Ágio incorporado da CEM	44.578	(39.550)	5.028	44.578	(35.241)	9.337		
Ágio incorporado da Itasa	72.793	(72.793)		72.793	(67.803)	4.990		
	224.588	(128.039)	96.549	210.952	(115.431)	95.521		

O direito de uso e o direito de compra de energia possuem vidas úteis definidas. O primeiro está sendo amortizado em cinco anos e o segundo será amortizado durante a vigência do contrato de compra, de 2013 a 2023.

¹⁹Companhia Energética Meridional, subsidiária integral incorporada pela Companhia em 2008.

Os ágios da Itasa e da incorporada CEM também possuem vida útil definida. O da Itasa teve a amortização encerrada em dezembro de 2011 e o da CEM será amortizado até fevereiro de 2013.

Os direitos do Projeto Trairí correspondem ao valor justo dos projetos básicos ambientais, da certificação de geração de energia, das medições de ventos, das licenças ambientais prévias e dos contratos de arrendamentos adquiridos em uma combinação de negócios. A amortização desses direitos será iniciada assim que os projetos eólicos entrarem em operação e será limitada ao prazo de autorização das respectivas usinas.

b) Mutação

	Controladora (BRGAAP)	Consolidado (BRGAAP e IFRS)
Saldo em 31.12.2009	18.238	118.033
Direito de uso	5.904	6.652
Direito de uso – aquisição CEE	-	1.860
Incorporação PPESA	706	-
Transferências	-	(19.251)
Amortização	(5.377)	(11.773)
Saldo em 31.12.2010	19.471	95.521
Ingresso	3.722	13.757
Transferência para o ativo imobilizado	-	(121)
Amortização	(7.341)	(12.608)
Saldo em 31.12.2011	15.852	96.549

16. - FORNECEDORES

		Controladora (BRGAAP)		Consolidado (BRGAAP e IFRS)		
	31.12.2011	31.12.2010 31.12.2011 31.1				
Encargos de uso da rede elétrica	93.500	81.003	98.979	84.857		
Energia elétrica comprada	98.408	53.569	87.970	104.203		
Transações no âmbito da CCEE	371	1.337	689	1.337		
Materiais e serviços	24.424	34.686	32.494	45.467		
Combustíveis fósseis e biomassa	1.037	3.491	873	926		
Fornecedores de imobilizado	1.900	-	- 13.331			
	219.640	174.086	234.336	268.851		



17.– IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS A PAGAR

		Consolidado (BRGAAP e IFRS)		
31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010	
			1	
277.673	305.174	297.121	307.026	
80.131	89.004	86.091	91.006	
19.142	20.082	22.192	21.212	
3.663	4.593	4.228	3.960	
1.389	1.185	1.437	1.277	
381.998	420.038	411.069	424.481	
7.443	10.461	26.584	32.225	
471	589	854	1.231	
389.912	431.088	438.507	457.937	
	(BRG. 31.12.2011 277.673 80.131 19.142 3.663 1.389 381.998 7.443	277.673 305.174 80.131 89.004 19.142 20.082 3.663 4.593 1.389 1.185 381.998 420.038 7.443 10.461	(BRGAAP) (BRGAAP) 31.12.2011 31.12.2010 31.12.2011 277.673 305.174 297.121 80.131 89.004 86.091 19.142 20.082 22.192 3.663 4.593 4.228 1.389 1.185 1.437 381.998 420.038 411.069 7.443 10.461 26.584 471 589 854	

A Companhia vem recolhendo o imposto de renda e a contribuição social mensalmente sobre a base de cálculo estimada, em consonância com a legislação em vigor.

18. - EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

a) Composição

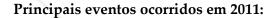
	Controladora (BRGAAP)						
		31.12.2011		31.12.2010			
		Não					
	Circulante	circulante	Total	Circulante	circulante	Total	
Moeda nacional							
Bank of America Merrill Lynch	-	430.000	430.000	-	-	-	
BNDES	14.965	4.988	19.953	14.965	19.953	34.918	
Eletrobras	-	-	-	10.796	-	10.796	
Banco do Brasil	-	-	-	3.529	-	3.529	
Encargos	8.886	-	8.886	171	-	171	
	23.851	434.988	458.839	29.461	19.953	49.414	
Moeda estrangeira							
STN ²⁰	12.374	97.605	109.979	15.425	104.500	119.925	
BNP Paribas (Floating Rate Note)	-	97.088	97.088	-	88.964	88.964	
Encargos	5.139	-	5.139	4.691	-	4.691	
	17.513	194.693	212.206	20.116	193.464	213.580	
	41.364	629.681	671.045	49.577	213.417	262.994	

²⁰ Secretaria do Tesouro Nacional (STN), líquido de garantias depositadas.

	Consolidado (BRGAAP e IFRS)						
		31.12.2011		31.12.2010			
		Não			Não		
	Circulante	circulante	Total	Circulante	circulante	Total	
Moeda nacional							
Bank of America Merrill Lynch	-	430.000	430.000	-	-	-	
Eletrobras	-	-	_	10.796	\ -	10.796	
BNDES	106.829	1.319.263	1.426.092	73.064	1.297.836	1.370.900	
Bancos (Repasse BNDES)	82.910	960.757	1.043.667	56.086	1.001.920	1.058.006	
Banco do Brasil	3.966	19.169	23.135	7.495	23.135	30.630	
BRDE	4.556	-	4.556	6.835	4.556	11.391	
CEF	-	-	=	5.777	46.234	52.011	
Encargos	18.150		18.150	9.245		9.245	
	216.411	2.729.189	2.945.600	169.298	2.373.681	2.542.979	
Moeda estrangeira							
STN	12.374	97.605	109.979	15.425	104.500	119.925	
BNP Paribas (Floating Rate Note)	-	97.088	97.088	-	88.964	88.964	
Encargos	5.139		5.139	4.691		4.691	
	17.513	194.693	212.206	20.116	193.464	213.580	
	233.924	2.923.882	3.157.806	189.414	2.567.145	2.756.559	

b) Mutação dos empréstimos e financiamentos

	Contro	ladora (BRGA	AP)	Consolidado (BRGAAP e IFRS)			
		Não					
	Circulante	circulante	Total	Circulante	circulante	Total	
Saldo em 31.12.2009	67.954	276.776	344.730	221.346	1.465.106	1.686.452	
Aquisição CEE	-	-	-	-	1.160.521	1.160.521	
Ingressos	-	-	-	-	276.751	276.751	
Transferências	44.861	(44.861)	-	352.659	(352.659)	-	
Juros gerados	22.777	(3.947)	18.830	126.070	60.683	186.753	
Juros capitalizados	-	-	-	(5.988)	(28.706)	(34.694)	
Variações cambiais	(779)	(14.551)	(15.330)	(779)	(14.551)	(15.330)	
Amortização de principal	(64.458)	-	(64.458)	(390.131)	-	(390.131)	
Amortização de juros	(20.778)	-	(20.778)	(113.763)	-	(113.763)	
Saldo em 31.12.2010	49.577	213.417	262.994	189.414	2.567.145	2.756.559	
Ingressos	-	430.000	430.000	-	502.799	502.799	
Transferências	26.001	(26.001)	-	256.485	(256.485)	-	
Juros gerados	36.489	(3.996)	32.493	150.186	191.441	341.627	
Juros capitalizados	-	-	-	-	(97.279)	(97.279)	
Variações cambiais	1.915	16.261	18.176	1.915	16.261	18.176	
Amortização de principal	(44.557)	-	(44.557)	(222.615)	-	(222.615)	
Amortização de juros	(28.061)		(28.061)	(141.461)		(141.461)	
Saldo em 31.12.2011	41.364	629.681	671.045	233.924	2.923.882	3.157.806	



- Empréstimo no Bank of America Merrill Lynch

Em julho de 2011 a Companhia contratou um empréstimo junto ao Bank of America Merrill Lynch no valor de US\$ 273.537 (equivalente a R\$ 430.000). As principais condições contratadas são as seguintes:

- Juros: 2,6236% a.a. fixos.
- Vencimento do principal: 20.07.2013, 20.01.2014 e 20.07.2014.
- Amortização dos juros: trimestralmente com início em 20.10.2011 e término em 20.07.2014.
- Compromissos contratuais (*covenants*): EBITDA/despesas financeiras consolidadas ≥ 2,0 e Dívida consolidada/EBITDA ≤ 3,5.

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\$ 430.000, através da qual manterá uma posição ativa correspondente à variação do dólar mais juros de 2,6236% a.a. e uma posição passiva equivalente a 98% do Certificado de Depósito Interbancário (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, conforme previsto nos contratos.

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

Em consequência, o efeito no resultado financeiro da Companhia decorrente da contratação dos referidos instrumentos financeiros será equivalente a 98% do CDI.

- Liberação de recursos pelo BNDES

No ano de 2011 o BNDES liberou R\$ 64.403 relativos ao financiamento suplementar concedido para a continuidade da construção da UHE Estreito. O saldo remanescente desse financiamento, pendente de liberação, em 31.12.2011, é de R\$ 38.860.

- Pagamento antecipado de financiamento com a Caixa Econômica Federal (CEF)

Em dezembro de 2011 a controlada Tupan amortizou antecipadamente a totalidade de seu financiamento junto à CEF, no montante de R\$ 49.427.

c) Composição por tipo de moeda estrangeira e indexadores nacionais

	Controladora (BRGAAP)				(1	Consolidado (BRGAAP e IFRS)		
	31.12.2011	%	31.12.2010	%	31.12.2011	%	31.12.2010	%
Moeda nacional								
CDI	438.801	65,39	-	-	438.801	13,90	-	-
TJLP	20.038	2,99	35.066	13,33	2.449.427	77,57	2.465.067	89,43
Não indexado	-		14.348	5,46	57.372	1,81	77.912	2,82
	458.839	68,38	49.414	18,79	2.945.600	93,28	2.542.979	92,25
Moeda estrangeira								
Dólar norte americano	111.737	16,65	121.747	46,29	111.737	3,54	121.747	4,42
Euro	100.469	14,97	91.833	34,92	100.469	3,18	91.833	3,33
	212.206	31,62	213.580	81,21	212.206	6,72	213.580	7,75
	671.045	100,00	262.994	100,00	3.157.806	100,00	2.756.559	100,00

d) Taxas de juros e variação das moedas estrangeiras

	31.12.2011	31.12.2010
CDI	11,60%	9,75%
TJLP	6,00%	6,00%
Dólar norte americano	12,58%	-4,31%
Euro	9,25%	-11,14%

e) Vencimentos dos empréstimos e financiamentos apresentados no passivo não circulante

	Contro	oladora (BRGAA	.P)	Consolidado (BRGAAP e IFRS)			
	Moeda nacional	Moeda estrangeira	Total	Moeda nacional	Moeda estrangeira	Total	
2013	148.322	8.072	156.394	333.892	8.072	341.964	
2014	286.666	3.920	290.586	452.254	3.920	456.174	
2015	-	97.088	97.088	166.059	97.088	263.147	
2016	-	-	-	166.611	-	166.611	
2017	-	-	-	166.587	-	166.587	
2018 a 2022	-	-	-	797.940	-	797.940	
2023 a 2027	-	85.613	85.613	494.893	85.613	580.506	
2028 a 2029	-	-	-	150.953	-	150.953	
	434.988	194.693	629.681	2.729.189	194.693	2.923.882	



		Condiçõe	es de pagamento
	Juros	Vencimento	Principal e juros
Moeda nacional			
Controladora			
BNDES	TJLP + 4% a.a. (a)	04.2013	Mensais
Bank of America Merrill			Principal: 07.2013,
Lynch	98% do CDI	07.2014	01.2014 e 07.2014
			Juros: trimestrais
Controladas			
BNDES	TJLP + (1,89% a 4,0% a.a.) (a)	09.2013 a 06.2029	Mensais
BNDES - Crédito Social(b)	TJLP	06.2018	Mensais, após 07.2012 (e)
BNDES - Subcrédito B(c)	4,5% a.a.	01.2020	Mensais
Bancos (Repasse BNDES) (d)	TJLP + (2,95% a 3,85% a.a.) (a)	09.2013	Mensais
BRDE	TJLP + 2,25% a.a. (a)	08.2012	Mensais
Banco do Brasil	8,08% a.a. (f)	10.2017	Mensais
Moeda estrangeira			
Controladora			
STN	<i>Libor</i> + 1,075% a.a.	04.2024	Semestral
BNP Paribas	Euribor+ 2,75%a.a.	11.2015	Anual

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

g) Garantias

g.1) Controladora

Empréstimos e financiamentos em moeda nacional

- Bank of America Merrill Lynch: nota promissória, no valor de US\$ 273.537 em favor do Bank of America N.A.
- BNDES: carta de fiança do Itaú Unibanco, no valor correspondente ao saldo da dívida, em caso de execução, com validade até 15.10.2013.

Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira

- Secretaria do Tesouro Nacional (STN): (a) cessão e transferência à União dos recebíveis, até o limite suficiente para pagamento das prestações e demais encargos devidos em cada vencimento; (b) depósito, em forma de caução, no valor R\$ 70.562, em 31.12.2011 (R\$ 60.420 em 31.12.2010), o qual está apresentado em conta retificadora do financiamento correspondente, uma vez que será utilizado obrigatoriamente para amortizar o principal no vencimento do contrato. Não há garantias concedidas para os demais empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira da Companhia.

⁽b) Crédito destinado a financiar exclusivamente projetos sociais e ambientais do empreendimento Estreito. O saldo em 31.12.2011 é de R\$ 16.344.

⁽c) Crédito destinado a financiar máquinas e equipamentos da Usina Ibitiúva. O saldo em 31.12.2011 é de R\$ 34.082.

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

⁽e) Os juros são pagos trimestralmente no período compreendido entre 11.2010 e 06.2012.

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

g.2) Controladas

BNDES e Bancos (Repasse BNDES)

- Financiamento de empreendimentos hidrelétricos: (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 num 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.

Além dessas garantias, para a Itasa há, também, caução da totalidade das ações dessa controlada e, para a CEE, o penhor dos dividendos a serem pagos pela Tractebel Energia à sua controladora, GSELA.

- Financiamento de Projetos Eólicos, de Biomassa e de Pequenas Centrais Hidrelétricas: (a) alienação fiduciária de bens e equipamentos; (b) totalidade das ações representativas do capital social das controladas; e (c) recebíveis e conta reserva. Além dessas garantias, para a Ibitiúva foi concedida uma fiança corporativa da Tractebel Energia.

BRDE: (a) cessão dos direitos creditórios do contrato de compra e venda de energia elétrica celebrado com distribuidora compradora da energia da Usina; (b) cessão dos direitos emergentes da autorização concedida pela Aneel para estabelecer-se como produtor independente de energia elétrica; (c) obrigação de manter aberta uma conta reserva com um montante depositado equivalente a, em média, quatro meses do serviço da dívida.

Banco do Brasil: (a) totalidade das ações representativas do capital social; (b) recebíveis e conta reserva; e (c) fiança corporativa da Tractebel Energia.

h) Compromissos contratuais (covenants)

A Companhia possui os seguintes compromissos contratuais estabelecidos em seus contratos de empréstimos e financiamentos:

Dívida	Covenants				
Controladora					
Bank of America Merrill Lynch	EBITDA ²¹ /despesas financeiras consolidadas ≥ 2,0 Dívida consolidada/EBITDA ≤ 3,5				
BNDES	Patrimônio líquido / ativo total ≥ 30%				
Controladas BNDES e Bancos (Repasse BNDES) - CEE e Areia Branca	Índice de cobertura do serviço da dívida ≥ 1,2				
BNDES e Bancos (Repasse BNDES) - CESS, Beberibe e Pedra do Sal	Índice de cobertura do serviço da dívida ²² ≥ 1,3				
BNDES e Bancos (Repasse BNDES) - Itasa	Patrimônio líquido / ativo total ≥ 40%				

²¹EBITDA: Lucro operacional - resultado financeiro - depreciação e amortização.

²²Índice de cobertura do serviço da dívida: Geração de caixa da atividade / Serviço da dívida

Dívida	Covenants
BNDES - Ibitiúva	(i) Índice de Endividamento Geral ≤ 0,80(ii) Índice de cobertura do serviço da dívida ≥ 1,3
BRDE	(Passivos circulante + não circulante) / ativo total ≤ 66%
Banco do Brasil	 (i) Patrimônio líquido / ativo total ≥ 0,35 (ii) Margem EBITDA²³ (EBITDA/ROL) ≥ 0,80 (iii) EBITDA/ despesas financeiras ≥ 2,70 (iv) Dívida financeira total / EBITDA ≤ 4,0 (v) Ativo circulante / passivo circulante ≥ 1,2 (vi) Índice de cobertura do serviço da dívida ≥ 1,3

Os compromissos financeiros estabelecidos nos contratos de empréstimos e financiamentos estão sendo cumpridos pela Companhia, exceto quanto ao comentado a seguir.

A controlada indireta Hidropower possui cláusulas restritivas em seu contrato de financiamento que requerem a manutenção de certos índices financeiros, entre eles o de liquidez corrente, o de cobertura do serviço da dívida e o de margem EBITDA.

Em decorrência de aspectos estruturais, o passivo circulante dessa empresa encontra-se em nível acima do inicialmente previsto no momento da contratação do financiamento, o que afeta negativamente tanto o índice de liquidez quanto o de cobertura do serviço da dívida.

A Companhia obteve uma dispensa de cumprimento da referida cláusula contratual (*waiver*) do Banco do Brasil pelo eventual não cumprimento de qualquer um dos compromissos financeiros estabelecidos no contrato, até a liquidação do financiamento. A dívida em 31.12.2011 é de R\$ 23.290 (R\$ 27.245 em 31.12.2010).

19. – DEBÊNTURES

a) Composição

	31.12.2011			31.12.2010			
	Não			Não			
	Circulante	circulante	Total	Circulante	circulante	Total	
Controladora (BRGAAP)							
1ª Emissão - 1ª Série	-	-	-	150.558	-	150.558	
2ª Emissão – série única	149.046	299.328	448.374	-	420.668	420.668	
3ª Emissão – série única	-	-	-	604.064	-	604.064	
4ª Emissão – séria única	-	-	-	80.000	320.890	400.890	
Cana Brava – séria única	15.880	8.526	24.406	14.437	24.406	38.843	
Juros	18.614		18.614	46.119	<u> </u>	46.119	
Total Controladora	183.540	307.854	491.394	895.178	765.964	1.661.142	
Itasa - 1ª e 2ª Séries	-	-	-	9.034	16.380	25.414	
Juros			<u>-</u>	805		805	
Total Consolidado			_				
(BRGAAP e IFRS)	183.540	307.854	491.394	905.017	782.344	1.687.361	

²³ Margem EBITDA: EBITDA / Receita operacional líquida (ROL)

_

b) Mutação das debêntures

		Controladora (BRGAAP)			Consolidado (BRGAAP e IFRS)			
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total		
Saldo em 31.12.2009	117.340	1.577.213	1.694.553	126.407	1.601.783	1.728.190		
Transferências	839.509	(839.509)	-	847.699	(847.699)	-		
Juros gerados	152.804	5.093	157.897	155.947	5.093	161.040		
Variações monetárias	16.214	23.167	39.381	19.562	23.167	42.729		
Amortização de principal	(77.159)	-	(77.159)	(87.718)	-	(87.718)		
Amortização de juros	(153.530)	-	(153.530)	(156.880)	-	(156.880)		
Saldo em 31.12.2010	895.178	765.964	1.661.142	905.017	782.344	1.687.361		
Transferências	484.054	(484.054)	-	500.434	(500.434)	-		
Juros gerados	87.387	2.509	89.896	89.109	2.509	91.618		
Variações monetárias	9.971	23.435	33.406	11.058	23.435	34.493		
Amortização de principal	(1.169.274)	-	(1.169.274)	(1.195.775)	-	(1.195.775)		
Amortização de juros	(123.776)		(123.776)	(126.303)		(126.303)		
Saldo em 31.12.2011	183.540	307.854	491.394	183.540	307.854	491.394		

A Companhia, no ano de 2011, fez as seguintes amortizações de debêntures, nas suas datas de vencimento ou de forma antecipada.

	Valor	Data
Controladora		
3ª emissão	637.175	01.04.2011
1ª série da 1ª emissão	169.280	29.04.2011
4ª emissão	414.845	21.07.2011
Controlada		
2ª série da emissão da controlada Itasa	14.771	01.06.2011
1ª série da emissão da controlada Itasa	14.257	02.12.2011

Liquidações antecipadas

Em 2011 a Companhia liquidou antecipadamente as debêntures de sua 4ª emissão pelo valor de R\$ 414.845, além de um custo adicional decorrente da antecipação de R\$ 4.000. A amortização foi feita com parte dos recursos obtidos através do empréstimo junto ao Bank of America Merrill Lynch, conforme já mencionado. As referidas debêntures liquidadas tinham um encargo financeiro total de 110% do CDI e a última parcela anual de amortização do principal venceria em novembro de 2015.

Ainda em 2011 a controlada Itasa também quitou antecipadamente, com recursos próprios, as suas debêntures de 1ª e 2ª séries no valor total de R\$ 59.545. O montante correspondente à participação acionária da Companhia correspondeu a R\$ 29.028. As debêntures tinham um custo de IGP-M + 9,4% a.a. e venceriam em parcelas anuais até junho de 2013.



c) Condições contratadas

	The same of the sa		Condições d	Condições de Pagamento		
	Quantidade	Remuneração	Juros/variação monetária	Principal	Garantia	
Controladora 2ª Emissão - série única	35.000	IPCA ²⁴ + 7% a.a.	Anualmente em 15.05	3 parcelas em 05.2012/13/14	Sem garantia	
Cana Brava –	7.773	TJLP + 4%	Semestralmente	Semestralmente	Recebíveis da	
série única		a.a. ²⁵	em 01.04 e 01.10,	em 01.04 e 01.10,	venda de	
			até 01.04.13	até 01.04.13	energia	

d) Variação do IPCA e taxa TJLP

	31.12.2011	31.12.2010
IPCA	6,50%	5,91%
TJLP	6,00%	6,00%

e) Vencimentos das debêntures apresentadas no passivo não circulante

Os vencimentos das debêntures apresentadas no passivo não circulante serão em 2013 e 2014 nos valores de R\$ 158.116 e R\$ 149.738, respectivamente.

f) Compromissos contratuais (covenants)

A Companhia possui os seguintes compromissos financeiros estabelecidos em seus contratos de debêntures:

Dívida	Covenants
Tractebel Energia:	
2ª emissão – série única	EBITDA / despesas financeiras consolidadas ≥ 2,0
	Dívida consolidada/EBITDA ≤ 2,5
Cana Brava – série única	Patrimônio líquido / ativo total ≥ 30%

Os compromissos financeiros estabelecidos nos contratos de debêntures estão sendo integralmente cumpridos pela Companhia.

²⁴ Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA)

 $^{^{25}}$ O montante correspondente à parcela da TJLP que excede 6% a.a. é capitalizado, incorporando-se ao valor nominal das debêntures.

20. – CONCESSÕES A PAGAR

	Controladora (BRGAAP)		Consolidado (BI	BRGAAP e IFRS)	
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010	
		_			
Usina Hidrelétrica Cana Brava	432.721	373.704	432.721	373.704	
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra	395.652	347.321	395.652	347.321	
Usina Hidrelétrica São Salvador	-	-	401.132	379.736	
Usina Hidrelétrica Estreito		<u>-</u>	36.447	34.186	
	828.373	721.025	1.265.952	1.134.947	
Classificação no balanço patrimonial					
Passivo circulante	2.643	2.499	45.688	42.297	
Passivo não circulante	825.730	718.526	1.220.264	1.092.650	
	828.373	721.025	1.265.952	1.134.947	

A Companhia possui contratos de concessão onerosa com a União para a utilização do bem público para a geração de energia 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.

Buscando refletir adequadamente no patrimônio a outorga onerosa da concessão e a respectiva obrigação perante à União, os valores correspondentes às concessões foram registrados no ativo imobilizado em contrapartida do passivo. Informações adicionais sobre o registro no ativo estão apresentadas na Nota 14 - Imobilizado.

Considerando que os valores contratuais estão a preços futuros, a Companhia procedeu ao seu ajuste 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 8,28% a.a.

Durante a construção das usinas a atualização da obrigação em função da taxa de desconto e da variação monetária foi capitalizada no ativo imobilizado e, a partir da data da entrada em operação comercial, reconhecida diretamente no resultado.

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

	Valor or	riginal	Valor atualizado		
Usinas e anos de pagamento	Pagamento Anual			Pagamento Total	
Usina Hidrelétrica Cana Brava					
De 01.01.2012 a 31.07.2023	680	7.990	2.138	25.492	
De 01.08.2023 a 31.07.2033	61.280	612.800	195.734	1.957.338	
		620.790		1.982.830	

	Valor original		Valor at	r atualizado	
	Pagamento	Pagamento	Pagamento	Pagamento	
Usinas e anos de pagamento	Anual	Total	Anual	Total	
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra					
De 01.01.2012 a 30.09.2019	200	1.550	527	4.344	
De 01.10.2019 a 30.09.2020	16.200	16.200	45.804	45.804	
De 01.10.2020 a 30.09.2034	31.109	435.531	87.958	1.231.415	
		453.281		1.281.563	
Usina Hidrelétrica São Salvador					
De 01.01.2012 a 30.04.2037	20.000	508.333	41.548	1.072.077	
Usina Hidrelétrica Estreito					
De 01.01.2012 a 31.12.2037	1.794	46.796	3.773	99.332	

a) Mutação

	Contro	Controladora (BRGAAP)			Consolidado (BRGAAP e IFI			
		Não			Não			
	Circulante	circulante	Total	Circulante	circulante	Total		
Saldo em 31.12.2009	1.857	307.432	309.289	37.419	920.055	957.474		
Aquisição de Estreito	-	-	-	2.831	31.355	34.186		
Incorporação da PPESA	514	346.807	347.321	-	-	-		
Transferências	2.011	(2.011)	-	38.649	(38.649)	-		
Juros gerados	-	31.414	31.414	-	92.220	92.220		
Variações monetárias	-	34.884	34.884	-	87.669	87.669		
Amortizações	(1.883)	-	(1.883)	(36.602)	-	(36.602)		
Saldo em 31.12.2010	2.499	718.526	721.025	42.297	1.092.650	1.134.947		
Transferências	2.672	(2.672)	-	47.834	(47.834)	-		
Juros gerados	-	66.543	66.543	-	112.407	112.407		
Juros capitalizados	-	-	-	-	(3.754)	(3.754)		
Variações monetárias	-	43.333	43.333	-	66.795	66.795		
Amortizações	(2.528)		(2.528)	(44.443)		(44.443)		
Saldo em 31.12.2011	2.643	825.730	828.373	45.688	1.220.264	1.265.952		

b) Vencimentos das concessões a pagar apresentadas no passivo não circulante

	Controladora (BRGAAP)	Consolidado (BRGAAP e IFRS)
2013	972	40.712
2014	934	37.062
2015	899	33.742
2016	866	30.717
2017	836	27.973
2018 a 2022	116.608	219.461
2023 a 2027	338.942	402.786
2028 a 2032	313.937	353.563
2033 a 2037	51.736	74.248
	825.730	1.220.264

21. – OBRIGAÇÕES TRABALHISTAS

	Controladora		Consolidado		
	(BRG	AAP)	(BRGAA	P e IFRS)	
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010	
Passivo circulante					
Provisão para participação nos resultados e bônus					
gerencial	34.303	30.031	34.303	30.031	
Provisão para férias e encargos	15.744	13.918	16.423	14.679	
Programa de Demissão Voluntária (PDV)	2.783	6.808	2.783	6.808	
Outras	201	3.327	201	3.363	
	53.031	54.084	53.710	54.881	

Provisão para participação nos resultados e bônus gerencial

Em complemento ao pagamento de salário fixo, a Companhia mantém um sistema de remuneração variável, de periodicidade anual, que consistem em dois programas: (i) Programa de Participação nos Lucros ou Resultados - aplicável a todos os empregados da Companhia e atrelado aos resultados auferidos; e (ii) Programa de Bônus Gerencial - aplicável a todos os empregados enquadrados na carreira gerencial e vinculados aos resultados das suas áreas e ao desempenho individual.

22. - OBRIGAÇÕES COM PESQUISA E DESENVOLVIMENTO

		Controladora (BRGAAP)		lidado P e IFRS)
	31.12.2011	31.12.2011 31.12.2010		31.12.2010
Passivo circulante				
FNDCT	1.015	2.541	1.324	2.714
MME	507	1.270	662	1.356
Projetos	14.104	8.184	17.404	10.921
	15.626	11.995	19.390	14.991
Passivo não circulante				
Projetos	36.649	36.649 40.622		41.260

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

Os referidos recursos têm a seguinte destinação: (i) 40% ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT); (ii) 40% a projetos de pesquisa e desenvolvimento desenvolvidos pela Companhia, segundo regulamentos estabelecidos pela Aneel; e (iii) 20% ao Ministério das Minas e Energia (MME) a fim de custear, principalmente, os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético brasileiro.

Em 31.12.2011 a Companhia e suas controladas tinham saldo de R\$ 56.363 para investimentos em projetos próprios, dos quais R\$ 15.228 já estavam comprometidos com projetos em andamento e o montante remanescente ainda não estava vinculado a projetos em avaliação pela Aneel.

O Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Companhia visa a 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.

23. – PROVISÕES PARA RISCOS TRIBUTÁRIOS, CÍVEIS E TRABALHISTAS

As ações e reclamações de naturezas tributárias, cíveis e trabalhistas que, na avaliação dos consultores jurídicos e da Administração da Companhia, se revestem de riscos prováveis de desembolso futuro estão provisionadas por valores julgados suficientes para a liquidação dos respectivos passivos.

a) Composição

Controladora (BRGAAP)			
31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
15.451	29.827	15.451	29.827
2.418	2.433	2.418	2.433
17.869	32.260	17.869	32.260
49.603	37.412	49.603	37.412
23.815	22.288	29.619	22.288
9.787	26.844	9.787	26.844
7.069	6.317	7.069	6.317
4.407	6.536	4.407	6.536
8.217	6.495	11.856	9.046
102.898	105.892	112.341	108.443
10.996	13.579	10.996	13.579
131.763	151.731	141.206	154.282
.			
7.640	10.720	8.615	10.866
124.123	141.011	132.591	143.416
131.763	151.731	141.206	154.282
	(BRG 31.12.2011 15.451 2.418 17.869 49.603 23.815 9.787 7.069 4.407 8.217 102.898 10.996 131.763	(BRGAAP) 31.12.2011 31.12.2010 15.451 29.827 2.418 2.433 17.869 32.260 49.603 37.412 23.815 22.288 9.787 26.844 7.069 6.317 4.407 6.536 8.217 6.495 102.898 105.892 10.996 13.579 131.763 151.731 7.640 10.720 124.123 141.011	(BRGAAP) (BRGAAP) 31.12.2011 31.12.2010 31.12.2011 15.451 29.827 15.451 2.418 2.433 2.418 17.869 32.260 17.869 49.603 37.412 49.603 23.815 22.288 29.619 9.787 26.844 9.787 7.069 6.317 7.069 4.407 6.536 4.407 8.217 6.495 11.856 102.898 105.892 112.341 10.996 13.579 10.996 131.763 151.731 141.206 7.640 10.720 8.615 124.123 141.011 132.591



a.1) Riscos tributários prováveis

Instituto Nacional do Seguro Social (INSS)

O saldo em 31.12.2011 é composto, substancialmente, por uma Notificação Fiscal de Lançamento de Débito (NFLD) recebida pelo não recolhimento de contribuição adicional ao Seguro de Acidente de Trabalho (SAT) nas competências de abril de 1999 a março de 2004, em razão de suposta ausência de comprovação de fator de risco relacionado com o ambiente de trabalho. A Companhia defende que não há respaldo na legislação citada na referida notificação para as mencionadas competências, e que somente poderia ser cobrado o adicional de contribuição caso o empregado tivesse direito à aposentadoria especial, o que não é o caso no período em referência.

Em razão do Conselho de Recursos da Previdência Social ter julgado improcedente o recurso da Companhia, em outubro de 2010, foi interposto medida judicial visando à discussão de mérito, sendo depositado em juízo, no mesmo mês, o valor de R\$ 11.946.

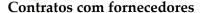
Em julho de 2011 foi emitida sentença que indeferiu o pedido da Companhia, que apelou ao Tribunal Regional Federal (TRF). O montante da provisão em 31.12.2011 é de R\$ 13.428 (R\$ 16.478 em 31.12.2010).

Em dezembro de 2011 a Companhia obteve decisão transitada em julgado em seu favor de uma notificação que decorria de pressuposta falta de recolhimento dos encargos previdenciários sobre verbas remuneratórias creditadas a empregados. O objeto dessa notificação tinha sido contestado pela Companhia, sob a alegação de que as importâncias pagas em decorrência dos acordos coletivos de trabalho tinham natureza indenizatória. Em consequência da decisão favorável, a Companhia baixou a provisão no valor de R\$ 8.096.

a.2) Riscos cíveis prováveis

Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST)

Refere-se à ação ajuizada visando reduzir a TUST paga pela Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra ao montante equivalente ao cobrado de outra usina com características semelhantes. De junho de 2006 a janeiro de 2007 a Companhia passou a recolher a TUST de forma reduzida e a provisionar e depositar judicialmente a diferença entre o valor cobrado e o pago. A partir de fevereiro de 2007, a Companhia substituiu os depósitos judiciais por uma carta de fiança bancária.



Os principais riscos vinculados a contratos com fornecedores são os seguintes:

- Companhia de Interconexão Energética (Cien) refere-se à ação ordinária de indenização ajuizada pela Cien para requerer o direito ao recebimento de diferença relativa à aplicação de reajuste cambial previsto no contrato de venda de energia, bem como a rescisão do mesmo por suposto descumprimento de cláusula contratual. A Tractebel Energia apresentou contestação em março de 2002. Em setembro de 2006 foi decidido que a Aneel deveria ingressar no processo como ré, o que deslocaria a competência da Justiça Comum para a Justiça Federal. A Cien interpôs recurso contra essa decisão e em outubro de 2010 foi definida a permanência da Aneel no polo passivo e com o consequente envio do processo para a Justiça Federal. A Cien se opôs a essa decisão e ingressou com novo recurso, o qual foi aceito em março de 2011, sendo decidido que o processo deveria voltar para a Justiça Comum. A Companhia interpôs recurso especial contra tal decisão e atualmente aguarda a análise de admissibilidade do recurso. O valor provisionado em 31.12.2011 é de R\$ 19.754 (R\$ 17.959 em 31.12.2010).
- Fornecedor de energia corresponde a ação que pleiteia a cobrança de valores apurados no âmbito do MAE (atualmente CCEE), durante o período de racionamento de energia, compreendido entre setembro de 2000 e dezembro de 2002. Em setembro de 2011 a controlada Itasa foi intimada a quitar o montante envolvido, conforme decisão do julgamento em 1ª instância. No entanto, em virtude da existência de outro processo, no qual a controlada solicita a compensação de valores com o mesmo grupo econômico e, que ainda está no aguardo de julgamento, foi definido pela controlada a contratação de uma carta fiança para a garantia do valor total da causa, ou seja, de R\$ 7.479. Sendo assim, a controlada aguarda o andamento dos processos para que seja definida ou não a compensação de parte do valor com esse grupo econômico. A provisão em 31.12.2011 é de R\$ 5.631, e o restante do valor, de R\$ 1.848, está registrado na rubrica "outras obrigações", no passivo não circulante, por se tratar de faturas emitidas contra a controlada, naquela época, as quais estão pendentes de pagamento.

Benefício de aposentadoria

Refere-se, substancialmente, à ação ajuizada contra a Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social (ELOS) e a Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (Eletrosul), por meio da qual os participantes da fundação, autores na ação, requerem a declaração de nulidade ou, alternativamente, que sejam declaradas ineficazes as opções por eles exercidas no sentido de limitar as contribuições para a fundação aos seus salários de contribuição, que resultou na redução dos seus benefícios de aposentadoria. A decisão de primeiro grau, confirmada pelo Tribunal de Justiça de Santa Catarina, é contrária aos interesses da Eletrosul e ELOS. Em 2011 a Companhia firmou um acordo com a maior parte dos reclamantes resultando em um pagamento de R\$ 2.021 e a assunção de uma dívida parcelada com a Fundação ELOS de R\$ 10.811. Em função desse acordo, parte da provisão, no montante de R\$ 17.338, foi baixada e, para cobrir os riscos relativos à ação dos reclamantes que não aderiam ao acordo, foi mantida uma provisão, cujo saldo em 31.12.2011 é de R\$ 9.469.

Ambientais

A Companhia possui cinco ações civis públicas ambientais. Em três dessas ações o objeto versa sobre a implantação de faixa de Área de Preservação Permanente (APP) de 100 metros no entorno dos reservatórios das usinas hidrelétricas Salto Santiago e Salto Osório e a implantação de reflorestamento. Em dois desses processos a Companhia foi condenada a implantar faixa de APP. Os demais processos têm como objeto supostos danos causados pelo enchimento do reservatório da Usina Hidrelétrica Cana Brava e o despejo de cinzas da Usina Termelétrica Charqueadas. Essas ações estão seguindo seus trâmites normais na justiça.

Doença ocupacional e acidente do trabalho

Correspondem a ações ajuizadas por ex-empregados, cujo objeto versa, principalmente, sobre lesão por esforço repetitivo e eventual dano da capacidade auditiva. As previsões iniciais de condenação não se confirmaram e o resultado dessas ações tem sido amplamente favorável à Companhia. A provisão é constituída para cada causa considerando o provável desembolso futuro que a Companhia espera ter para encerrar a ação por acordo ou condenação.

Ações diversas

Decorrem, principalmente, de ações requerendo reassentamento rural ou emissão de carta de crédito e ações indenizatórias ajuizadas por pessoas físicas e jurídicas que alegam ter sido atingidas pelas áreas alagadas dos reservatórios das usinas da Companhia.

a.3) Riscos trabalhistas prováveis

Referem-se a ações trabalhistas em andamento movidas por ex-empregados, sindicatos ou por trabalhadores de empresas terceirizadas, cujos objetos correspondem, principalmente, a pedidos de vínculo empregatício, FGTS, horas extraordinárias, complementação de benefício na Previdência Complementar e indenizações diversas.

b) Movimentação das provisões para riscos prováveis

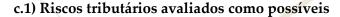
	Controladora (BRGAAP)					
	Tributários	Cíveis	Trabalhistas	Total		
Saldo em 31.12.2009	27.568	65.806	16.056	109.430		
Incorporação PPESA	2.315	40.113	-	42.428		
Adições	-	3.185	3.370	6.555		
Atualizações	2.650	7.116	2.115	11.881		
Pagamentos	(31)	(1.522)	(3.123)	(4.676)		
Reversões	(242)	(8.806)	(4.839)	(13.887)		
Saldo em 31.12.2010	32.260	105.892	13.579	151.731		
Adições	-	9.620	1.892	11.512		
Atualizações	2.939	11.499	1.229	15.667		
Pagamentos	-	(15.056)	(2.511)	(17.567)		
Reversões	(17.330)	(9.057)	(3.193)	(29.580)		
Saldo em 31.12.2011	17.869	102.898	10.996	131.763		

	Consolidado (BRGAAP e IFRS)				
	Tributários	Cíveis	Trabalhistas	Total	
Saldo em 31.12.2009	27.568	96.471	16.056	140.095	
Adições	2.315	10.820	3.370	16.505	
Atualizações	2.650	11.480	2.115	16.245	
Pagamentos	(31)	(1.522)	(3.123)	(4.676)	
Reversões	(242)	(8.806)	(4.839)	(13.887)	
Saldo em 31.12.2010	32.260	108.443	13.579	154.282	
Adições	-	24.760	1.892	26.652	
Atualizações	2.939	11.695	1.229	15.863	
Pagamentos	-	(15.065)	(2.511)	(17.576)	
Reversões	(17.330)	(9.119)	(3.193)	(29.642)	
Reclassificação para imobilizado	<u>-</u>	(8.373)	<u> </u>	(8.373)	
Saldo em 31.12.2011	17.869	112.341	10.996	141.206	

c) Riscos possíveis e remotos

A Companhia é parte em outros processos judiciais que na avaliação dos consultores jurídicos não apresentam risco provável de desembolso futuro. Os valores relativos a esses processos não são provisionados, sendo apenas mencionados em notas explicativas, conforme abaixo:

	Controladora (BRGAAP)						
		31.12.2011			31.12.2010		
	Risco	Risco		Risco	Risco		
	possível	remoto	Total	possível	remoto	Total	
Tributárias	461.053	530.830	991.883	408.986	478.882	887.868	
Cíveis	9.631	371	10.002	14.459	466	14.925	
Trabalhistas	10.940	15.407	26.347	8.288	20.331	28.619	
	481.624	546.608	1.028.232	431.733	499.679	931.412	
		Cons	solidado (BR	GAAP e IFR	S)		
		31.12.2011			31.12.2010		
	Risco	Risco		Risco	Risco		
	possível	remoto	Total	possível	remoto	Total	
Tributárias	499.551	530.830	1.030.381	435.710	478.882	914.592	
Cíveis	12.237	1.351	13.588	17.205	485	17.690	
Trabalhistas	10.940	15.407	26.347	8.288	20.331	28.619	
	522.728	547.588	1.070.316	461.203	499.698	960.901	



Os principais riscos de natureza tributária avaliados pela Companhia e seus assessores jurídicos como de risco possível são os seguintes:

Remuneração das Imobilizações em Curso (RIC)

Em 30.12.2010 a Receita Federal do Brasil expediu auto de infração, sob a alegação de que a Companhia efetuou nos anos-calendários de 2005, 2006 e 2007, exclusões não autorizadas na apuração de imposto de renda e contribuição social, referentes a valores de RIC.

O Decreto-Lei n° 1.506/1976, de 23.12.1976, instituiu importante benefício fiscal ao setor elétrico brasileiro, isentando a RIC da incidência do imposto de renda.

Assim, sobre as imobilizações em curso realizadas com capital próprio ou empréstimos passaram a incidir juros de até 10% a.a., acrescidos ao ativo diferido vinculado às respectivas obras em andamento, cuja contrapartida era registrada no resultado do período e constituía receita isenta de imposto de renda.

Em 12.12.1985 o então Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) expediu a Portaria nº 250/1985, alterou a contabilização até então adotada e a remuneração das imobilizações em curso (juros de até 10% a.a.), objeto de benefício da isenção do imposto de renda, por força do Decreto-lei nº 1.506/1976, até então registrada no resultado, passou a receber duas classificações contábeis distintas: a) a parcela referente às obras realizada com capital próprio passou a ser lançada no patrimônio líquido e, portanto, sem efeito no resultado do período; e b) a parcela referente às obras realizadas com empréstimos passou a ser lançada a crédito do ativo diferido para posterior amortização no resultado, concomitantemente com os valores contratuais lançados a débito, também, do ativo diferido. Com esse procedimento a parcela da receita isenta decorrente de obras realizadas com empréstimos, que anteriormente era contabilizada no resultado no momento de sua apuração, passou a ser reconhecida no resultado, com exclusão para fins de apuração do lucro real, somente quando: i) o ativo em construção que lhe dera origem entrasse em operação ou (ii) ocorresse a baixa do respectivo bem.

Este novo procedimento contábil permaneceu até 31.12.1995, sendo alterado pela Portaria nº 526, de 22.11.1995, do DNAEE, que, entre outras providências, determinou a transferência dos saldos existentes no ativo diferido, relativamente à remuneração das imobilizações em curso, para o imobilizado e extinguiu o cálculo e contabilização da RIC correspondente à parcela das obras realizada com capital de terceiros, permanecendo apenas a remuneração sobre a parcela das obras realizada com capital próprio.

A isenção garantida pelo mencionado Decreto-Lei foi revogada pela Lei nº 9.718, de 27.11.1998, o que levou a Companhia a suspender seu cálculo e sua contabilização a partir de 01.01.1999.

Dessa forma, os valores de RIC que estão sendo glosados pela autoridade fiscal referem-se a receitas anteriormente diferidas, calculadas ao amparo do referido Decreto-Lei e, portanto, beneficiados pela isenção do imposto de renda, que estão sendo reconhecidas no resultado durante a operação das usinas que lhe deram origem.

A Administração da Companhia e seus assessores jurídicos entendem que os argumentos utilizados para impugnar o lançamento do crédito fiscal propiciam uma expectativa otimista de êxito ao final da demanda. O montante atualizado dessa autuação em 31.12.2011 é de R\$ 350.919 (R\$ 322.652 em 31.12.2010).



Denúncia espontânea

A Companhia fez compensações de débitos de imposto de renda e contribuição social, em denúncia espontânea, através do Pedido de Ressarcimento ou Restituição via Declaração de Compensação (PER/DCOMP), sem a incidência de multas. Dessa forma, a Receita Federal do Brasil homologou parcialmente os pedidos de compensação e a Companhia apresentou manifestações de inconformidade, as quais se encontram pendentes de julgamento. A Companhia defende que não se cogita que a administração tributária possa impetrar multa contra a Companhia que possuía créditos fiscais a compensar e que declarou os seus débitos através de denúncia espontânea. O montante da notificação atualizado em 31.12.2011 é de R\$ 52.809 (R\$ 47.946 em 31.12.2010).

Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Comunicação e Transporte (ICMS)

A Companhia e sua controlada Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (TBLC) foram autuadas pela Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo, sob a alegação de que as notas fiscais de venda de energia elétrica a consumidores livres são emitidas no mês seguinte ao fato gerador. Pelo entendimento do fisco, essa prática posterga em um mês o recolhimento do imposto devido ao Estado.

A medição da energia utilizada pelo cliente é realizada pela distribuidora à qual o mesmo está conectado. Posteriormente, a distribuidora remete as informações para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), entidade responsável pelos ajustes dessa medição, a fim de possibilitar a contabilização da energia comercializada pelo agente.

O procedimento de medição é concluído até o oitavo dia do mês seguinte ao fornecimento, portanto, somente a partir dessa data é possível faturar a energia consumida pelo cliente.

Em relação aos processos atribuídos à controlada TBLC foi apresentado recurso ao Tribunal de Impostos e Taxas (TIT) que reduziu o montante e a multa em um dos processos e manteve os valores originalmente atribuídos ao outro.

Existem dois processos aplicados à Tractebel Energia, sendo que em um deles houve redução do valor e da multa, porém a Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo ingressou com recurso contra esta redução e, em outro processo, ainda não houve julgamento.

Apesar do êxito parcial das defesas apresentadas pela Companhia, a Administração e seus consultores entendem que a totalidade dos lançamentos está comprometida por erro de apuração e embasamento legal, onde a possibilidade de ganho supera o risco de perda.

Os referidos autos de infração estão sendo contestados pela Companhia juntamente com seus advogados. O montante atualizado desses autos em 31.12.2011 é de R\$ 13.628 (R\$ 9.210 em 31.12.2010), na controladora, e de R\$ 51.694 (R\$ 35.720 em 31.12.2010), no consolidado.

Ainda que eventualmente se mantenham os autos de infração, a Administração da Companhia e seus advogados entendem que o valor efetivamente devido seria inferior a 10% do lançado pela fiscalização, que adotou critérios de apuração sem embasamento legal, o que reduziria substancialmente o valor acima informado.



Compensação de base negativa na sucessão e dispensa de multa em denúncia espontânea

Em junho de 2008 a Companhia obteve decisão favorável da Delegacia de Julgamento em Florianópolis (SC), relativamente à parte do auto de infração emitido pela Receita Federal do Brasil, em virtude da utilização de base negativa de Contribuição Social sobre o Lucro (CSLL) no ano-calendário de 2003, originada de operação de incorporação. Nesse auto, o fisco também exigiu o pagamento de tributos quitados em atraso pela Companhia sem a incidência de multa, através de compensação com créditos tributários existentes, com fundamento no instituto da denúncia espontânea prevista no artigo 138 do Código Tributário Nacional (CTN).

Os valores referentes à base negativa de CSLL são provenientes de incorporação de empresa, ocorrida em 29.04.1998, e foram utilizados em data posterior à modificação introduzida na legislação tributária através da Medida Provisória (MP) nº 2.158-35, de 2001, que vedou a utilização de bases negativas decorrentes de incorporação, fusão ou cisão de empresas.

Como a incorporação se deu muito antes da vedação imposta pela referida MP, quando ainda era possível aproveitar a base negativa de CSLL da sucedida, a Companhia entende que a nova regra não alcança a incorporação levada a efeito. Os valores foram integrados ao seu patrimônio, na qualidade de sucessora, o que lhe garante o direito de utilizá-los. Tais argumentos foram acatados pela Delegacia de Julgamento de Florianópolis.

No que respeita à quitação de tributos vencidos sem a incidência de multa e com a utilização de créditos tributários, antes de qualquer procedimento administrativo ou medida de fiscalização, a Companhia entende que tal situação se enquadra no instituto da denúncia espontânea prevista no artigo 138 do CTN. Contudo, tal entendimento não foi acatado pela Delegacia de Julgamento de Florianópolis.

O processo encontra-se em tramitação no 1ª Conselho da 7ª Câmara com Recurso de Ofício ao Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF), por parte da Receita Federal do Brasil, e com recurso voluntário da Companhia versando exclusivamente acerca da questão da não incidência da multa de mora. O montante atualizado dessa autuação em 31.12.2011 é de R\$ 28.524 (R\$ 23.928 em 31.12.2010).

c.2) Riscos tributários avaliados como remotos

Os principais riscos de natureza tributária avaliados pela Companhia e seus assessores jurídicos como de risco remoto são os que seguem:

PIS e Cofins – Instrução Normativa da Secretaria da Receita Federal 658/2006

A Companhia, em julho de 2005, impetrou Mandado de Segurança contra o Delegado da Receita Federal, por entender que a Instrução Normativa SRF nº 468/2004 (IN 468/2004) invadiu a competência do Poder Legislativo ao dar novo conceito ao termo "preço predeterminado", previsto no artigo 10 da Lei nº 10.833/2003.

Posteriormente, a Lei nº 11.196/2005, em seu artigo 109, autorizou a manutenção da condição de preço predeterminado para os contratos com cláusulas de reajuste de preço que reflitam o custo de produção ou o custo dos insumos utilizados.



Em face do advento da referida lei, em julho de 2006 foi publicada a Instrução Normativa SRF nº 658/2006 (IN 658/2006), que substituiu e expressamente revogou a IN 468/2004, incorporando a ideia de que a existência de cláusula de reajuste de preço com base em índices que reflitam o custo de produção ou o custo dos insumos utilizados não altera a predeterminação do preço dos contratos.

Em outubro de 2006 foi emitido acórdão do Tribunal Regional Federal (TRF) da 4ª Região, assegurando à Companhia o direito de recolher as contribuições do PIS e da Cofins segundo o regime de tributação cumulativa, tal como previsto pelo artigo 10, XI, b da Lei nº 10.833/2003, e sem as restrições ilegais e inconstitucionais da IN 468/2004.

Diante das alterações trazidas pela Lei nº 11.196/2005 e pela IN 658/2006, e tendo em vista que elas não foram consideradas pelo acórdão do TRF da 4ª Região, a Companhia apresentou embargo de declaração, com o objetivo de que o Tribunal considerasse essa nova legislação como norma superveniente, mas, sob o argumento de que não seria possível aplicar ao processo a nova legislação, já que ela não era vigente na época da propositura do mandado de segurança, o Tribunal não acatou o embargo.

Exclusivamente em razão dessa decisão, a Companhia apresentou recurso especial ao Superior Tribunal de Justiça (STJ).

A União Federal, por sua vez, interpôs recurso especial em face do acórdão, pleiteando sua reforma no tocante ao reconhecimento da ilegalidade da IN 468/2004 pelo TRF da 4ª Região. O recurso especial da União Federal não foi admitido, motivo pelo qual, em abril de 2010, foi certificado formalmente o trânsito em julgado do acórdão proferido pelo TRF.

Assim, pende de decisão no STJ apenas o recurso especial interposto pela Companhia que tem o único propósito de afastar a norma superveniente contida na IN 658/2006, não havendo, de parte dos tribunais, discussões sobre a ilegalidade da IN 468/2004.

Em julho de 2010, foi deferido o pedido de expedição de alvará para levantamento dos depósitos judiciais realizados sob a vigência da IN 468/04, isto é, os depósitos efetuados até o mês de julho de 2006, no valor de R\$ 108.578.

Inconformada com a expedição do referido alvará, a Fazenda Nacional interpôs Agravo Regimental ²⁶, o qual teve seu provimento negado pelo STJ.

Apesar de todos os fatos citados, a Receita Federal do Brasil continua insistindo que o trânsito em julgado formal do mandado de segurança ainda não ocorreu e, em consequência, indeferiu o pedido de habilitação do crédito decorrente dos valores recolhidos indevidamente no período de novembro de 2004 a maio de 2005, razão pela qual, a Companhia requereu, nos Autos do Mandado de Segurança, o deferimento da habilitação do referido crédito cujo montante atualizado, em 31.12.2011, é de R\$ 66.009 (R\$ 62.802 em 31.12.2010).

²⁶ Agravo Regimental é aquele interposto para impugnar decisões tomadas individualmente pelo relator de outro recurso.



O levantamento dos depósitos efetuados sob a égide da IN 658/2006, no valor de R\$ 41.496 em 31.12.2011 (R\$ 38.832 em 31.12.2010), depende do julgamento do recurso especial no STJ. O montante referente ao período de vigência da referida IN 658/2006 (a partir de agosto de 2006), cujo risco é considerado remoto, é de R\$ 360.303 em 31.12.2011 (R\$ 312.933 em 31.12.2010).

Em janeiro de 2012, o Juiz da 1ª Vara da Seção Judiciária de Florianópolis indeferiu o pedido de habilitação do crédito dos valores recolhidos indevidamente sob a égide da IN 468/2004, levando a Companhia a ingressar com recurso de agravo de instrumento perante o TRF da 4ª Região, a exemplo do que ocorrera com os depósitos judiciais já liberados.

Recuperação de PIS e Cofins

Em 1998 foi publicada a Lei nº 9.718/98 ampliando a base de cálculo do PIS e da Cofins que, até então, incidiam apenas sobre o faturamento das empresas.

A Companhia questionou judicialmente a constitucionalidade da referida Lei, logrando êxito na demanda, o que lhe permitiu compensar as contribuições calculadas sobre as receitas diversas das decorrentes de faturamento, relativamente ao período de apuração de fevereiro de 1999 a novembro de 2002, para o PIS, e de fevereiro de 1999 a janeiro de 2004, para a Cofins.

A principal receita computada no cálculo do valor a compensar diz respeito à rubrica contábil denominada "Receita de Subvenção da Conta de Consumo de Combustível (CCC)" ("Subvenção CCC").

Em 2009, a Receita Federal do Brasil intimou a Companhia a recolher o valor de R\$ 135.982 referente ao período de abril de 2004 a janeiro de 2007, já incluídos os juros e multas, alegando que a "subvenção CCC" representa faturamento e, portanto, era devida a sua inclusão na base de cálculo do PIS e da Cofins no período mencionado.

Na avaliação da Administração e dos consultores jurídicos da Companhia, os argumentos da Receita Federal do Brasil não procedem e podem ser facilmente contestados, porquanto o conceito atribuído à sistemática da "Subvenção da CCC", para fins de contabilização de combustíveis fósseis consumidos pelos agentes geradores de energia elétrica não era compatível com a natureza jurídica de receita. Dessa forma, a Companhia efetuou a manifestação de inconformidade com a intimação na esfera administrativa e, se necessário, efetuará na esfera judicial. Mesmo que a "Subvenção CCC" tivesse a natureza de receita, que não tem, não representaria "faturamento" que era a única receita passível de tributação pelo PIS e pela Cofins.

De fato, até 2005 o combustível adquirido com recursos da "Subvenção CCC" e da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) era contabilizado por ocasião de seu consumo nas usinas como "custo de operação" em contrapartida com uma receita de "Subvenção".

A Aneel alterou o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica para modificar o conceito que vinha sendo utilizado inadequadamente e, a partir de 2006, o lançamento contábil passou a ser "custo de operação" em contrapartida de uma conta retificadora para neutralizar o resultado. Essa alteração está fortemente fundamentada em Notas Técnicas emitidas por aquela Agência.



Em face da síntese acima apresentada, é entendimento da Administração que o risco de perda no processo é remoto. O processo encontra-se aguardando o julgamento da Delegacia de Julgamento de Florianópolis, na 4ª Turma. O montante atualizado em 31.12.2011 é de R\$ 163.273 (R\$ 157.529 em 31.12.2010).

d) Riscos cíveis avaliados como possíveis

As ações cíveis, avaliadas como de risco possível, correspondem, basicamente, a ações de desapropriações e indenizações impetradas por pessoas físicas e jurídicas que alegam terem sido afetadas pelas áreas alagadas dos reservatórios das usinas da Companhia.

e) Riscos trabalhistas avaliados como possíveis

Os riscos trabalhistas referem-se, principalmente, a ações movidas por ex-empregados ou por trabalhadores de empresas terceirizadas, cujos objetos correspondem, principalmente, a pedidos, de vínculo empregatício, de responsabilidade solidária ou subsidiária por verbas trabalhistas de terceiros, de complementação de benefício na previdência complementar, de indenizações diversas, entre outros.

24. - BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

A Companhia, através da PREVIG - Sociedade de Previdência Complementar, concede aos seus empregados planos de benefícios de previdência complementar. A PREVIG é uma entidade fechada de previdência complementar sem fins lucrativos, patrocinada pela Companhia, na condição de sua Instituidora, e por outras empresas estabelecidas no Brasil que fazem parte do grupo International Power GDF SUEZ. Os planos de benefícios administrados pela PREVIG são de Contribuição Definida (CD) e Benefício Definido (BD), este último fechado para novas adesões.

A Companhia patrocina ainda o plano BD da Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social (ELOS), também fechado para novas adesões. Anteriormente à constituição da PREVIG, o plano BD era administrado exclusivamente pela Fundação ELOS e patrocinado pela Tractebel Energia e Eletrosul, sem solidariedade entre as patrocinadoras. Em outubro de 2002, a Secretaria de Previdência Complementar (SPC) aprovou a rescisão do Convênio de Adesão com a ELOS e a total transferência de gerenciamento do plano de benefícios para a PREVIG. Apesar da citada rescisão, face liminares obtidas por entidades sindicais e pela Associação dos Aposentados da Eletrosul, os participantes que entraram em gozo de benefícios até 23.12.1997, data da cisão da Eletrosul, bem como os participantes que optaram pelo benefício proporcional diferido até aquela data, permaneceram no plano de benefícios ELOS sob a responsabilidade da Tractebel Energia. Em maio de 2007 a Companhia celebrou acordo com a ELOS, a Eletrosul, a PREVIG e a Associação de Aposentados da Eletrosul visando o restabelecimento da adesão da Tractebel Energia à ELOS, permitindo aos beneficiários optarem por permanecer na ELOS ou transferir-se para a PREVIG, em ambas as opções tendo a Companhia como patrocinadora do Plano.

Em 31.12.2011 a PREVIG tinha 452 e a ELOS 2.182 (em 31.12.2010, 429 e 2.182, respectivamente) aposentados e pensionistas em gozo de benefícios.

As principais características dos planos administrados pela Companhia são:

a) Plano de Benefício Definido (BD)

O plano BD tem o regime financeiro de capitalização para os benefícios de aposentadoria, pensão e auxílios. O custeio do plano de benefícios é coberto por contribuições dos participantes e da patrocinadora. A contribuição da Companhia corresponde a duas vezes a contribuição de seus empregados. Os benefícios previstos no plano BD são os seguintes:

- Complementação de aposentadoria por tempo de serviço, por invalidez e por idade;
- Complementação de aposentadoria especial e de ex-combatente;
- Complementação de pensão;
- Complementação de auxílio reclusão; e
- Auxílio funeral.

Atualmente, na PREVIG, esse plano possui 75 participantes (264 em 31.12.2010), dos quais 15 (30 em 31.12.2010) estão no BD e 60 (234 em 31.12.2010) no Plano BSPS (a seguir especificado). Já na ELOS o número de participantes se manteve, ou seja, 6 participantes do plano BD em 2011 e 2010.

As despesas administrativas da ELOS são rateadas proporcionalmente ao patrimônio dos participantes de responsabilidade de cada patrocinadora. No ano de 2011, 49,64% (50,7% em 2010) das despesas administrativas foram pagas pela Tractebel Energia e o restante pela Eletrosul. O valor de responsabilidade da Companhia em 2011 foi de R\$ 2.108 (R\$ 1.711 em 2010).

A Companhia é responsável, também, por 100% do valor das despesas administrativas da PREVIG vinculadas ao plano BD, as quais são limitadas em 15% do total das respectivas receitas previdenciais. O valor dessas despesas no exercício de 2011 foi de R\$ 1.660 (R\$ 1.686 em 2010).

Plano de Benefício Suplementar Proporcional Saldado ("BSPS")

Ao final de 2004, a Tractebel Energia recebeu autorização de autoridades competentes para criar um plano de contribuição definida (CD) na PREVIG. Este novo plano é chamado "Prevflex" e tem sido oferecido a todos os novos contratados desde 01.01.2005. Aos empregados da Tractebel Energia foi permitido escolher, entre permanecer no plano de benefícios definidos (BD) ou ser transferido para o "Prevflex" (CD). Entretanto, para os participantes que contribuíram para o INSS por, pelo menos, 20 anos, houve a opção de manter as reservas existentes até aquela data, no plano BD e, daí em diante, efetuar as contribuições diretamente no plano CD. Essa opção também foi data para os empregados da empresa com, pelo menos, 10 anos de cargos de coordenação e gerência, porém, caso optassem por transferir suas reservas diretamente para o Plano CD, teriam direito a uma contribuição especial, o que foi aceito por 94% dos participantes. A opção "BSPS", que se caracteriza por uma combinação dos Planos BD e CD, foi fechada para novas adesões em agosto de 2005.



As premissas atuariais e hipóteses econômicas utilizadas na avaliação dos benefícios pósemprego foram as descritas a seguir:

Premissas	31.12.2011	31.12.2010
Taxa de desconto (a.a.)		
- Planos de benefícios BD (ELOS) e BD (PREVIG)	10,50%	10,50%
- Planos de benefícios CD (BSPS)	9,75%	10,50%
Taxa de retorno esperado dos ativos (a.a.)		
- Planos de benefícios BD (ELOS) e BD (PREVIG)	10,50%	11,34%
- Planos de benefícios CD (BSPS)	12,00%	11,34%
Rentabilidade prevista	11,00%	10,50%
Crescimento salarial futuro do participante ativo e auto patrocinado (a.a.)	4,50%	4,50%
Crescimento dos benefícios do Plano patrocinado pela Companhia (a.a.)	4,50%	4,50%
Inflação	4,50%	4,50%
Fator de capacidade (Salários e Benefícios)	100%	100%

Hipóteses	31.12.2011 e 31.12.2010
Tábua de Mortalidade (ativos)	AT 2000 (por sexo)
Tábua de Mortalidade de Inválidos	RP 2000 Disabled
Tábua de Entrada em Invalidez	Watson Wyatt 1985 Disability Class 1
Tábua de Rotatividade	T-1 Service Table
% de participantes ativos casados na data da aposentadoria	90
Idade de Aposentadoria	Primeira data em que completam todas as carências
Diferença de idade entre participante e cônjuge	Esposas são 4 anos mais jovens que os maridos
Fator de conversão do SB-40	140%
Participantes com direito à conversão de aposentadoria	
especial em aposentadoria por tempo de serviço (SB-40), que optaram pela conversão	100%

a.2) Demonstrativo dos benefícios pós-emprego por plano, líquidos

						cação no atrimonial
	Plano BD	Plano BSPS	GC	Total	Circulante	Não circulante
31.12.2010						
Valor presente das obrigações	1.195.993	50.957	2.206	1.249.156		
Valor justo dos ativos	(1.019.909)	(36.477)	-	(1.056.386)		
Passivo calculado	176.084	14.480	2.206	192.770		
Ganhos (perdas) não reconhecidos	231.914	11.398	(691)	242.621		
Passivo registrado em 31.12.2010	407.998	25.878	1.515	435.391	25.939	409.452
31.12.2011						
Valor presente das obrigações	1.263.196	45.775	2.217	1.311.188		
Valor justo dos ativos	(1.094.637)	(45.171)		(1.139.808)		
Passivo calculado	168.559	604	2.217	171.380		
Ganhos (perdas) não reconhecidos	144.340	22.012	(723)	165.629		
Passivo registrado em 31.12.2011	312.899	22.616	1.494	337.009	36.045	300.964

De acordo com as práticas contábeis brasileiras anteriores à adoção dos IFRS e CPC, previstas na Instrução CVM 371/00, as perdas atuariais acumuladas que se situavam dentro do limite de 10% do valor presente da obrigação de benefícios definidos ("corredor") não eram reconhecidas no resultado da Companhia. As perdas excedentes ao limite do corredor eram registradas no resultado durante o tempo médio remanescente de vida dos participantes do plano de

benefício. Esse procedimento permaneceu como opção na adoção das novas práticas contábeis

estabelecidas pelo IFRS 19 e CPC 33 – Benefícios a empregados.

A Companhia, no seu balanço relativo à primeira adoção, em 01.01.2009, conforme isenção prevista no CPC 37 R1 - Adoção Inicial das Normas Internacionais de Contabilidade, reconheceu como complemento do seu passivo "Benefício pós-emprego", as perdas atuariais que não vinham sendo registradas por estarem situadas dentro dos limites do "corredor". Conforme procedimentos relativos à primeira adoção dos IFRS e CPC, a contrapartida do complemento do passivo foi a conta de lucros acumulados, no patrimônio líquido. A Companhia, a partir da data da primeira adoção, em 01.01.2009, optou por manter a abordagem do corredor acima mencionada para o reconhecimento no seu resultado dos ganhos e perdas atuariais.

A composição dos benefícios pós-emprego da Companhia em suas demonstrações contábeis está apresentada na tabela abaixo:

	Controladora e Consolidado (BRGAAP e IFRS)						
		31.12.2011		31.12.2010			
		Não			Não		
	Circulante	circulante	Total	Circulante	circulante	Total	
Obrigações contratadas							
Contrato de confissão de							
dívidas passadas	18.646	111.870	130.516	20.111	111.981	132.092	
Déficit não contratado							
Contribuições correntes e							
Cobertura de custos	3.575	1.642	5.217	2.185	2.607	4.792	
Déficit não contratado e GC	13.824	21.823	35.647	3.643	52.243	55.886	
Avaliação atuarial	36.045	135.335	171.380	25.939	166.831	192.770	
Ganhos atuariais diferidos	-	165.629	165.629	-	242.621	242.621	
Passivo atuarial registrado	36.045	300.964	337.009	25.939	409.452	435.391	

O passivo atuarial reconhecido no balanço patrimonial está parcialmente coberto por obrigações contratadas e/ou reconhecidas através de instrumento de confissão de dívida e de termo de acordo firmados pela Companhia com as respectivas Fundações.

As dívidas contratadas são atualizadas pelo Índice Nacional de Preço ao Consumidor (INPC), do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), e sobre as mesmas incidem juros de 6% a.a. A expectativa de realização dos valores contratados apresentados no passivo não circulante é a seguinte:

ELOS	PREVIG	Total
2.335	17.029	19.364
1.894	18.073	19.967
1.710	3.288	4.998
1.812	3.486	5.298
1.921	3.694	5.615
11.405	27.319	38.724
156	12.131	12.287
_	5.617	5.617
21.233	90.637	111.870
	2.335 1.894 1.710 1.812 1.921 11.405 156	2.335 17.029 1.894 18.073 1.710 3.288 1.812 3.486 1.921 3.694 11.405 27.319 156 12.131 - 5.617

A movimentação dos benefícios pós-emprego por plano está resumida a seguir:

	Plano BD	Plano BSPS	GC	Total
Passivo em 31.12.2009	490.648	25.080	1.407	517.135
Efeitos no resultado de 2010:				
Custo do serviço corrente	70	-	55	125
Custo dos juros	114.598	4.880	253	119.731
Rendimento esperado dos ativos	(91.758)	(2.976)	-	(94.734)
Amortização dos ganhos atuariais	(74.609)	(615)	(80)	(75.304)
Ganho líquido	(51.699)	1.289	228	(50.182)
Contribuições	(2.700)	(182)	(120)	(3.002)
Pagamentos de obrigações contratadas	(28.251)	(309)	-	(28.560)
Passivo registrado em 31.12.2010	407.998	25.878	1.515	435.391
Efeitos no resultado de 2011:				
Custo do serviço corrente	79	-	67	146
Custo dos juros	120.651	3.852	191	124.694
Rendimento esperado dos ativos	(103.844)	(2.685)	-	(106.529)
Amortização dos ganhos atuariais	(80.998)	(924)	40	(81.882)
Ganho líquido	(64.112)	243	298	(63.571)
Contribuições	(3.052)	(3.174)	(319)	(6.545)
Pagamentos de obrigações contratadas	(27.936)	(330)	-	(28.266)
Passivo registrado em 31.12.2011	312.898	22.617	1.494	337.009

A despesa líquida a ser reconhecida mensalmente no resultado ao longo do ano de 2012, relativamente ao plano de benefícios definidos e à gratificação de confidencialidade, é composta como segue.

	Plano BD	Plano BSPS	GC	Total
Custo do serviço corrente	(43)	-	(64)	(107)
Custo dos juros	(127.347)	(3.391)	(190)	(130.928)
Rendimento esperado dos ativos do plano	116.654	3.961	- \	120.615
Amortização de ganhos atuariais	4.513	3.479	(43)	7.949
Despesa líquida	(6.223)	4.049	(297)	(2.471)

A composição dos ativos do plano por natureza de investimentos é a seguinte.

	ELOS	PREVIG
Renda fixa	87,36%	89,91%
Renda variável	7,71%	3,52%
Empréstimos	2,52%	6,32%
Imóveis	1,95%	-
Outros	0,46%	0,25%
	100,00%	100,00%
Rentabilidade auferida no ano de 2011	14,65%	15,71%
Rentabilidade prevista para o ano de 2012	11,00%	11,00%

Os ativos de renda fixa são compostos predominantemente por Títulos Públicos Federais.

a.3) Benefício de gratificação de confidencialidade

Consiste no pagamento de uma remuneração ao empregado da carreira gerencial, por ocasião do término do seu vínculo empregatício.

b) Plano de Contribuição Definida (CD)

Além do plano de benefício definido, a PREVIG administra o plano tipo contribuição definida, onde o custeio dos benefícios é constituído por contribuições dos participantes e da patrocinadora. A contribuição básica da Companhia corresponde ao mesmo valor da contribuição básica de seus empregados.

As despesas administrativas de responsabilidade da Companhia no exercício de 2011 foram de R\$ 2.613 (R\$ 2.474 em 2010).

25. – IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS PASSIVOS

	Controladora (BRGAAP)							
	7	31.12.2011						
	Base de	Base de Imposto Contribuição						
Natureza dos créditos	cálculo	de renda	social	Total	Total			
Valor justo do ativo imobilizado	1.031.839	257.960	92.866	350.826	382.571			
Provisão para venda de energia	107.456	26.864	9.671	36.535	36.535			
Valor justo de concessão a pagar	50.166	12.541	4.515	17.056	15.739			
	1.189.461	297.365	107.052	404.417	434.845			

		31.12.2010			
	Base de				
Natureza dos créditos	cálculo	de renda	social	Total	Total
Valor justo do ativo imobilizado	1.031.839	257.960	92.866	350.826	382.571
Venda de energia	107.456	26.864	9.671	36.535	36.535
Valor justo de concessão a pagar	50.166	12.541	4.515	17.056	15.739
Depreciação acelerada incentivada	53.771	13.443	4.839	18.282	10.846
	1.243.232	310.808	111.891	422.699	445.691

Valor justo do ativo imobilizado - corresponde à diferença entre o valor de livros e o valor justo reconhecido quando da primeira adoção dos pronunciamentos técnicos IAS 16 e CPC 27 - Ativo imobilizado.

Venda de energia - decorre das transações realizadas no âmbito do MAE (atualmente CCEE) no período de setembro de 2000 a setembro de 2002. O valor da receita reconhecida nesse período está sendo contestado judicialmente por agentes que discordam da interpretação adotada pelo MAE na aplicação de determinadas regras de contabilização, motivo pelo qual os valores devidos não foram pagos pelos agentes devedores. Não houve efeito de imposto de renda e contribuição social sobre essa receita bem como sobre a provisão para devedores duvidosos sobre as correspondentes contas a receber pendentes de recebimento. De forma a melhor retratar ambos os efeitos tributários, a Companhia constituiu imposto de renda e contribuição social passivo e ativo nos mesmos valores.

Valor justo de concessão a pagar - corresponde à diferença entre o valor de livros e o valor justo de concessões a pagar originado de uma combinação de negócios decorrente da aquisição de empresa.

Depreciação acelerada incentivada – decorre da utilização do benefício fiscal da aceleração da depreciação de determinados gastos na construção e aquisição de ativos imobilizados, conforme previsto na legislação fiscal.

A realização do passivo fiscal diferido foi estimada conforme abaixo:

	Controladora (BRGAAP)	Consolidado (BRGAAP e IFRS)
2012	30.972	30.972
2013	29.061	29.061
2014	22.833	22.833
2015	21.128	21.128
2016	20.103	20.103
2017 a 2021	143.107	143.107
2022 em diante	137.213	155.495
	404.417	422.699

26. – PATRIMÔNIO LÍQUIDO

a) Capital social autorizado

A Companhia está autorizada a aumentar o seu capital social até o limite de R\$ 5.000.000, independentemente de reforma estatutária. De acordo com o regulamento de listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, a Companhia não poderá emitir ações preferenciais ou partes beneficiárias. A Companhia não possui ações em tesouraria.

b) Capital social subscrito e integralizado

O capital social da Companhia, em 31.12.2011 e 31.12.2010, é de R\$ 2.445.766, totalmente subscrito e integralizado, representado por 652.742.192 ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal. O valor patrimonial da ação em reais, em 31.12.2011, é de R\$ 8,35 (R\$ 7,77 por ação em 31.12.2010).

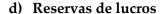
O quadro societário da Companhia em 31.12.2011 e 31.12.2010 está assim constituído:

Acionistas	% do Capital
GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda.	68,71
Banco Clássico S.A.	10,00
Outros acionistas	21,29
	100,00

Em 31.12.2010 e 31.12.2011 a quantidade de ações da Companhia em circulação eram 204.229.568 e 204.229.559, respectivamente. Nas mesmas datas os administradores da Companhia possuíam 139.589 e 134.775 ações, respectivamente.

c) Reserva de Capital

Refere-se, substancialmente, à remuneração do capital próprio aplicado em imobilizações em curso, calculada à taxa de 10% a.a. durante o período de 01.01.1986 a 31.12.1998, conforme legislação específica do setor elétrico. Esta reserva poderá ser utilizada para absorção de prejuízos que ultrapassarem os lucros acumulados e as reservas de lucros, e para incorporação ao capital social.



- Reserva legal

Do lucro líquido do exercício, 5% (cinco por cento) são aplicados, antes de qualquer outra destinação, na constituição da reserva legal, que não excederá a 20% (vinte por cento) do capital social da Companhia. No exercício de 2011 a Companhia destinou o equivalente a 4,6% do seu lucro líquido para a reserva legal, atingindo, assim, o limite de 20% sobre o capital social integralizado permitido na Lei das Sociedades por Ações. A referida reserva somente pode ser utilizada para compensar prejuízos ou aumentar o capital social.

- Reservas de incentivos fiscais

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.

- Reserva de retenção de lucros

A reserva foi constituída em exercícios anteriores, com base em orçamento de capital, com a finalidade de financiar a implantação da Usina Hidrelétrica Estreito, a manutenção do parque produtivo e a possível aquisição de participação na Usina Hidrelétrica Jirau.

e) Ajustes de avaliação patrimonial

Conforme previsto no IAS 16 e CPC 27 - Ativo imobilizado e em atendimento às orientações contidas na Interpretação Técnica ICPC 10 - Interpretação sobre a aplicação inicial ao ativo imobilizado, a Companhia reconheceu o ajuste do valor justo do ativo imobilizado na data da adoção inicial dos CPC (01.01.2009). A contrapartida do referido ajuste, líquido de imposto de renda e contribuição social diferidos, foi reconhecida na conta "Ajuste de avaliação patrimonial", no patrimônio líquido. A realização desta reserva é registrada em contrapartida da conta de lucros acumulados, na medida em que a depreciação do ajuste a valor justo do imobilizado é reconhecida no resultado da Companhia. Nos anos de 2011 e 2010 os valores da realização foram de R\$ 59.827 e R\$ 56.879, respectivamente.

f) Transação com acionista não controlador

Em 2011 a Companhia reconheceu a participação de 5% do acionista não controlador da controlada indireta Ibitiúva Bioenergética, no valor de R\$ 2.065.

g) Dividendos adicionais propostos

Os dividendos adicionais propostos, no montante de R\$ 517.342, serão submetidos à aprovação dos acionistas em Assembleia Geral Ordinária (AGO), permanecendo no patrimônio líquido até sua deliberação definitiva, conforme estabelecido no CPC 24 - Evento Subsequente e na interpretação técnica ICPC 08 – Contabilização da Proposta de Pagamento de Dividendos.

27. - DIVIDENDOS

	31.12.2011	31.12.2010	
Base de cálculo dos dividendos ajustada			
Lucro líquido do exercício	1.447.636	1.211.649	
Constituição da reserva legal	(66.597)	(60.582)	
Reserva de incentivos fiscais	(9.455)	-	
Transação com acionista não controlador	(2.065)	-	
Realização do ajuste de avaliação patrimonial	59.827	56.879	
Lucro líquido do exercício ajustado para fins de dividendos	1.429.346	1.207.946	
Dividendos / juros sobre o capital próprio propostos			
Dividendos intercalares pagos	658.014	286.100	
Juros sobre o capital próprio, líquidos de IRRF	217.340	188.011	
Dividendos adicionais propostos	517.342	158.270	
Subtotal	1.392.696	632.381	
IRRF dos juros sobre o capital próprio	36.650	31.989	
Total	1.429.346	664.370	
Percentual do lucro líquido ajustado	100%	55%	
•			
Dividendos/juros sobre o capital próprio, antes da retenção do			
imposto de renda, por ação ordinária (em R\$ 1,00):	2,1897556102	1,0178134249	

A política de dividendos da Tractebel Energia prevê um dividendo mínimo obrigatório de 30% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos da Lei 6.404/76 e, além disso, estabelece a intenção de pagar em cada ano-calendário, dividendos e/ou juros sobre o capital próprio em valor não inferior a 55% do lucro líquido ajustado, em distribuições semestrais.

O Conselho de Administração, em reunião realizada em julho de 2011, aprovou a distribuição de dividendos intercalares, com base nas demonstrações financeiras levantadas em 30.06.2011, no valor de R\$ 658.014, correspondentes a R\$ 1,0080763921 por ação e a 100% do lucro líquido ajustado do primeiro semestre de 2011. O pagamento dos dividendos se iniciou em 06.10.2011, com base nos dados cadastrais existentes no Itaú Unibanco.

Em novembro de 2011 o Conselho de Administração da Companhia aprovou o crédito de juros sobre o capital próprio relativos ao período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2011, no valor bruto de R\$ 253.990, correspondente a R\$ 0,3891122760 por ação. Este valor, líquido do imposto de renda retido na fonte, foi imputado aos dividendos referentes ao exercício de 2011. A data de início do pagamento dos referidos juros será em 10.02.2012.



Em 07.02.2012 o Conselho de Administração aprovou a proposta de pagamento de dividendos adicionais, no valor de R\$ 517.342 (R\$ 0,7925669420 por ação), referentes ao exercício de 2011. De acordo com as novas práticas contábeis estabelecidas na Interpretação Técnica ICPC 08 - Contabilização da proposta de pagamento de dividendos, o valor dos dividendos acima do mínimo obrigatório estabelecido em Lei ou outro instrumento legal, não aprovado em assembleia geral, deve ser apresentado e destacado no patrimônio líquido. Esses dividendos excedem o mínimo obrigatório e, portanto, foram apresentados em conta do patrimônio líquido denominada "Dividendos adicionais propostos" até a sua aprovação em AGO.

28. – DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA

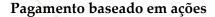
Custos de produção de energia elétrica e dos serviços prestados

		Contro (BRG			Consolidado (BRGAAP e IFRS			5)	
	31.12	31.12.2011 31.12.2010		31.12.2011		31.12.2010			
	Energia vendida	Serviços prestados	Energia vendida	Serviços prestados	Energia vendida	Serviços prestados	Energia vendida	Serviços prestados	
Pessoal	131.649	15.027	123.535	12.383	133.789	15.027	124.301	12.383	
Material	19.122	666	20.468	369	22.314	666	24.093	369	
Serviço de terceiro	84.596	5.299	70.082	4.141	108.687	5.299	95.592	4.141	
Combustível para									
geração	100.375	-	50.263	-	108.799	-	61.062	-	
Royalties ²⁷	136.479	-	111.268	-	159.209	-	133.548	-	
Depreciação e									
amortização	358.974	-	307.529	-	486.663	-	447.213	-	
Seguros	7.018	819	7.198	458	8.776	819	9.460	458	
Taxa de fiscalização	10.295	-	9.379	-	11.947	-	11.250	-	
Contribuições e									
doações	1.062	-	1.196	-	1.411	-	2.098	-	
Aluguéis	7.106	786	4.919	290	9.191	786	7.244	290	
Outros	5.119	50	4.007	72	6.075	50	5.284	72	
	861.795	22.647	709.844	17.713	1.056.861	22.647	921.145	17.713	

Custos com pessoal

As despesas com pessoal incluem, além dos salários e encargos sociais, os benefícios de auxílio à recuperação da saúde, seguro de vida em grupo, auxílio creche às empregadas, vale alimentação e transporte, previdência privada, entre outros. A Companhia oferece ainda cursos e treinamentos aos seus empregados.

²⁷ Compensação pela utilização de recursos hídricos (Royalties)



A Tractebel Energia não tem nenhum programa específico de pagamento baseado em suas ações. Entretanto, a sua controladora indireta GDF SUEZ, sediada na França, mantém os seguintes programas de ações para seus principais executivos e empregados: (i) opção de compra de ações na Bolsa de Valores de Paris (França), estabelecido com base nas principais responsabilidades desenvolvidas pelos beneficiários; (ii) prêmio em ações por desempenho ou bonificação; e (iii) ações gratuitas para todos os empregados.

Os programas de opções de compras de ações e de ações por desempenho tem vigência de quatro ou cinco anos e seus valores estão vinculadas ao atingimento de determinados índices financeiros da GDF SUEZ. Por conta da conjuntura econômica mundial, tem-se verificado ao longo dos anos uma deterioração dos valores de mercado dessas opções de compra e das ações por desempenho, o que possivelmente influenciará o exercício das opções e a obtenção do benefício das ações por desempenho nos seus vencimentos.

Os custos envolvidos com estes programas são integralmente pagos pela GDF SUEZ, não cabendo a Tractebel Energia nenhum desembolso relativo aos mesmos.

Em 31.12.2011 os valores de mercado dos referidos programas são os seguintes:

	Programas até 2010	Programa 2011	Total
Opções de compra de ações	272	107	379
Ações por desempenho	619	803	1.422
Ações gratuitas	629	460	1.089
	1.520	1.370	2.890

O valor de mercado das opções de compras de ações foram calculados por consultoria externa especializada utilizando o modelo "Bjerksund e Stensland (2002)" para as opções em que a data de aquisição (*vesting date*) já tenha se iniciado e o modelo "Rubinstein (1990)" para as opções que a data de aquisição ainda não se iniciou.

Despesas com vendas e gerais e administrativas:

	Controladora (BRGAAP)				Consolidado (BRGAA <mark>P</mark> e IFRS)				
	31.12.2011		31.12	31.12.2010		31.12.2011		31.12.2010	
	Com vendas	Gerais e Adminis- trativas	Com vendas	Gerais e Adminis- trativas	Com vendas	Gerais e Adminis- trativas	Com vendas	Gerais e Adminis- trativas	
Pessoal	9.160	46.257	9.323	44.132	9.160	47.893	9.323	45.159	
Administradores	-	15.019	-	15.288	-	15.794	-	16.001	
Material	63	3.363	53	1.249	63	3.407	53	1.276	
Serviço de terceiro	3.891	34.956	3.796	36.747	5.731	37.611	4.028	39.359	
Depreciação e									
amortização	-	9.356	-	6.665	-	14.436	-	14.112	
Seguros	-	422	-	367	-	422	-	367	
Contribuições e									
doações	-	3.861	-	12.037	-	3.863	-	12.074	
Contribuições									
setoriais	-	4.186	-	3.240	932	4.575	732	2.925	
Aluguéis	214	4.872	215	4.072	236	5.500	222	4.226	
Indenizações	-	7.766	-	4.728	-	7.766	-	4.728	
Contribuição PREVIG	-	3.206	-	2.030	-	3.206	-	2.030	
Outros	2	12.234	3	11.168	704	12.587	5	17.678	
	13.330	145.498	13.390	141.723	16.826	157.060	14.363	159.935	

29. – REVERSÃO (CONSTITUIÇÃO) DE PROVISÕES OPERACIONAIS

		Controladora (BRGAAP)		Consolidado (BRGAAP e IFRS)		
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010		
Benefícios pós-emprego	89.470	77.901	89.470	77.901		
Riscos tributários	14.391	(1.652)	14.391	(3.967)		
Riscos cíveis	2.994	28	(3.834)	(11.812)		
Riscos trabalhistas	2.583	2.476	2.583	2.476		
Devedores duvidosos	(6.043)	-	(6.180)	-		
Outras	683	1.921	605	1.921		
	104.078	80.674	97.035	66.519		

A reversão apresentada na rubrica "Benefícios pós-emprego", corresponde, substancialmente ao reconhecimento da amortização dos ganhos atuariais diferidos que se encontravam acima do limite permitido de 10% ("corredor"), conforme regras estabelecidas no IAS 19 e CPC 33 - Benefícios pós-emprego.

30. – RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora (BRGAAP)			
			Consolidado (BRGAAP e IFRS)	
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	62.176	66.024	89.436	92.056
Juros sobre valores a receber	22.654	8.682	23.917	10.768
Variação monetária sobre depósitos judiciais	9.982	13.364	9.996	13.364
Variação monetária sobre outros valores a receber	9.107	13.079	10.323	14.439
	103.919	101.149	133.672	130.627
Despesas financeiras				
Juros sobre dívidas	122.389	176.727	238.687	278.405
Juros sobre concessões a pagar	66.543	31.414	104.899	92.220
Juros sobre passivo atuarial líquido	18.165	24.623	18.165	24.623
Juros sobre tributos	1.477	20.656	1.747	21.082
Variação monetária sobre dívidas	33.640	39.381	34.727	42.729
Variação monetária sobre concessões a pagar	43.333	34.884	66.795	87.669
Variação monetária outras	340	12.023	346	12.023
Variação cambial sobre dívidas	17.942	(15.330)	17.942	(15.330)
Outras despesas financeiras	20.938	13.397	24.174	16.048
	324.767	337.775	507.482	559.469
Despesas financeiras, líquidas	220.848	236.626	373.810	428.842

31. – GANHOS EM AÇÕES JUDICIAIS

No ano de 2010 a Companhia reconheceu receita não recorrente de R\$ 45.803, em razão do trânsito em julgado favorável à Companhia em ação judicial que pleiteava o direito de incidir o PIS e Cofins, pelo regime cumulativo, sobre as receitas decorrentes de contratos assinados anteriormente à alteração da legislação para o regime não cumulativo. Em 2011 foi reconhecido o complemento do ganho judicial acima mencionado, no valor de R\$ 8.812.

32. – CONCILIAÇÃO DOS TRIBUTOS, NO RESULTADO

		Controladora	a (BRGAAP)		
	31.	12.2011	31.12.2010		
	Imposto	Contribuição	Imposto	Contribuição	
	de renda	social	de renda	social	
Resultado antes dos tributos	1.929.930	1.929.930	1.709.507	1.709.507	
Diferenças permanentes					
Amortização de ágio/direito de concessão	1.843	1.843	2.411	2.411	
Gratificação e 13º de dirigentes	2.831	-	5.025	-	
Doações indedutíveis	250	250	8.489	8.489	
Equivalência patrimonial	(186.690)	(186.690)	22.483	22.483	
Juros sobre o capital próprio	(253.990)	(253.990)	(220.000)	(220.000)	
Ágio amortizado na incorporação	-	-	(41.931)	(41.931)	
Ganho de capital tributado na controlada	(11.212)	(11.212)	-	-	
Outras diferenças permanentes	420	420	4.810	4.440	
Base de cálculo	1.483.382	1.480.551	1.490.794	1.485.399	
Alíquotas	25%	9%	25%	9%	
Imposto de renda e contribuição social	(370.846)	(133.250)	(372.699)	(133.686)	
Incentivos fiscais	10.856	-	8.529	-	
Outros	10.545	401	(470)	468	
Total no resultado	(349.445)	(132.849)	(364.640)	(133.218)	
Composição dos tributos no resultado:					
Corrente	(336.430)	(126.814)	(368.764)	(136.054)	
Diferido	(13.015)	(6.035)	4.124	2.836	
	(349.445)	(132.849)	(364.640)	(133.218)	

	Consolidado (BRGAAP e IFRS)					
	31.1	2.2011	31.	12.2010		
	Imposto	Contribuição	Imposto	Contribuição		
	de renda	social	de renda	social		
Resultado antes dos tributos	2.034.788	2.034.788	1.721.310	1.721.310		
Diferenças permanentes						
Amortização de ágio/direito de concessão	12.632	12.632	29.530	29.530		
Gratificação e 13º de dirigentes	2.831	-	5.136	-		
Doações indedutíveis	305	305	8.489	8.489		
Juros sobre o capital próprio	(253.990)	(253.990)	(220.000)	(220.000)		
Ágio amortizado na incorporação	-	-	(41.931)	(41.931)		
Diferença entre as bases de cálculo do						
lucro real e presumido	(14.074)	(9.874)	(3.591)	(1.137)		
Outras diferenças permanentes	214	(136)	2.425	5.935		
Base de cálculo	1.782.706	1.783.725	1.501.368	1.502.196		
Alíquotas	25%	9%	25%	9%		
Imposto de renda e contribuição social	(445.677)	(160.535)	(375.342)	(135.198)		
Incentivos fiscais	10.856	-	11.315	- 4		
Outros	9.349	(675)	(6.777)	(3.659)		
Total no resultado	(425.472)	(161.210)	(370.804)	(138.857)		
Composição dos tributos no resultado:						
Corrente	(409.566)	(153.559)	(386.507)	(145.677)		
Diferido	(15.906)	(7.651)	15.703	6.820		
	(425.472)	(161.210)	(370.804)	(138.857)		

O incentivo fiscal corresponde, substancialmente, à redução de 75% do imposto de renda calculado sobre o lucro da exploração da operação da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra Esse benefício fiscal foi concedido em função da usina estar instalada na área da Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia e a sua vigência inicial é de 10 anos, contados a partir de 2006.



a) Categoria dos instrumentos financeiros

	Controladora (BRGAAP)			olidado AP e IFRS)	
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010	
Ativos financeiros					
Mensurados ao valor justo por meio do resultado					
Aplicações financeiras	566.159	794.407	776.534	1.073.698	
Recebíveis e empréstimos					
Caixa e depósitos bancários a vista	960	1.710	5.274	8.882	
Clientes	410.903	446.165	542.149	531.106	
Cauções e depósitos vinculados	32.159	69.665	129.490	132.797	
Alienação de ativo	86.886	86.886	86.886	86.886	
Depósitos judiciais	104.059	131.315	105.832	133.464	
Créditos com controladas	14.927	13.290	-	-	
Ativo disponível para venda		23.856		23.057	
	1.216.053	1.567.294	1.646.165	1.989.890	
Passivos financeiros					
Passivos financeiros avaliados ao custo					
Fornecedores	219.640	174.086	234.336	268.851	
Empréstimos e financiamentos	671.045	262.994	3.157.806	2.756.559	
Debêntures	491.394	1.661.14	491.394	1.687.361	
Concessões a pagar	828.373	721.025	1.265.952	1.134.947	
	2.210.452	2.819.247	5.149.488	5.847.718	

b) Valor justo dos instrumentos financeiros

Os valores justos dos instrumentos financeiros foram determinados com base nos fluxos de caixa futuros descontados a valor presente a taxas de juros de mercado julgadas adequadas para operações com características semelhantes às existentes na Companhia.

Foram identificadas diferenças entre os valores apresentados no balanço patrimonial e os seus valores justos somente nos empréstimos e financiamentos, debêntures e concessões a pagar. Essas diferenças ocorreram principalmente em virtude desses instrumentos apresentarem prazos de liquidação longos e custos diferenciados em relação às taxas de juros praticadas atualmente para contratos similares.

Os valores contábeis e justos dos referidos instrumentos financeiros são os seguintes:

	Controladora (BRGAAP)				
	31.12.2	2011	31.12	.2010	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado	
Empréstimos e financiamentos					
- Em moeda nacional	458.839	457.188	49.414	49.135	
- Em moeda estrangeira	212.206	239.702	213.580	211.784	
Debêntures	491.394	493.908	1.661.142	1.557.388	
Concessões a pagar	828.373	1.227.435	721.025	1.024.567	
	1.990.812	2.418.233	2.645.161	2.842.874	

	Consolidado (BRGAAP e IFRS)					
	31.12.2	2011	31.12.2010			
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado		
Empréstimos e financiamentos						
- Em moeda nacional	2.945.600	2.947.085	2.542.979	2.546.069		
- Em moeda estrangeira	212.206	239.702	213.580	211.784		
Debêntures	491.394	493.908	1.687.361	1.583.608		
Concessões a pagar	1.265.952	1.811.391	1.134.947	1.558.491		
	4.915.152	5.492.086	5.578.867	5.899.952		

Mensuração do valor justo

As práticas contábeis definem o valor justo como o montante pelo qual um ativo poderia ser trocado, ou um passivo liquidado, entre partes com conhecimento do negócio e interesse em realizá-lo, em uma transação em que não há favorecidos. Para o cálculo do valor justo de seus instrumentos financeiros a Companhia utilizou as cotações de ativos ou de taxas de juros para o cálculo do valor presente no mercado ativo que, segundo as práticas contábeis, é definido como avaliação de Nível I.

c) Gestão de risco

Para conduzir com mais eficiência o processo de avaliação e monitoramento de riscos dos seus negócios, a Companhia mantém o Comitê de Gerenciamento de Riscos, a quem cabe: (i) promover internamente a conscientização para o tratamento do risco; (ii) definir metas e diretrizes para o seu gerenciamento; (iii) promover e sugerir melhorias nos processos de sua avaliação; e (iv) classificar e definir os procedimentos de seu controle.

Os negócios da Companhia, as condições financeiras e os resultados das operações podem ser afetados de forma adversa por qualquer um dos fatores de risco a seguir descritos.

c.1) Risco de mercado

A Companhia possui um comitê que gerencia esse risco, composto por um representante designado por cada uma das seguintes áreas: planejamento financeiro, regulação e mercado, planejamento da oferta de energia, finanças, comercialização, auditoria, implantação de projetos e produção de energia. A coordenação desse comitê é atribuição do Diretor de Planejamento e Controle.

A utilização de instrumentos financeiros, pela Companhia e suas controladas, tem como objetivo proteger seus ativos e passivos, minimizando a exposição a riscos de mercado, principalmente no que diz respeito às oscilações de taxas de juros, índices de preços e moedas. Estes riscos são monitorados pelo Comitê Financeiro, que periodicamente avalia a exposição da Companhia e propõem estratégias operacionais, sistema de controle e limites de posição e de crédito com os demais parceiros do mercado. A Companhia não pratica operações financeiras de caráter especulativo em derivativos ou em quaisquer outros instrumentos de risco.

Conforme mencionado na Nota 18 – Empréstimos e financiamentos, em junho de 2011, a Companhia contratou uma operação de *swap* para se proteger integralmente do risco cambial e de fluxo de caixa de um empréstimo contratado em dólar norte americano. Essa operação foi considerada e apresentada como um único instrumento financeiro sintético.

Não houve mudança na exposição da Companhia aos riscos de mercado ou na administração e mensuração desses riscos no exercício social atual.

Os principais riscos de mercado aos quais a Companhia está exposta são os seguintes:

- Riscos relacionados às aplicações financeiras

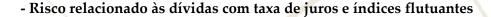
A Companhia adota uma política conservadora de aplicação dos recursos, formalizada e informada ao mercado pelo *site* da Companhia no documento "Política de Investimentos e Derivativos". As aplicações financeiras da Companhia e das suas controladas obedecem à alocação de no mínimo 90% dos recursos em Títulos Públicos Federais - na modalidade de compra final e/ou operações compromissadas - e no máximo 10% dos recursos em Títulos Privados - aquisições de CDBs de bancos elegíveis e ainda operações compromissadas com lastro em debêntures emitidas por empresas de *leasing* controladas por bancos elegíveis.

A Companhia utiliza a classificação das agências Fitch Ratings (Fitch), Moody's ou Standard &Poors (S&P) para identificar os bancos elegíveis de recebimento dos recursos. Os mesmos atendem aos dois seguintes parâmetros: (i) Patrimônio Líquido de no mínimo R\$ 1 bilhão; e (ii) *rating* no mínimo equivalente a AA- (S&P e Fitch) ou Aa3 (Moody's), em escala nacional.

Os recursos disponíveis da Companhia são alocados em um Fundo de Investimento Exclusivo de Renda Fixa, o qual tem como política a alocação de seu patrimônio em ativos de baixíssimo risco. Em 31.12.2011 esse fundo possuía 100% de sua carteira em ativos com risco de crédito do governo brasileiro, todos com liquidez diária e pós-fixados, atrelados à variação da Selic.

De acordo com o planejamento financeiro da Companhia, os recursos desse fundo serão utilizados no curto prazo, reduzindo substancialmente o risco de quaisquer efeitos significativos nos seus rendimentos em decorrência de uma eventual redução da taxa básica de juros da economia brasileira.

A "Política de Investimentos e Derivativos" impõe fortes restrições à realização de operações com derivativos, e determina o monitoramento contínuo das exposições no caso de contratação de operação desse tipo. A operação de *swap* anteriormente mencionada foi realizada com o objetivo único e exclusivo de proteção contra o risco cambial de fluxo de caixa do empréstimo. A Companhia não tem outras operações contratadas com derivativos.



Esse risco está relacionado com a possibilidade de a Companhia vir a sofrer perdas por conta de flutuação de taxas de juros aplicadas aos seus passivos, resultando em efeitos em suas despesas financeiras. A Companhia e suas controladas estão expostas à taxa de juros e índices flutuantes relacionados às variações da TJLP, taxa DI, *Libor*, *Euribor*, IGP-M e IPCA.

No que diz respeito ao risco de taxas de juros flutuantes, a maior parte das dívidas da Companhia está vinculada à TJLP, e essa taxa, apesar de ser considerada uma taxa "flutuante", vem sendo mantida no patamar de 6% há vários anos, caracterizando-a com uma taxa de caráter *quasi*-fixo.

Quanto ao risco de aceleração inflacionária, cabe considerar que a totalidade dos contratos de venda de energia em vigor tem cláusula de reajuste inflacionário, com a aplicação do IGP-M ou IPCA, o que representa um *hedge* natural de longo prazo para as dívidas e obrigações indexadas a índices de inflação e/ou atreladas à aceleração inflacionária, no caso as dívidas vinculadas ao CDI.

O empréstimo junto ao Bank Of America Merrill Lynch denominado em dólar norte americano, com *swap* integral para o CDI, é considerado como dívida atrelada ao CDI.

- Risco relacionado às dívidas denominadas em moeda estrangeira

O risco cambial está associado à possibilidade de variação nas taxas de câmbio, afetando o resultado financeiro e o saldo dos passivos indexados à moeda estrangeira. A política de proteção de risco cambial da Companhia busca um baixo nível de exposição cambial dos seus passivos em moeda estrangeira, a qual é permanentemente monitorada pelo Comitê Financeiro da Companhia.

Como pode ser observado a seguir, o nível de exposição cambial da Companhia se mantém em níveis muito baixos em relação ao endividamento total da Companhia. A parcela dos empréstimos atrelados à moeda externa, sem instrumento de proteção, no montante de R\$ 212.206, em 31.12.2011, corresponde a 5,8% do endividamento consolidado da Companhia, dos quais 3,1% são denominados em dólar norte americano e 2,7% em euro. Os vencimentos dessas dívidas estão distribuídos no longo prazo, com concentrações em 2015 e 2024. Tendo em vista que o efeito decorrente do vencimento desse endividamento é mínimo no curto prazo e, devido à impossibilidade de fazer uma operação de proteção (*hedge*) eficiente de balanço em função da inexistência de uma curva de juros (*forward*) de longo prazo, a Companhia não detém nenhum instrumento derivativo para proteção cambial para essas dívidas.

Conforme mencionado na Nota 18 – Empréstimos e financiamentos, o empréstimo contratado com o Bank Of America Merrill Lynch, denominado em dólar norte americano, está totalmente protegido através de uma operação de *swap*, eliminando qualquer exposição da Companhia à variação da moeda em relação ao Real.

- Análise de sensibilidade para a exposição a riscos de taxas de juros e índices flutuantes e de variação de cotação de moeda estrangeira

A Companhia, para fins de referência, e em atendimento à Instrução CVM nº 475/08, preparou uma análise de sensibilidade sobre seus empréstimos e financiamentos, debêntures e concessões a pagar expostos a riscos de variação de taxas de juros e índices flutuantes e de variação de variação de cotação de moeda estrangeira.

O cenário-base provável para 2012 foi definido através de premissas disponíveis no mercado (fonte: Focus Banco Central do Brasil) e o cálculo da sensibilidade foi feito considerando a variação entre as taxas e índices do cenário previsto para 2012 e as vigentes em 2011. A análise de sensibilidade considerou ainda uma variação de 25% e 50% sobre as taxas de juros, índices flutuantes e variações cambiais consideradas no cenário provável. Os impactos no resultado financeiro da Companhia, estimados para 2012, decorrentes dessas variações estão demonstrados a seguir.

Risco de variação de juros e índices flutuantes:	Saldo 31.12.2011	Cenário provável	Cenário ∆ 25%	Cenário ∆ 50%
Empréstimos e financiamentos				
- TJLP	2.449.427	-	35.412	71.2 <mark>9</mark> 7
- CDI	438.801	(7.605)	9.618	19.114
- Dólar norte americano	111.737	(4.343)	22.505	49.354
- Euro	100.469	(4.570)	19.404	43.379
		(16.518)	86.939	183.144
Debêntures				
- TJLP	24.988	_	361	727
- IPCA	466.406	(3.682)	4.155	8.308
		(3.682)	4.516	9.035
Concessões a pagar				
- IGP-M	864.820	(150)	11.725	22.385
- IPCA	401.132	(4.611)	5.378	10.445
		(4.761)	17.103	32.830
	Variação 2011	Cenário provável	Cenário ∆ 25%	Cenário ∆ 50%
Variação dos índices:				
- TJLP	6,00%	6,00%	1,50 p.p.	3,00 p.p.
- CDI	11,60%	9,69%	2,42 p.p.	4,85 p.p.
- IPCA	6,50%	5,32%	1,33 p.p.	2,66 p.p.
- IGP-M	5,10%	5,08%	1,27 p.p.	2,54 p.p.
Variação das cotações cambiais:				
- Dólar norte americano	1,86	1,79	2,23	2,68
- Euro	2,43	2,32	2,90	3,48



As variações das taxas flutuantes *Libor* e *Euribor*, em 31.12.2011, foram de 0,35 p.p. e 0,44 p.p., respectivamente, e os saldos dos empréstimos vinculados a estas taxas de juros na mesma data são de R\$ 68.803 e R\$ 100.469, respectivamente. Eventuais variações dessas taxas não resultariam em impactos significativos no resultado financeiro da Companhia, motivo pelo qual os seus efeitos não foram apresentados na análise de sensibilidade acima.

c.2) Risco de gerenciamento de capital

A Companhia administra o seu capital de modo a maximizar o retorno dos investidores por meio da otimização do saldo das dívidas e do patrimônio, buscando uma estrutura de capital e mantendo índices de endividamento e cobertura de dívida que proporcionem o retorno de capital aos seus investidores.

A estrutura de capital da Companhia é formada pelo endividamento líquido (empréstimos, financiamentos e debêntures, deduzidos do caixa e do equivalente de caixa) e pelo patrimônio líquido, que inclui o capital social, as reservas e os lucros acumulados incorporados às reservas de lucros.

A Tractebel Energia e suas controladas detêm dívidas que estipulam limites máximos de endividamento bruto, calculado com base no EBITDA, sendo a mais restritiva atualmente a que limita em 2,5 x o EBITDA. Em virtude da nova realidade de liquidez do mercado e a melhor percepção de risco do setor em geral e da Companhia em específico, para os novos contratos de dívidas recentemente firmados, esses limitadores têm sido negociados no patamar de 3,5 x o EBITDA. A Administração da Companhia, através da Diretoria Financeira e de Relações com Investidores, acompanha permanentemente o nível de endividamento da Companhia, o qual deve se situar em torno de 2 x o EBITDA, podendo, porém, variar para mais ou para menos dada à política de aquisição de novas usinas pela Companhia.

c.3) Risco de crédito

Nos contratos de longo prazo firmados com distribuidoras, inclusive os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), a Companhia minimiza o seu risco de crédito através da utilização de um mecanismo de constituição de garantias envolvendo os recebíveis de seus clientes.

Para minimizar o risco de crédito nos contratos de venda de energia elétrica para consumidores livres, comercializadoras, e geradoras, assim como para os antigos contratos bilaterais com distribuidoras, a Companhia exige como garantia padrão a fiança bancária e o CDB caucionado. Para aquelas contrapartes que queiram apresentar outra modalidade de garantia, a Companhia, através de sua área de crédito, realiza uma análise e estabelece, de acordo com sua Política de Análise de Crédito, as garantias que deverão ser exigidas dessas contrapartes. Adicionalmente a Companhia revisa anualmente a análise de crédito de todos os seus clientes e avalia periodicamente sua exposição aos diversos setores da economia, buscando diversificar sua carteira e diminuir essa exposição ao risco específico setorial.



Nas operações de aplicações no mercado financeiro, a Companhia prioriza a aplicação em títulos públicos, possuindo também política de determinação de limites de crédito para as instituições financeiras, que é revisada periodicamente pelo Comitê Financeiro, com base em critérios internos e em *ratings* divulgados pelas agências classificadoras de risco.

Conforme mencionado anteriormente, a Companhia mantém aplicações financeiras em Fundo de Investimentos Exclusivo de Renda Fixa. O montante das aplicações por instituição financeira está dentro dos limites definidos pela Companhia em sua política de investimentos e derivativos para instituições financeiras.

A Companhia é avalista em diversos contratos com suas controladas com o objetivo de assegurar financiamentos e não detém nenhuma garantia para proteção contra esses riscos.

c.4) Risco de liquidez

A gestão do risco de liquidez da Companhia é de responsabilidade do Comitê Financeiro, que gerencia as necessidades de captação e gestão de liquidez de curto, médio e longo prazo, através do monitoramento permanente dos fluxos de caixa previstos e realizados. A Companhia, para assegurar a capacidade dos pagamentos de suas obrigações, utiliza uma política de caixa mínimo, revisada anualmente com base nas projeções de caixa e monitorada mensalmente nas reuniões do Comitê. A gestão de aplicações financeiras tem foco em instrumentos de curtíssimo prazo, prioritariamente com vencimentos diários, de modo a promover máxima liquidez e fazer frente aos desembolsos. O caráter gerador de caixa da Companhia e a pouca volatilidade nos recebimentos e obrigações de pagamentos ao longo dos meses do ano, garantem à companhia estabilidade nos seus fluxos, reduzindo seu risco de liquidez.

O demonstrativo a seguir apresenta os passivos financeiros por período previsto de liquidação. Os valores foram determinados de acordo com os fluxos de caixa não descontados previstos, considerando a estimativa de amortização de principal e de pagamento de juros futuros, quando aplicável. Para as dívidas com juros pós-fixados o valor foi obtido com base na curva de juros do encerramento do exercício.

			Controla	dora (BRGAA	AP)	
	Até 1 mês	De 1 a 3 meses	De 3 meses a 1 ano	De 1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Instrumentos a taxas de juros: - pós-fixadas						
Empréstimos e financiamentos	10.304	2.948	55.829	606.571	362	676.014
Debêntures	-	-	198.591	339.675	-	538.266
- pré-fixadas						
Empréstimos e financiamentos	-	17	15.244	41.562	129.178	186.001
Concessões a pagar	221	441	2.004	10.952	3.250.775	3.264.393
Total do fluxo	10.525	3.406	271.668	998.760	3.380.315	4.664.674

	Consolidado (BRGAAP e IFRS)					
	Até 1 mês	De 1 a 3 meses	De 3 meses a 1 ano	De 1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Instrumentos a taxas de juros:						
- pós-fixadas						
Empréstimos e financiamentos	39.614	59.417	327.866	1.893.422	2.338.666	4.658.985
Debêntures	-	-	198.591	339.675	- L	538.266
- pré-fixadas						
Empréstimos e financiamentos	953	1.906	23.663	76.106	152.328	254.956
Concessões a pagar	3.964	7.927	36.095	195.015	4.192.801	4.435.802
Total do fluxo	44.531	69.250	586.215	2.504.218	6.683.795	9.888.009

A liquidação de parte substancial do saldo de fornecedores que, em 31.12.2011, corresponde a R\$ 219.640 na controladora e R\$ 234.336 no consolidado, está prevista para ocorrer em até (três) meses após o encerramento do exercício social e não há a previsão de incidência de juros até a data do pagamento.

34. – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

a) Valores reconhecidos em contas patrimoniais e de resultado:

		Ativo			Passivo			
31.12.2011	Contas a receber	Dividendos	Mútuo	Total	Fornecedores	Dividendos e JCP	Outros	Total
Itasa	2.237	6.318	-	8.555	6.093	-	132	6.225
CEE	18.259	-	-	18.259	42.833	-	-	42.833
Lages	1.719	-	-	1.719	-	-	-	-
TBLC	92.327	-	-	92.327	164	-	-	164
CESS	157	1.628	-	1.785	-	-	-	-
Ceste	1.475	-	-	1.475	-	-	-	-
Ibitiúva	4	-	6.981	6.985	-	-	-	-
GSELA	4	-	-	4	-	148.344	-	148.344
Outras	159	-	-	159	434	-	-	434
TOTAL	116.341	7.946	6.981	131.268	49.524	148.344	132	198.000
31.12.2010	87.167	6.525	6.765	100.457	11.719	129.186	31	140.936

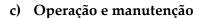
					Resultado				
		Receita	operacional		Receita	Custo	Despesas		
		Receita	de serviços			Compra de			Resultado de
31.12.2011	Suprimento	Operação e				energia e	Gerais e		participações
31.12.2011	de energia	manutenção	Administração	Total	Financeira	combustível	administrativas	Total	societárias
Itasa	-	13.204	-	13.204	-	133.389	-	133.389	26.280
CEE	30.369	-	-	30.369	-	171.778	-	171.778	46.899
Lages	15.840	1.864	197	17.901	-	-	-	-	3.005
TBLC	1.053.051	-	393	1.053.444	-	-	-	-	102.823
CESS	5.975	1.078	216	7.269	-	3.403	-	3.403	9.042
Ceste	-	13.561	-	13.561	-	-	-	-	- '
TBLP	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.359)
Outras			888	888	721		1.119	1.119	
TOTAL	1.105.235	29.707	1.694	1.136.636	721	308.570	1.119	309.689	186.690
31.12.2010	328.252	19.249	1.650	349.151	6.322	136.155	4.676	140.831	(26.491)

As transações com partes relacionadas realizadas pela Companhia compreendem basicamente: (i) contratos de compra e venda de energia; (ii) serviços de operação e manutenção de usinas; (iii) prestação de serviços administrativos; e (iv) garantias concedidas a terceiros. Os detalhes das transações mais relevantes estão a seguir demonstrados:

b) Compra e venda de energia

Controlada	MW médios	Vencimento	Índice de atualização anual	Compromisso Futuro (Base 31.12.2011)
Compra:				
Itasa	167	16.10.2030	IGP-M	2.268.001
Itasa	61	16.10.2030	Variação do dólar + Inflação dos EUA	499.041
Venda:				
TBLC	150	31.12.2015	IPCA	403.046
TBLC	190	31.12.2016	IPCA	638.240
TBLC	778	31.12.2012	IGPM	789.021
Lages	16	31.03.2017	Revisão anual de preço	83.596
CESS	5	22.04.2037	IPCA	153.756

De acordo com a política comercial da Companhia as vendas para consumidores livres são realizadas, principalmente, através da controlada TBLC, que compra energia da Companhia para atender os seus compromissos contratuais.



Parte relacionada	Vigência	Índice de atualização anual	Compromisso futuro (base 31.12.2011)
Itasa	16.10.2030	IGP-M	209.472
Ceste	01.05.2025	INPC (80%) e IPCA (20%)	207.572
CESS	15.10.2023	IGP-M	11.893
Lages	31.03.2012	Reajuste salarial	464

A estratégia da Companhia é concentrar na Tractebel Energia as atividades de operação e manutenção das usinas de suas controladas, sempre que as mesmas não tiverem esses serviços contratados de terceiros. Os preços praticados têm como base os custos do pessoal da Tractebel Energia envolvido diretamente no desempenho dessas atividades.

d) Serviços administrativos

Os serviços necessários às atividades administrativas das controladas diretas e indiretas são prestados pela Tractebel Energia. Os contratos têm prazo indeterminado e os valores contratados são reajustados anualmente pelo INPC. Os valores contratados tem como base em um percentual sobre a receita real ou prevista, esta para as empresas em fase pré-operacional. A receita anual pela prestação dos referidos serviços foi de R\$ 1.816.

e) Garantias

A Companhia é interveniente de contratos de financiamentos firmados por suas controladas diretas e indiretas com o BNDES, Bancos (Repasse BNDES) e outros agentes financeiros. As principais garantias são as demonstradas a seguir:

Banco	Tipo de garantia	Valor da dívida em 31.12.2011
BNDES e Bancos (Repasse BNDES)	Caução da totalidade das ações de emissão das seguintes controladas diretas e indiretas: Itasa, CESS, CEE, Beberibe, Pedra do Sal, Areia Branca e Ibitiúva	2.548.899
Banco do Brasil	Caução da totalidade das ações de emissão da controlada indireta Hidropower, de propriedade de sua controlada integral TBLP.	23.290
BRDE	Caução das quotas de participação na controlada Lages	4.572

f) Avais e fianças

A Companhia é avalista e fiadora de determinadas controladas em operações de compra de energia no valor total de R\$ 30.795 e R\$ 70.451, respectivamente. Todas as garantias vencem no ano de 2012.



A Companhia possui um mútuo ativo com a controlada indireta Ibitiúva concedido para aplicação na construção da UTE Ibitiúva Bioenergética no período em que a controlada aguardava a liberação dos recursos pelo BNDES. Os valores vêm sendo recebidos à medida que o BNDES repassa os recursos para essa controlada. A remuneração do mútuo corresponde a 100% da taxa Selic. O saldo remanescente em 31.12.2011 é de R\$ 6.981 (R\$ 6.260 em 31.12.2010).

h) Consultoria

SUEZ-Tractebel S.A. (Controladora Indireta)

A Companhia mantém contrato com a SUEZ-Tractebel S.A., sua controladora indireta, cujo objeto é a prestação de serviços de consultoria nas áreas gerencial, operacional, financeira, contábil, jurídica, de marketing e de desenvolvimento de projetos conforme a necessidade da Companhia. O valor dos honorários está limitado ao montante anual de 1.500.000,00 euros. Nos exercícios de 2010 e 2011 não houve cobrança pela execução desse contrato, motivo pelo qual não há qualquer obrigação registrada na Companhia.

i) Outras transações

GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda. (GSELA)

A Companhia possui valor a pagar para a sua controladora de R\$ 148.344, referente aos juros sobre o capital próprio creditados em 31.12.2011.

j) Remuneração das pessoas chaves da Administração

A remuneração, os encargos e os benefícios relacionados às pessoas chaves da Administração estão apresentados a seguir. O único benefício de longo prazo concedido pela Companhia é o de aposentadoria (pós-emprego). Os administradores não possuem remuneração baseada em ações da Tractebel Energia.

	Control (BRG)		Consolidado (BRGAAP e IFRS)		
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010	
Honorários e benefícios de curto prazo	9.594	7.752	10.239	8.346	
Bônus dos Administradores e encargos	2.657	4.824	2.657	4.824	
Benefícios pós-emprego	627	602	627	602	
Encargos sociais	2.141	2.110	2.271	2.229	
	15.019	15.288	15.794	16.001	

35. - SEGUROS

A Companhia possui, em 31.12.2011, apólices de seguros abrangentes de riscos operacionais com valor declarado para danos materiais de R\$ 9.567.408 na controladora e de R\$ 13.409.114 no consolidado, e para lucro cessante de R\$ 628.339 na controladora e de R\$ 821.446 no consolidado. O limite máximo combinado para indenização de danos materiais e lucros cessantes na controladora é de R\$ 553.000, por evento.



Além desses seguros, a Companhia possui apólices de responsabilidade civil com cobertura no valor de R\$ 87.215.

No ciclo 2011/2012, a Companhia decidiu aderir à apólice de seguro internacional de danos à propriedade e interrupção de negócios - *Property Damaged Business Interruption* (PDBI) - do programa de seguros da GDF SUEZ por entender que as condições comerciais e de cobertura se mostravam mais favoráveis que as disponíveis no mercado local.

O Consórcio Estreito Energia possui seguro de risco de engenharia para as unidades que ainda não entraram em operação comercial com valores declarados para danos materiais de R\$ 3.236.120 e perda de lucros esperados de R\$ 591.204. A participação da Companhia nessas coberturas corresponde à R\$ 1.296.713 e R\$ 236.895, respectivamente, equivalente à sua participação no Consórcio.

A Companhia possui ainda seguros para cobertura de riscos em transportes nacionais e internacionais, seguro de responsabilidade de conselheiros, diretores e administradores, extensivos às suas controladas, bem como seguro de vida em grupo para os seus diretores e empregados.

36. - COMPROMISSOS DE LONGO PRAZO

A Companhia possui os seguintes principais compromissos de longo prazo:

a) Contrato de conexão

A Companhia mantém contrato de conexão com a Eletrosul e Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas), com vigência até a data de extinção das concessões das unidades geradoras da Companhia. Para a Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra, a Companhia possui contrato com a Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte). Em relação às controladas, os contratos de uso de conexão são os seguintes:

- Eólica Beberibe S.A.: Companhia Energética do Ceará (Coelce).
- Eólica Pedra do Sal S.A.: Companhia Energética do Piauí (Cepisa).

Em 31.12.2011 o valor dos compromissos futuros decorrentes dos contratos de conexão é de R\$ 248.242 (R\$ 249.324 em 31.12.2010).

b) Contrato de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição (CUST e CUSD)

Para o uso do sistema de transmissão e da rede básica, a Companhia e suas controladas CESS, CEE e Itasa mantém contratos com o ONS. Para as usinas que não estão conectadas diretamente à rede básica, as empresas mantêm contratos de uso da distribuição com as distribuidoras de energia das regiões onde as usinas estão instaladas.

Os contratos, em sua grande maioria, têm vigência até a data da extinção das concessões ou autorizações das unidades geradoras da Companhia. Em 31.12.2011 o valor dos compromissos futuros decorrentes destes contratos totaliza R\$ 7.039.804 (R\$ 5.802.137 em 31.12.2010).



c) Contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica

De acordo com os dados acerca da energia assegurada e contratos de compra e venda em vigor, o balanço energético da Companhia mostra que a atual capacidade está com os seguintes níveis de contratação nos próximos seis anos:

	MW médios ²⁸					
Ano	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Recursos próprios	3.575	3.658	3.681	3.681	3.681	3.681
Compras para revenda	599	404	316	215	205	200
Disponibilidade total	4.174	4.062	3.997	3.896	3.886	3.881
Disponibilidade contratada	4.103	4.031	3.716	3.375	2.787	2.238
% Contratados	98,30%	99,24%	92,97%	86,63%	71,72%	57,67%

A receita líquida de vendas consolidada da Companhia, em 31.12.2011, composta por natureza de clientes, é a seguinte:

	Consolidado (BRGAAP e IFRS)				
	31.12.2	2011	31.12.2010		
	Valor	%	Valor	%	
Distribuidoras	2.463.320	56,93	2.425.442	59,15	
Comercializadoras	477.798	11,04	554.657	13,53	
Consumidores livres	1.126.955	26,05	816.717	19,92	
CCEE	88.042	2,03	259.903	6,34	
Exportação de energia	153.060	3,54	30.074	0,73	
Outras	17.776	0,41	13.588	0,33	
	4.326.951	100,00	4.100.381	100,00	

Os clientes que em 31.12.2011 participavam em percentual superior a 5% na receita líquida da Companhia são os seguintes: Celesc, Cemig Distribuição S.A., Rio Grande Energia S.A. (RGE), CPFL Comercialização Brasil S.A. e Companhia Paulista de Força e Luz.

d) Compra de energia elétrica da Argentina

Em maio de 1998 a Tractebel Energia e a Cien firmaram Contrato pelo qual a Cien comprometeu-se a fornecer à Tractebel Energia 300 MW de potência firme com energia associada, por um prazo de 20 anos, contados a partir do início da operação comercial do sistema de transmissão entre o Brasil e a Argentina, em 21.06.2000.

No ano de 2006 constatou-se que a Cien não tinha possibilidade de disponibilizar a quantidade de energia contratada, fato que levou a Aneel a publicar Resolução Normativa, reduzindo para "zero" os valores de garantia física atribuídos à Cien para o atendimento do contrato com a Tractebel Energia. A redução para "zero" valeria até que a Cien comprovasse a existência de disponibilidade, o que não veio a ocorrer.

²⁸ As informações de MW médio não são revisadas pelos auditores independentes.

Diante da necessidade de resolver tal imbróglio, que se arrasta desde longa data, sem perspectiva concreta de solução, a Tractebel Energia, tendo em vista o inadimplemento total da Cien, recorreu ao poder judiciário solicitando principalmente a rescisão do contrato, com o pagamento da devida multa, e o ressarcimento dos prejuízos causados pelo não recebimento da energia contratada. No presente momento não é praticável se fazer qualquer estimativa quanto ao valor envolvido na referida ação. Todas as medidas necessárias para o cumprimento das operações comerciais da Tractebel Energia, bem como para o restabelecimento do equilíbrio de seu portfólio, já foram tomadas previamente ao longo dos últimos anos.

A ação está seguindo em curso normal, tendo a Tractebel Energia, em outubro de 2011, se manifestado sobre as considerações apresentadas pela Cien. Atualmente o processo encontra-se com o Juiz no aguardo de uma sentença.

e) Compra de gás natural

A Companhia celebrou contrato de aquisição de gás natural com a Companhia de Gás do Mato Grosso do Sul (MSGÁS), com vigência de cinco anos, a partir de 2001, início da operação comercial a gás da Usina Termelétrica William Arjona (UTE William Arjona), renováveis por mais cinco anos.

Com o vencimento do prazo do contrato, em 22.05.2006, a Companhia manifestou interesse em renovar o acordo, porém a MSGÁS comunicou que a 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.

A Petrobras interpôs recurso especial perante o Superior Tribunal de Justiça (STJ), onde, em Medida Cautelar, obteve efeito suspensivo que lhe autorizou, a partir de novembro de 2007, a suspensão do fornecimento. Em razão desta decisão, a Companhia vinha comprando energia na CCEE para suprir o lastro da energia vendida da UTE William Arjona. Quando conveniente e necessário, a usina tem operado com óleo diesel como combustível, uma vez que a mesma possui essa flexibilidade.

Como consequência do ajuizamento da Medida Cautelar Preparatória, a Companhia ajuizou Ação Ordinária, que foi julgada procedente para o fim de determinar que os contratos de compra e venda de gás natural firmados entre a Companhia e MSGÁS e entre esta e Petrobras, e seus respectivos aditivos, sejam renovados pelo período de cinco anos, iniciando-se em 23.05.2006. O período em que houve a interrupção do fornecimento de gás em decorrência deste litígio, até novembro de 2009, deverá ser acrescido ao final do contrato, que terá o seu encerramento proporcionalmente prorrogado. O preço e a quantidade de gás deverão ser aqueles contratados e reajustados conforme os parâmetros estabelecidos no Programa Prioritário de Termelétricas (PPT).

Recentemente, o STJ extinguiu a Medida Cautelar e o Recurso Especial da Petrobras por perda do objeto. Em consequência, na Medida Cautelar Preparatória foi proferido despacho determinado à MSGÁS e à Petrobras continuarem fornecendo gás para a UTE William Arjona, a partir de 26.11.2009.



A Petrobras interpôs Recurso de Aplicação em face da sentença prolatada nos autos da ação ordinária, sendo que esse recurso não prejudicou o fornecimento de gás, que permanece regular. Em recente decisão o Tribunal de Justiça do Estado de Mato Grosso do Sul (MS) negou provimento a apelação da Petrobras e manteve a sentença de 1º grau.

Considerando-se as decisões judiciais vigentes nesta data e o prazo que a Petrobras ficou sem fornecer gás para a UTE William Arjona, o Contrato está prorrogado até o dia 12.06.2013.

f) Contratos de arrendamentos

Os contratos de arrendamento abaixo foram classificados como operacionais em razão de não haver a possibilidade da transferência da propriedade do ativo para o arrendatário no final do prazo do contrato, nem da opção de compra do ativo, além de não satisfazer as demais condições descritas no IAS 17 e CPC 06 - Operações de Arrendamento Mercantil para classificação como arrendamento mercantil financeiro.

- Sede da Companhia

A Companhia assinou contrato para a utilização do imóvel em que foi instalada a sua nova sede social. O prazo estabelecido é de dez anos, com possibilidade de renovação. Os valores contratados são atualizados anualmente pela variação anual do IPCA e o montante acordado está sujeito a revisões periódicas. Em 31.12.2011 o valor nominal histórico dos compromissos futuros é de R\$ 37.368.

- Eólicas Beberibe, Pedra do Sal e Projeto Trairí

A Eólica Beberibe possui quatro contratos de arrendamento de terrenos utilizados na instalação e edificação das torres dos aerogeradores, subestação e instalações de transmissão associadas. O vencimento dos contratos ocorrerá entre maio de 2027 a setembro 2032 e os valores são compostos por parcela fixa e variável, esta correspondente a um percentual sobre a receita bruta da controlada. As parcelas fixas são reajustadas pelo IGP-M, pela variação do dólar e pelo índice de inflação dos Estados Unidos da América, dependendo de cada contrato.

Na Pedra do Sal o contrato de arrendamento do terreno onde está localizado o parque gerador da Eólica Pedra do Sal tem prazo de vencimento em 2029. O valor mensal pago corresponde a um percentual sobre a receita operacional bruta.

As empresas pertencentes ao Projeto Trairí possuem oito contratos de arrendamento de terrenos utilizados para a instalação e edificação das torres dos aerogeradores, subestação e instalações de transmissão associadas. Os vencimentos dos contratos ocorrerão entre 2032 e 2042 e os pagamentos são compostos por parcelas fixas e variáveis, estas últimas devidas somente a partir da entrada em operação de cada um dos projetos.

Em 2011 as despesas com os arrendamentos operacionais nas referidas empresas foi de R\$ 1.691 (R\$ 1.609 em 2010). Os pagamentos mínimos futuros estimados são como segue:

Ano	Valor
2012	1.658
2013 a 2016	8.941
2017 em diante	33.220
	43.819



g) Contrato de venda de créditos de carbono - Certified Emission Reductions (CER)

A controlada Lages possui contrato de venda créditos de carbono ao *Prototype Carbon Fund* (PCF), cujo volume representa cerca de 40% do total estimado de CER a serem gerados até 2014. A quantidade de CER a ser transferida anualmente ao PCF é de 88.000 até 2013 e de 134.000 em 2014. O saldo remanescente em 31.12.2011 é 486.000 CER, equivalente a R\$ 9.137 em 31.12.2011.

h) Contratos para construção em andamento

- UTE Ibitiúva Bioenergética

A Controlada indireta Ibitiúva, assinou contrato com a Areva Koblitz S.A. para a prestação de serviços de engenharia, aquisição de equipamentos e construção da UTE Ibitiúva Bioenergética, cujo montante, em 31.12.2011, relativo aos compromissos futuros é de R\$ 873 (R\$ 3.373 em 31.12.2010).

- Usina Hidrelétrica São Salvador

A controlada CESS possui contrato com o Consórcio São Salvador para a prestação de serviços de engenharia, aquisição de equipamentos e construção da Usina Hidrelétrica São Salvador. Em 31.12.2011 os compromissos futuros relativos ao contrato são de R\$ 10.581.

- Usina Hidrelétrica Estreito

O Consórcio Estreito Energia, do qual a controlada CEE participa com 40,07%, possui contratos vinculados à implantação da Usina Hidrelétrica Estreito, cujos compromissos futuros, na data base de 31.12.2011, são de R\$ 176.406 (R\$ 410.285 em 31.12.2010), dos quais R\$ 70.686 (R\$ 164.401) correspondem à participação de responsabilidade da CEE.

- Energias Eólicas do Nordeste (EEN)

A EEN e suas controladas mantêm contratos vinculados à implantação de parques eólicos nos estados do Piauí e Ceará, com vigência até 31.12.2012. Os compromissos futuros referentes aos referidos contratos, na data base de 31.12.2011, são de R\$ 488.516.

i) Condicionantes das licenças ambientais

A Companhia tem o compromisso de cumprir determinadas condicionantes ambientais para manter as suas licenças de operação. O orçamento de gastos ambientais para o ano de 2012, de R\$ 17.140 na controladora e de R\$ 30.204 no consolidado, incluem tais condicionantes ambientais.



37. – RISCOS HIDROLÓGICOS, AMBIENTAIS, SOCIAIS E TRABALHISTAS ESPECÍFICOS DA ATIVIDADE DE GERAÇÃO DE ENERGIA

- Riscos hidrológicos

De acordo com os dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a maior parte do suprimento de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN) é gerado por Usinas Hidrelétricas (UHE). Como o SIN opera em sistema de despacho otimizado e centralizado pelo ONS, cada UHE, incluindo as UHE da Companhia, está sujeita a variações nas condições hidrológicas verificadas, tanto na região geográfica em que opera como em outras regiões do País. A geração hidrelétrica representava aproximadamente 79,9% da capacidade instalada total das usinas da Companhia, o que equivale a 5.341,9 MW. Na eventualidade da ocorrência de condições hidrológicas desfavoráveis no SIN, em conjunto com a obrigação de entrega da energia assegurada, a Companhia ficaria exposta ao mercado de energia de curto prazo, o que poderia afetar os seus resultados financeiros futuros.

- Riscos ambientais

As atividades do setor de energia podem causar significativos impactos negativos e danos ao meio ambiente. A legislação federal impõe àquele que direta ou indiretamente causar degradação ambiental o dever de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados, independentemente da existência de culpa. A legislação federal também prevê a desconsideração da personalidade jurídica da empresa poluidora, bem como responsabilidade pessoal dos administradores, para viabilizar o ressarcimento de prejuízos causados à qualidade do meio ambiente. Como consequência, os sócios e administradores da empresa poluidora poderão ser obrigados a arcar com o custo da reparação ambiental. O pagamento de custos de recuperação do meio ambiente e indenizações ambientais podem obrigar a Companhia a retardar ou redirecionar investimentos em outras áreas e ter um efeito adverso para a Companhia.

A Política de Meio Ambiente da Companhia assegura o equilíbrio entre a conservação ambiental e o desenvolvimento de suas atividades, estabelecendo diretrizes e práticas a serem observadas nas operações, a fim de reduzir o impacto ao meio ambiente, mantendo o foco no desenvolvimento sustentável de seu negócio.

- Riscos sociais e trabalhistas

Buscando minimizar riscos trabalhistas presente em suas atividades, a Companhia conta com políticas e diretrizes de gestão de recursos humanos baseadas em três pilares que são: o reconhecimento e motivação, o desenvolvimento e a saúde e o bem estar. Essas diretrizes fundamentam a identificação e a manutenção de um bom clima organizacional e mitigam os riscos sociais e trabalhistas. Anualmente, são assinados acordos coletivos de trabalho em conformidade com as diretrizes da Organização Internacional do Trabalho (OIT), que abrangem todos os empregados da Tractebel Energia e incluem temas como benefícios trabalhistas, segurança e saúde, equipamentos de proteção, treinamento e educação aos socorristas e às Comissões Internas de Prevenção de Acidentes (CIPA).



Em atendimento às exigências do CPC 30 - Receitas, a tabela a seguir apresenta a conciliação entre a receita operacional bruta e a receita líquida de vendas:

	Controlada (BRGAAP)			lidado P e IFRS)
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
RECEITA OPERACIONAL BRUTA				
Suprimento de energia elétrica	3.365.753	2.867.270	3.225.091	3.238.743
Fornecimento de energia elétrica	263.431	284.774	1.348.992	1.011.021
Transações no âmbito da CCEE	90.853	279.550	96.749	287.415
Exportação de energia elétrica	153.060	30.074	153.060	30.074
Outras receitas	35.195	25.991	24.588	18.880
	3.908.292	3.487.659	4.848.480	4.586.133
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL				
PIS e Cofins	(300.896)	(263.558)	(389.511)	(358.410)
ICMS	(34.217)	(52.484)	(94.177)	(92.962)
ISS	(1.246)	(653)	(1.246)	(661)
Pesquisa e desenvolvimento	(31.790)	(29.796)	(36.595)	(33.719)
	(368.149)	(346.491)	(521.529)	(485.752)
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	3.540.143	3.141.168	4.326.951	4.100.381

39. – INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES AO FLUXO DE CAIXA

Durante os exercícios de 2011 e de 2010 foram realizadas as seguintes transações que não envolveram o caixa e equivalentes de caixa:

	Controladora (BRGAAP)		Consolidado (BRGAAP e IFRS)	
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
Compensação de imposto de renda e contribuição				
social	3.312	-	8.928	6.535
Fornecedores de ativo imobilizado	1.900	-	13.331	32.061
Juros sobre financiamentos e concessões				
capitalizados	-	-	101.033	37.237
Dividendos propostos e juros sobre o capital				
próprio creditados	771.332	378.270	771.332	378.270
Dividendos propostos a receber de controladas	7.946	4.897	-	-
Registro de concessão a pagar				31.643



DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA

Os diretores da Companhia declaram que examinaram, discutiram e revisaram todas as informações contidas nas Demonstrações Contábeis da Companhia (individual e consolidada), bem como, concordam com a opinião dos auditores independentes da Companhia, Deloitte Touche Tohmatsu referenciadas no Relatório dos Auditores Independentes a seguir apresentado.

Manoel Arlindo Zaroni Torres Diretor Presidente

Eduardo Antonio Gori Sattamini Diretor Financeiro e de Relações com Investidores Marco Antônio Amaral Sureck Diretor de Comercialização de Energia

José Luiz Jansson Laydner Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos José Carlos Cauduro Minuzzo Diretor de Produção de Energia

Edson Luiz da Silva Diretor de Planejamento e Controle Luciano Flávio Andriani Diretor Administrativo

Florianópolis, 07 de fevereiro de 2012.

(A Nominata de assinaturas das Demonstrações Contábeis de 31 de dezembro de 2011 encontra-se na próxima página)

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Maurício Stolle Bähr Presidente Jan Franciscus María Flachet Vice-Presidente

Manoel Arlindo Zaroni Torres Conselheiro Victor-Frank de Paula Rosa Paranhos Conselheiro

Dirk Achiel Marc Beeuwsaert Conselheiro Philip Gotsall Cox Conselheiro

Luiz Antônio Barbosa Conselheiro José Pais Rangel Conselheiro

Antonio Alberto Gouvêa Vieira Conselheiro

DIRETORIA EXECUTIVA

Manoel Arlindo Zaroni Torres Diretor Presidente

Eduardo Antonio Gori Sattamini Diretor Financeiro e de Relações com Investidores Marco Antônio Amaral Sureck Diretor de Comercialização de Energia

José Luiz Jansson Laydner Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos José Carlos Cauduro Minuzzo Diretor de Produção de Energia

Edson Luiz da Silva Diretor de Planejamento e Controle Luciano Flávio Andriani Diretor Administrativo

DEPARTAMENTO DE CONTABILIDADE

Marcelo Cardoso Malta Gerente do Departamento de Contabilidade Contador - CRC RJ 072259/O-5 T-SC



Deloitte Touche Tohmatsu Av. Pres. Wilson, 231 22°, 25° e 26° andares 20030-905 - Rio de Janeiro - RJ Brasil

Tel.: +55 (21) 3981-0500 Fax: +55 (21) 3981-0600 www.deloitte.com.br

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Aos Conselheiros, Diretores e Acionistas da Tractebel Energia S.A. Florianópolis – SC

Examinamos as demonstrações contábeis individuais e consolidadas da Tractebel Energia S.A. ("Companhia"), identificadas como Controladora e Consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2011 e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações contábeis

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis individuais de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e das demonstrações contábeis consolidadas de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board – IASB*, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, assim como pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração dessas demonstrações contábeis livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Responsabilidade dos auditores independentes

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelos auditores e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e divulgações apresentados nas demonstrações contábeis. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis, independentemente se causada por fraude ou erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para fins de expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

"Deloitte" refere-se à sociedade limitada estabelecida no Reino Unido "Deloitte Touche Tohmatsu Limited" e sua rede de firmas-membro, cada qual constituindo uma pessoa jurídica independente. Acesse www.deloitte.com/about para uma descrição detaihada da estrutura jurídica da Deloitte Touche Tohmatsu Limited e de suas firmas-membro.

© Deloitte Touche Tohmatsu. Todos os direitos reservados

Opinião sobre as demonstrações contábeis individuais

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis individuais acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Tractebel Energia S.A. em 31 de dezembro de 2011, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Opinião sobre as demonstrações contábeis consolidadas

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira consolidada da Tractebel Energia S.A. em 31 de dezembro de 2011, o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo naquela data, de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board – IASB* e as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Ênfase

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 de equivalência patrimonial, enquanto que para fins de IFRS seria custo ou valor justo.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

Examinamos, também, as demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA), referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas, e como informação suplementar pelas IFRS que não requerem a apresentação da DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 7 de fevereiro de 2012

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU

Auditores Independentes

CRC 2SP 011.609/O-8 "F" SC

Paulo Roberto Marques Garrucho

Contador

CRC 1RJ 052.813/0\1 "S" SC



Os membros do Conselho Fiscal da Empresa Tractebel Energia S.A., Paulo de Resende Salgado, Carlos Guerreiro Pinto e Manoel Eduardo Lima Lopes, abaixo assinados, após examinarem o Relatório Anual da Administração, as Demonstrações Contábeis e a proposta da Administração sobre a Distribuição de Dividendos, relativos ao exercício de 2011, com base no relatório dos auditores independentes Deloitte Touche Tohmatsu, emitido em 07/02/2012, sobre essas demonstrações contábeis, declaram que os mesmos representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Tractebel Energia S.A. em 31 de dezembro de 2011, estando em condições de serem apreciados pela Assembléia Geral de Acionistas da Companhia.

Rio de Janeiro, 07 de fevereiro de 2012.

Patrio de Resende Salgado Conselheiro Presidente

Manoel Eduardo Lima Lopes

Conselheiro

Carlos Guerreiro Pinto

Conselheiro