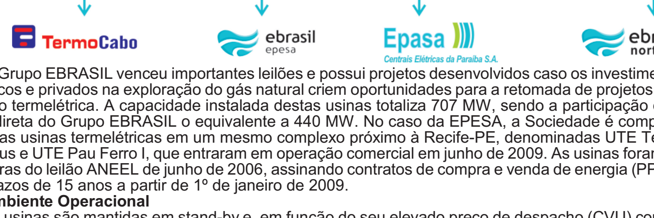
ebrasil epesa

CENTRAIS ELÉTRICAS DE PERNAMBUCO S.A. - EPESA

CNPJ/MF nº06.212.748/0001-34

www.ebrasilenergia.com.br

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO. A Centrais Elétricas de Pernambuco S.A. - EPESA é uma controlada da EBRASIL S.A. que, por sua vez, é um dos maiores grupos privados de geração de energia elétrica no Norte-Nordeste.



O Grupo EBRASIL venceu importantes leilões e possui projetos desenvolvidos caso os investimentos públicos e privados na exploração do gás natural criem oportunidades para a retomada de projetos de geração termelétrica. A capacidade instalada destas usinas totaliza 707 MW, sendo a participação direta ou indireta do Grupo EBRASIL o equivalente a 440 MW. No caso da EPESA, a Sociedade é composta por duas usinas termelétricas em um mesmo complexo próximo à Recife-PE, denominadas UTE Termomanaus e UTE Pau Ferro I, que entraram em operação comercial em junho de 2009. As usinas foram vencedoras do leilão ANEEL de junho de 2006, assinando contratos de compra e venda de energia (PPAs) com prazos de 15 anos a partir de 1º de janeiro de 2009.

Ambiente Operacional

As usinas são mantidas em stand-by e, em função do seu elevado preço de despacho (CVU) comparado com alternativas de geração, a probabilidade de despacho é bastante baixa. Em 21 de setembro de 2011 a ANEEL realizou a fiscalização das instalações das usinas, incluindo a operação das mesmas na potência nominal de 94,05 MW e 142,65 MW, respectivamente. As usinas enfrentaram alguns problemas, incluindo falhas em um relé de proteção da subestação, mas conseguiram concluir os seus testes entre os dias 27 e 29 de setembro e 5 de outubro, respectivamente. Em função dessa indisponibilidade temporária as usinas estão sujeitas a algumas penalidades previstas nos seus contratos comerciais CCEAR e regulação setorial. As taxas de indisponibilidade são apuradas pela ONS somente no fim do ciclo anual (todo mês de julho) e informadas para a CCEE para redução da garantia física durante os cinco anos subseqüentes. Portanto, a EPESA aguarda a formalização das penalidades aqui mencionadas e poderá adquirir contratos de energia de terceiros (compra de lastro) de forma a suprir a parte descoberta nos contratos comerciais. O valor do risco máximo das penalidades pelos contratos comerciais é R$ 12,8 milhões, a ser imputado por 5 anos a partir de janeiro de 2013. Seguindo determinações do CPC (Comitê de Pronunciamentos Contábeis), que obriga o provisionamento do risco contratual, este valor foi provisionado contabilmente em 2011. Entretanto, como todas as penalidades podem ser substituídas por compra de energia no mercado livre de uma usina tão nova quanto as da EPESA, a Administração estima que ao comprar energia para lastrear os contratos comerciais o impacto no caixa será de apenas R$ 4,2 milhões. Considerando o pequeno volume de indisponibilidade, a existência deste volume no mercado livre é praticamente certa. Ao adquirir o lastro a Sociedade poderá reverter parte substancial da provisão para contingência. Em função dos testes realizados em setembro de 2011, além de novos testes realizados em fevereiro de 2012, a Sociedade solicitou para a ANEEL ajustar as suas fichas técnicas dos grupos geradores existentes, aumentando de 450 kW cada para 512 kW a potência cada. Se houver êxito no pleito a capacidade instalada dos 538 grupos geradores será de 275,5 MW.

Resultados 2011

O lucro líquido em 2011 foi de R$ 5,4 milhões versus R$ 2,3 milhões em 2010. O lucro líquido operacional recorrente 2011 é R$ 11,3 milhões (desconsiderando os impactos dos testes de setembro de 2011 e recuperação no ano da perda por compra de lastro feita para a EPASA em 2010). A geração operacional de caixa da Sociedade foi de R$ 50,5 milhões , sendo substancialmente utilizada para o custeio dos empréstimos e financiamentos, totalizando R$ 46,2 milhões. Em 2011 a receita operacional líquida totalizou R$ 71,5 milhões, representando um acréscimo de 6 % em relação a 2010, condizentes com o reajuste anual dos contratos pelo IPC-A. Os custos operacionais totalizaram R$ 29,2 milhões (R$ 29,1 milhões em 2010). Parte destes custos está relacionada aos testes da ANEEL citados anteriormente, que podem ser considerados não recorrentes, totalizando R$ 2,9 milhões (R$ 2,5 milhões apenas com óleo diesel). A Sociedade está avaliando a possibilidade de faturar este despacho. Também afetou positivamente o custo do exercício a tomada de créditos fiscais retroativos em 2011 sobre custos dos anos anteriores, no valor de R$ 2,0 milhões. As despesas administrativas estão estáveis e totalizaram R$ 8,8 milhões (R$ 8,3 milhões em 2010). O EBITDA é uma medição não contábil calculada a partir da soma de lucro, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização. O EBTIDA em 2011 foi igual ao de 2010, sendo R$ 40,7 milhões. Entretanto o EBITDA recorrente foi de R$ 49,7 milhões (70% de margem), conforme demonstrado a seguir:

	EBITDA 2011	EBITDA Recorrente
Lucro líquido	5.378	5.378
IRPJ/CSLL	3.177	3.177
Resultado financeiro	19.031	19.031
Depreciação	10.818	10.818
Amortização diferido	2.332	2.332
Provisão para contingência		12.861
Óleo diesel e gastos testes		2.959
Lastro para EPASA		(6.848)
Total	**40.736**	**49.708**
Margem EBITDA	**57%**	**70%**

Ambiente Financeiro

O desempenho financeiro da EPESA apresentou boa evolução ao longo de 2011, tendo concluído com sucesso: • Retificação dos créditos fiscais desde janeiro de 2009, com reconhecimento de créditos fiscais federais de R$ 18,5 milhões; • Recomposição do perfil de vencimento dos empréstimos de capital de giro no valor de aproximadamente R$ 9,1 milhões com 6 meses de carência e 18 meses para amortização; • Liquidação de obrigação antiga com fornecedor no valor de R$ 1,1 milhão e liquidação e restituição de recebimentos indevidos de R$ 4,0 milhões; • Preenchimento da conta reserva a serviço da dívida em três vezes a amortização trimestral dos juros e principal das debêntures, totalizando R$ 7,7 milhões; e " Liquidação de R$ 1,5 milhão de obrigações retroativas (com juros e multas) das taxas mensais, aplicadas sobre o faturamento, ao FNCDT e Ministério de Minas e Energia. A Sociedade encerrou o ano com R$ 3,4 milhões em caixa e outros R$ 7,7 milhões em conta reserva a serviço da dívida.

Governança Corporativa

No caso do ambiente de Governança Corporativa, a Sociedade também apresentou melhorias significativas em função dos projetos de melhorias que estão sendo realizados desde o final de 2010. As principais conquistas são:• Finalização da implantação dos módulos do sistema integrado para controle de ativos, controle de estoques, faturamento, contratos, compras, folha de pagamento, financeiro, contábil e fiscal; • Contratação de uma nova equipe de RH, bem como a contratação de uma consultoria para apoiar na reformulação do organograma das usinas, descrição mais robusta dos cargos e salários, definição das competências mínimas requeridas por função e alteração nas práticas de recrutamento e seleção; • Internalização de determinadas atividades, como apuração contábil-fiscal, assessoria jurídica e gestão de informática, ajustando o tamanho da equipe e qualificação dos profissionais de cada área para o próprio tamanho da Sociedade; • Revisão do Manual de Manutenção das usinas; • Adoção de novas políticas de segurança dos meios de informática, incluindo acessos, controle de alterações, back-up, etc.; • Desenho com apoio de consultoria dos principais processos para a implantação de sistema integrado de manutenção e operação das usinas; e • Construção de ferramenta para gestão orçamentária de forma a aumentar a visibilidade e delegar metas e responsabilidades para os gestores.

Perspectivas para 2012

A Companhia continua evoluindo nas melhorias da gestão operacional das usinas, • Melhoria substancial na geração de caixa em função do fim dos pagamentos dos juros do período de carência, reduzindo assim o serviço da dívida, bem como os recursos mantidos em conta reserva; • Solução definitiva para as cláusulas punitivas dos contratos de combustíveis; • Avaliação das oportunidades envolvendo a migração para gás natural; • Redução dos custos tributários via a obtenção dos incentivos fiscais da SUDENE; e • Investimentos em pesquisa e desenvolvimento para inovações operacionais-tecnológicas e novas matrizes energéticas. Recife, 27 de abril de 2012. **A Administração.**

BALANÇOS PATRIMONIAIS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011 E 2010 (Em MR$)

Ativo	Nota	2011	2010
Circulante			
Caixa e equivalente de caixa	4	3.423	825
Contas a receber de clientes	5	11.318	10.602
Estoques	6	1.395	767
Impostos a recuperar	7	12.394	14.965
Outras contas a receber	8	579	7.286
		29.109	34.445
Não circulante			
Impostos a recuperar	7	4.373	2.620
Outras contas a receber	8	9.111	7.251
Partes relacionadas	18	10.900	6.634
Imobilizado	9	175.956	185.185
Diferido	10	17.288	19.620
		217.628	221.310
Total do Ativo		246.737	255.755
Passivo	**Nota**	**2011**	**2010**
Circulante			
Fornecedores	11	13.229	12.172
Empréstimos	12	8.909	7.953
Debêntures	13	17.783	20.545
Impostos e contribuições a recolher	14	6.989	2.595
Outras contas a pagar	15	1.474	6.238
		48.384	49.503
Não circulante			
Empréstimos	12	640	116
Provisão para contingências	16	12.861	
Debêntures	13	145.789	158.943
Partes relacionadas	18		13.341
Impostos e contribuições a recolher	14	415	582
		159.705	172.982
Patrimônio líquido	17		
Capital social		31.310	31.310
Adiantamento para futuro aumento de capital		8.752	8.752
Prejuízos acumulados		(1.414)	(6.792)
		38.648	33.270
		246.737	255.755

DEMONSTRAÇÕES DE RESULTADOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011 E 2010 (Em MR$)

	Nota	2011	2010
Receita	19	71.496	67.620
Custo dos serviços prestados	20	(29.228)	(29.099)
Lucro bruto		42.268	38.521
Receitas (despesas) operacionais			
Despesas administrativas	21	(8.835)	(8.322)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	22	(5.847)	(2.477)
Resultado antes das receitas (despesas) financeiras líquidas		27.586	27.722
Receitas financeiras	23	1.782	371
Despesas financeiras	23	(20.813)	(24.470)
Receitas (despesas) financeiras líquidas		(19.031)	(24.099)
Resultado antes dos impostos		8.555	3.623
Imposto de renda e contribuição social	24	(3.177)	(1.367)
Lucro líquido do exercício		5.378	2.256

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011 E 2010 (Em MR$)

	Capital social	Adiantamento para futuro aumento de capital	Prejuízos acumulados	Total
Saldos em 1º de janeiro de 2010	**31.310**	**8.752**	**(9.048)**	**31.014**
Lucro líquido do exercício			2.256	2.256
Saldos em 31 de dezembro de 2010	**31.310**	**8.752**	**(6.792)**	**33.270**
Lucro líquido do exercício			5.378	5.378
Saldos em 31 de dezembro de 2011	31.310	8.752	(1.414)	38.648

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011 E 2010 (Em MR$)

Fluxo de caixa das atividades operacionais	2011	2010
Lucro líquido do exercício	5.378	2.256
Ajustes por:		
Depreciação	10.818	10.605
Resultado na venda de ativos imobilizados	50	(534)
Impostos diferidos	(1.853)	598
Despesas financeiras	23.259	25.564
Amortização de gastos diferidos	2.332	2.332
Provisão para contingência	12.861	-
	52.845	41.302
Variação no capital circulante		
(Aumento) redução em contas a receber de clientes	(716)	7.453
Aumento (redução) em impostos, líquido	6.898	39
Aumento (redução) em fornecedores	1.057	(17.728)
(Aumento) redução em depósitos judiciais	(3)	(1.386)
(Aumento) redução em outros ativos	(4.850)	59
Aumento (redução) em outros passivos	(4.764)	3.540
Caixa aplicado nas atividades operacionais	50.467	33.279
Fluxo de caixa das atividades de investimentos		
Adições de imobilizado	(1.671)	(713)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		
Captações de recursos:		
Empréstimos	3.256	2.200
Empréstimos de mútuo		1.459
Amortizações:		
Debêntures - principal	(8.769)	
Debêntures - juros	(25.107)	(23.620)
Empréstimos - principal	(2.330)	
Empréstimos - juros	(1.446)	(3.135)
Liquidação/Concessão de empréstimos de mútuo	(16.163)	
Constituição (devolução) de conta reserva a serviço da dívida	4.361	(8.737)
Caixa proveniente das (aplicado nas) atividades de financiamento	(46.198)	(31.833)
Aumento de caixa e equivalentes de caixa	2.598	733
Saldo de caixa e equivalentes no início do exercício	825	92
Saldo de caixa e equivalentes no final do exercício	3.423	825

Notas explicativas às demonstrações financeiras Exercícios findos em 31 de dezembro de 2011 e 2010 (Em MR$)

1 Contexto operacional.

A Centrais Elétricas de Pernambuco S.A. ("EPESA" ou "Sociedade") é uma sociedade anônima de capital fechado domiciliada no Brasil, com sede em Recife - Pernambuco. A EPESA foi constituída em 1º de março de 2004, sob a antiga denominação Termomanaus Ltda., com o objetivo de produzir potência sob a forma de energia elétrica e térmica e realizar a sua comercialização e atividades correlatas. A Sociedade opera com duas usinas termelétricas, UTE Pau Ferro I e UTE Termomanaus, ambas localizadas no município de Igarassu, no Estado de Pernambuco. A Termomanaus Ltda., na condição de vendedora de energia elétrica, participou do 2° Leilão para Contratação das Concessões e Autorizações para Produção de Energia Elétrica e para Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração ("Leilão"), promovido pela Agencia Nacional de Energia Elétrica - ANEEL em 29 de junho de 2006, conforme o Edital de Leilão no 002/2006-ANEEL ("Edital"), e outros dispositivos legais. Em decorrência do Leilão e ao lado de outros compradores participantes do mesmo certame, os compradores adquiriram o direito de utilizar parte da energia elétrica e potência a ser disponibilizada, conforme as condições previstas em contrato e na regulamentação aplicável. A comercialização realizada entre as partes, de natureza regulada, é acompanhada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE"), para os fins previstos na legislação, na convenção, nas regras e nos procedimentos de comercialização. Em 23 de abril de 2007, a Termomanaus Ltda., mediante as Portarias MME ANEEL nos 068 e 070, foi autorizada a operar como Produtor Independente de Energia, mediante a implantação das centrais geradoras termelétricas denominadas Termomanaus e Pau Ferro I, constituídas de 759 unidades geradoras em ciclo simples, totalizando 236.236 kW de capacidade instalada e 116.900 kW médios de garantia física de energia, utilizando óleo diesel como combustível principal, e biodiesel como alternativo, tendo como obrigações constituídas, dentre outras, o inicio da entrada em operação em 1º de janeiro de 2009. Posteriormente, houve mudanças da capacidade geradora das usinas, sendo a última concedida pelo Despacho ANEEL no 3.306, datado de 5 de setembro de 2008, que aprovou a capacidade de 258.750 kW, composta de 526 unidades geradoras de 450 kW, totalizando 236.700 kW e 49 unidades geradoras reservas de 450 kW, totalizando 22.050 kW. Estas usinas foram autorizadas a celebrar contratos de comercialização de energia no ambiente regulado pelo prazo de 15 anos e estão autorizadas a operar pelo prazo de 35 anos. Embora as usinas não tenham instalado 37 unidades das 49 unidades geradoras reservas previstas nos Despachos da ANEEL, a Sociedade já entrou com pleito solicitando o aumento da potência de 450 kW para 512 kW (Nota Explicativa n° 29). Caso o pleito seja indeferido pela ANEEL estas unidades reservas serão instaladas. Apesar das UTEs Pau Ferro I e Termomanaus estarem obrigadas a entrar em operação comercial em 1º de janeiro de 2009, estas foram autorizadas a iniciar as suas operações comerciais de geração apenas em 18 de junho de 2009. Em função deste atraso, o faturamento da EPESA foi limitado ao estabelecido na Resolução Normativa ANEEL no 165 (Preço de Liquidação de Diferenças - PLD, acrescido de 10%) e precisou adquirir energia no mercado livre para atender as suas obrigações de geração. Nos termos da Resolução Normativa ANEEL n° 310 de 29 de abril de 2008 o Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS") programou testes de desempenho para o dia 21 de setembro de 2011. Os testes foram acompanhados pela ANEEL e teriam que operar nas potências nominais de 94,05 MW e 142,65 MW, respectivamente. Os testes tiveram que ser interrompidos e as usinas foram decretadas 100% indisponíveis. A EPESA solicitou novos testes para comprovar a disponibilidade das usinas e conseguiu concluir, de forma satisfatória, os seus testes entre os dias 27 e 29 de setembro e 5 de outubro, respectivamente. Em função dessa indisponibilidade temporária as usinas estão sujeitas a algumas penalidades previstas nos seus contratos comerciais (CCEAR) e regulação setorial (Nota Explicativa n° 16).

2 Base de preparação.

a. Declaração de conformidade com relação às normas do Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC.

As demonstrações financeiras foram preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (BR GAAP). A autorização para conclusão destas demonstrações financeiras ocorreu em Reunião do Conselho de Administração em 27 de abril de 2012. As demonstrações de resultados abrangentes não estão sendo apresentadas, pois não há valores a serem apresentados sob esse conceito, ou seja, o resultado do exercício é igual ao resultado abrangente total.

b. Base de mensuração.

As demonstrações financeiras foram preparadas com base no custo, exceto pelas operações de Swap que foram valorizadas ao valor justo.

c. Moeda funcional e moeda de apresentação.

Estas demonstrações financeiras são apresentadas em Real, que é a moeda funcional da Sociedade. Todas as informações financeiras foram arredondadas para milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma.

d. Uso de estimativas e julgamento.

A preparação das demonstrações financeiras, de acordo com as normas CPC, exige que a Administração faça julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas. Estimativas e premissas são revistas de uma maneira contínua. Revisões com relação a estimativas contábeis são reconhecidas no período em que as estimativas ocorrem e em quaisquer períodos futuros afetados. As informações sobre julgamentos críticos referentes às políticas contábeis adotadas que apresentam efeitos sobre os valores reconhecidos nas demonstrações financeiras estão incluídas na Nota Explicativa n° 17 - tratamento do Adiantamento para Futuro Aumento de Capital. As informações sobre incertezas sobre premissas e estimativas que possuam um risco significativo de resultar em um ajuste material dentro do próximo exercício financeiro estão incluídas nas seguintes Notas Explicativas: • Notas 9 e 10 - valor de recuperação do imobilizado e diferido; e • Nota 9 - estimativa de vida útil do imobilizado; e • Nota 16 - contingências.

3 Principais políticas contábeis.

As políticas contábeis descritas a seguir têm sido apresentadas de maneira consistente a todos os períodos apresentados nessas demonstrações financeiras.

a. Moeda estrangeira.

As operações com moedas estrangeiras são convertidas para a moeda funcional com base nas taxas de câmbio vigentes nas datas das transações ou da avaliação, nas quais os itens são novamente mensurados. Os ganhos e as perdas cambiais resultantes da liquidação dessas transações e da conversão pelas taxas de câmbio do final do exercício, referentes a ativos e passivos monetários em moedas estrangeiras, são reconhecidos na demonstração do resultado.

b. Ativos e passivos financeiros.

Ativos financeiros não derivativos.

A Sociedade reconhece os depósitos e mútuos inicialmente na data em que foram originados. Todos os outros ativos são reconhecidos inicialmente na data da negociação na qual a Sociedade se torna uma das partes das disposições contratuais do instrumento. A Sociedade deixa de reconhecer um ativo financeiro quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa do ativo expiram, ou quando transfere os direitos ao recebimento dos fluxos de caixa contratuais sobre um ativo financeiro em uma transação no qual essencialmente todos os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos. Os ativos ou passivos financeiros são compensados e o valor líquido apresentado no balanço patrimonial quando, somente quando, a Sociedade tenha o direito legal de compensar os valores e tenha a intenção de liquidar em uma base líquida ou de realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente. Os empréstimos e recebíveis da Sociedade compreendem os empréstimos a partes relacionadas, contas a receber de clientes, demais contas a receber e caixa e equivalentes de caixa, exceto os depósitos em conta reserva a serviço da dívida. São incluídos no ativo circulante, exceto aqueles com prazo de vencimento ou perspectiva de realização superior a 12 meses após a data de emissão do balanço. Os empréstimos e recebíveis possuem pagamentos fixos ou calculáveis que não são cotados no mercado ativo. Tais ativos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, os empréstimos e recebíveis são medidos pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos, decrescidos de qualquer perda por redução ao valor recuperável. Caixa e equivalentes de caixa abrangem saldos de caixa e investimentos financeiros com vencimento original de três meses ou menos a partir da data de contratação.

Passivos financeiros não derivativos.

A Sociedade reconhece títulos de dívida emitidos inicialmente na data em que são originados. Todos os outros passivos financeiros (incluindo passivos designados pelo valor justo registrado no resultado) são reconhecidos inicialmente na data de negociação na qual a Sociedade se torna uma parte das disposições contratuais do instrumento. A Sociedade baixa um passivo financeiro quando tem suas obrigações contratuais retirada, cancelada ou vencida. A Sociedade tem os seguintes passivos financeiros não derivativos: fornecedores, financiamentos, debêntures, empréstimos a partes relacionadas e outras contas a pagar. Tais passivos financeiros são reconhecidos inicialmente pelo valor justo, acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, esses passivos financeiros são medidos pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos.

c. Estoques.

O custo de aquisição dos estoques compreende o preço de compra, bem como os custos de transporte, seguro, manuseio e outros diretamente atribuíveis à aquisição de materiais e serviços. Descontos comerciais, abatimentos e outros itens semelhantes são deduzidos na determinação do custo de aquisição. Quando os estoques são vendidos ou aplicados no processo de geração de energia, o custo médio desses itens é reconhecido como custo do período em que a respectiva receita é reconhecida.

d. Imobilizado.

Registrado pelo custo de aquisição, formação ou construção, incluindo fretes e demais encargos financeiros capitalizáveis, deduzidos de depreciação acumulada, de crédito de PIS e COFINS e perdas na redução do valor recuperável, se aplicável. O custo inclui gastos que são diretamente atribuíveis à aquisição de um ativo. O custo de ativos construídos por terceiros contratados pela própria Sociedade inclui o custo de materiais e mão de obra direta, quaisquer outros custos para colocar o ativo no local e condição necessários para que esses sejam capazes de operar da forma pretendida pela administração, os custos de desmontagem e de restauração do local onde estes ativos estão localizados. A Sociedade optou por não reavaliar seus ativos imobilizados pelo custo atribuído na data de abertura do exercício de 2009, uma vez que seus ativos vinculados à geração de energia foram construídos e formados substancialmente no exercício de 2009 (declaração de entrada em operação comercial em junho de 2009), o qual reflete o valor justo.

Ativos arrendados.

Os arrendamentos em cujos termos a Sociedade assume os riscos e benefícios inerentes à propriedade são classificados como arrendamentos financeiros. No reconhecimento inicial o ativo arrendado é medido pelo valor igual ao menor valor entre o seu valor justo e o valor presente dos pagamentos mínimos do arrendamento mercantil. Após o reconhecimento inicial, o ativo é registrado de acordo com a política contábil aplicável ao ativo.

Reposição de ativos.

O custo de reposição de um componente do imobilizado é reconhecido no valor contábil do item caso seja provável que os benefícios econômicos incorporados dentro do componente irão fluir para a Sociedade e que o seu custo pode ser medido de forma confiável. O valor contábil do componente que tenha sido reposto por outro é baixado. Os custos de manutenção no dia-a-dia do imobilizado são reconhecidos no resultado conforme incorridos.

Depreciação.

A depreciação é reconhecida no resultado baseando-se no método linear com relação às vidas úteis estimadas de cada parte de um item do imobilizado, já que esse método é o que mais perto reflete o padrão de consumo de benefícios econômicos futuros incorporados no ativo. Ativos arrendados são depreciados pelo período que for mais curto entre o prazo do arrendamento e as suas vidas úteis, a não ser que esteja razoavelmente certo que a Sociedade irá obter a propriedade ao final do prazo do arrendamento. Terrenos não são depreciados. As vidas úteis estimadas para os períodos correntes e comparativos são as seguintes (em anos):

Máquinas e equipamentos - grupos geradores e sistema de tancagem	30
Máquinas e equipamentos - outros	10
Instalações industriais	10
Móveis e utensílios	10
Equipamentos eletrônicos	5
Veículos	5
Construções	4

Os métodos de depreciação, as vidas úteis e os valores residuais são revistos a cada encerramento de exercício financeiro e eventuais ajustes são reconhecidos como mudança de estimativas contábeis.

e. Diferido.

São mensurados ao custo, deduzido da amortização acumulada e das perdas no valor recuperável acumuladas. A amortização é calculada pelo método linear pelo prazo de 10 anos e reconhecida no resultado.

f. Redução ao valor recuperável de ativos - Impairment.

Ativos financeiros (incluindo empréstimos e recebíveis).

Um ativo financeiro não mensurado pelo valor justo é avaliado a cada data de apresentação para apurar se há evidência objetiva de que tenha ocorrido perda no seu valor recuperável. Um ativo tem perda no seu valor recuperável se uma evidência objetiva indica que um evento de perda ocorreu após o reconhecimento inicial do ativo, e que aquele evento de perda teve um efeito negativo nos fluxos de caixa futuros projetados que podem ser estimados de uma maneira confiável. A evidência objetiva de que os ativos financeiros perderam valor pode incluir o não pagamento ou atraso no pagamento por parte do devedor, a reestruturação do valor devido a Sociedade sobre condições de que a Sociedade não consideraria em outras transações, indicações de que o devedor ou emissor entrará em processo de falência. A Sociedade considera evidência de perda de valor para recebíveis tanto no nível individualizado como no nível coletivo.

Ativos não financeiros.

Ativos sujeitos à depreciação ou amortização têm sua recuperação testada sempre que há evidência objetiva de impairment como resultado de um ou mais eventos de perda ocorridos após o reconhecimento inicial dos ativos e desde que aquele evento (ou eventos) tenha um impacto, estimável com confiabilidade, nos fluxos de caixa futuros do ativo. Os ativos sujeitos à depreciação ou amortização têm seus valores de recuperação revisados pela administração sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indicarem que seus valores contábeis não poderão ser recuperados. Os ativos são agrupados e avaliados segundo a possível recuperação com base nos fluxos futuros de caixa projetados descontados durante a vida remanescente estimada dos ativos, conforme o surgimento de novos acontecimentos ou circunstâncias. Nesse caso, as perdas são reconhecidas com base no montante pelo qual o valor contábil excede o valor provável de recuperação de um ativo de vida longa. O valor provável de recuperação é determinado como sendo o maior valor entre (i) o valor de venda estimado dos ativos menos os custos estimados para venda e (ii) o valor em uso, determinado pelo valor presente esperado dos fluxos de caixa futuros do ativo ou da unidade geradora de caixa.

g. Provisões.

Uma provisão é reconhecida, em função de um evento passado, se a Sociedade tem uma obrigação legal ou construtiva que possa ser estimada de maneira confiável, e é provável que um recurso econômico seja exigido para liquidar a obrigação. As provisões são apuradas através do desconto dos fluxos de caixa futuros esperados a uma taxa antes de impostos que reflete as avaliações atuais de mercado quanto ao valor do dinheiro no tempo e riscos específicos para o passivo.

h. Receita.

As receitas representam o valor justo recebido ou a receber pela prestação de serviços no curso normal das atividades da Sociedade e é apurada em conformidade com o regime contábil de competência. A receita é apresentada líquida dos descontos incidentes sobre esta, sendo que os impostos são reconhecidos quando as receitas são reconhecidas/contabilizadas, e os descontos sobre vendas quando conhecidos. As receitas são reconhecidas: (i) quando o valor das vendas é mensurável de forma confiável; (ii) os custos incorridos ou que serão incorridos em respeito à transação podem ser mensurados de maneira confiável; (iii) é provável que os benefícios econômicos sejam recebidos pela Sociedade; e (iv) os riscos e benefícios foram integralmente transferidos ao comprador.

i. Receitas financeiras e despesas financeiras.

As receitas financeiras abrangem receitas de juros sobre variações no valor justo de ativos financeiros e ganhos em aplicações financeiras e empréstimos a partes relacionadas. A receita de juros é reconhecida no resultado "pro rata" dia com base no método dos juros efetivos. As despesas financeiras abrangem despesas com juros sobre empréstimos a partes relacionadas, financiamentos e debêntures. Custos que não são atribuíveis à aquisição, construção ou produção de um ativo qualificável são mensurados no resultado através do método de juros efetivos.

j. Imposto de renda e contribuição social.

O imposto de renda e a contribuição social do exercício corrente e diferido são calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de 10% sobre o lucro tributável excedente de R$ 240 para imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável para contribuição social sobre o lucro líquido, e consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real. A despesa com imposto de renda e contribuição social compreende os impostos de renda correntes e diferidos. O imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber esperado sobre o lucro ou prejuízo tributável do exercício, a taxas de impostos decretadas ou substantivamente decretadas na data de apresentação das demonstrações financeiras e qualquer ajuste aos impostos a pagar com relação aos exercícios anteriores. O imposto diferido é reconhecido com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins contábeis e os correspondentes valores usados para fins de tributação. Imposto diferido é mensurado pelas alíquotas que se espera serem aplicadas às diferenças temporárias quando elas revertem, baseando-se nas leis que foram decretadas ou substantivamente decretadas até a data de apresentação das demonstrações financeiras. Ativos de imposto de renda e contribuição social diferido são revisados a cada data de relatório e serão reduzidos na medida em que sua realização não seja mais provável.

k. Determinação do valor justo.

A estimativa de saldos de contas a receber e contas a pagar aos fornecedores pelo valor contábil, menos a perda (impairment), está próxima de seus valores justos. O valor justo dos passivos financeiros, para fins de divulgação, é estimado mediante o desconto dos fluxos de caixa contratuais futuros pela taxa de juros vigentes no mercado, para instrumentos financeiros similares. A Sociedade utilizou os preços cotados em mercados ativos para instrumentos idênticos sobre a avaliação dos valores justos usados.

4 Caixa e equivalentes de caixa.

	2011	2010
Caixa	3	1
Banco conta movimento	2.335	824
Aplicação financeira	1.085	
	3.423	825

Caixa e equivalentes de caixa incluem dinheiro em caixa e depósitos bancários de alta liquidez. As aplicações financeiras em operações de curto prazo realizadas junto a banco de primeira linha possuem liquidez imediata, baixo risco de crédito e remuneração equivalente a 101,5% do CDI - Certificado de Depósito Interbancário.

5 Contas a receber de clientes.

	2011	2010
Clientes faturados (i)	4.022	2.109
Clientes a faturar (ii)	6.770	6.349
Valores a receber - conta centralizadora (iii)	526	2.144
	11.318	10.602

(i) O contas a receber é representado pelos contratos de comercialização de energia elétrica CCEAR, na modalidade disponibilidade de energia elétrica atrelada ao fator de disponibilidade das usinas, assinados com 30 distribuidoras por usina e atualizados anualmente pela variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPC-A). O recebimento ocorre em três vencimentos, cada uma equivalente a um terço do valor mensal, sendo: (i) primeiro vencimento até o dia 20 do mês subseqüente; (ii) segundo vencimento até 30 do mês subseqüente; e (iii) terceiro vencimento até o dia 10 do segundo mês subseqüente. Já que o contas a receber possui vencimento máximo em 40 dias, não é aplicável ajustar ao valor presente. A variação entre 2011 e 2010 é em função do último dia do ano não ser um dia útil e várias distribuidoras só pagaram no 1º dia útil subseqüente. A Administração da Sociedade entende que é desnecessária a constituição da provisão para créditos de liquidação duvidosa dado que a Sociedade não possui histórico de inadimplência do contas a receber. (ii) Os valores a serem faturados com vencimento em 10 de janeiro foram considerados como clientes a faturar uma vez que a disponibilidade para geração de energia ocorreu no exercício-base. (iii) Por força do contrato de debêntures (Nota Explicativa n° 13) a Sociedade cedeu à totalidade da sua receita fixa mensal em garantia, recebendo mensalmente em uma conta centralizadora da Caixa Econômica Federal. Somente após a amortização dos juros, principal e constituição da conta reserva do serviço da dívida (Nota Explicativa n° 8) a Sociedade terá os recursos disponíveis em sua conta corrente. Além dos debenturistas, a Sociedade cedeu eventual recebível oriundo da geração de energia como garantia para o fornecedor do combustível (Nota Explicativa n° 28).

6 Estoques.

	2011	2010
Óleo diesel	739	111
Peças de reposição	656	656
	1.395	767

A Sociedade mantém em seus estoques peças de reposição necessárias à recolocação em operação das máquinas e equipamentos vinculados à geração de energia, bem como para manutenção dos bens em geral. Peças de reposição somente são capitalizadas ao custo do ativo imobilizado quando há aumento da vida útil do bem.

7 Impostos a recuperar.

	2011	2010
PIS e COFINS a recuperar (i)	10.209	13.382
IRPJ e CSLL diferidos (ii)	5.911	4.057
Outros	647	146
	16.767	17.585
Circulante	12.394	14.965
Não circulante	4.373	2.620

(i) Os saldos de PIS e COFINS a recuperar referem-se, substancialmente, a créditos na aquisição do ativo imobilizado. A compensação de máquinas e equipamentos ocorre em no máximo 12 meses enquanto edificações industriais em no máximo 24 meses, conforme previsto na Lei 11.774/08. A Sociedade também recolheu e parcelou desnecessariamente impostos ao longo do exercício de 2010 e está solicitando a restituição ou compensação dos impostos pagos indevidamente. (ii) A Administração, baseada no histórico de rentabilidade e nas projeções de lucros tributáveis futuros, elaboradas pela controladoria fiscal, estima que estes créditos sejam compensados no prazo de 5 anos, considerando o limite de 30% do lucro tributável em cada ano-base, não estando sujeito ao prazo prescricional. Cabe destacar que parte substancial do imposto diferido refere-se à provisão para contingência (Nota Explicativa n° 16) que deverá ser revertida quando a Sociedade receber a formalização dos órgãos reguladores e comprar lastro para substituir as penalidades

	2011		
	IRPJ	CSLL	Total
2012	1.131	407	1.538
2013	643	232	875
2014	643	232	875
2015	643	232	875
2016	643	231	874
2017	643	231	874
	4.346	1.565	5.911

8 Outras contas a receber.

	2011	2010
Conta reserva do serviço da dívida (i)	7.673	10.444
Recuperação TUST (ii)		2.437
Depósitos judiciais (iii)	1.436	1.439
Despesas antecipadas	111	142
Outros	470	75
	9.690	14.537
Circulante	579	7.286
Não circulante	9.111	7.251

(i) Conforme descrito na Nota Explicativa n° 13, a Sociedade precisa manter em conta reserva o equivalente ao montante de amortização de três parcelas subseqüentes de principal e juros. O valor é calculado e retido pelo agente fiduciário dos debenturistas diretamente da conta centralizadora. Em 4 de abril de 2011, com o fim da amortização dos juros do período de carência, R$ 4.631 foi restituído à Sociedade. (ii) Em 22 de setembro de 2010, a EPESA solicitou à ANEEL a isenção dos pagamentos da tarifa pelo uso do sistema de transmissão ("TUST") dos meses de fevereiro a maio de 2009, período em que as usinas não estavam conectadas ao Sistema Integrado Nacional ("SIN"). Em 28 de dezembro de 2010 foi publicada no Diário Oficial da União a Resolução ANEEL n° 3.868, autorizando a celebração de termo aditivo ao contrato CUST 018/2008, visando ajustar o início da execução do contrato, originalmente fixada em 18 de novembro de 2008, para a data da efetiva operação em testes, ocorrida em 25 de maio de 2009. O crédito total autorizado a compensar com a tarifa pelo uso do sistema de transmissão nos meses subseqüentes foi reconhecido contabilmente em dezembro de 2010, totalizando R$ 3.314. A totalidade do crédito foi compensada nos quatro meses subseqüentes. (iii) Os depósitos judiciais referem-se à disputa com o fabricante de equipamentos, descrita na Nota Explicativa n° 16.

9 Imobilizado.

	Taxas anuais de depreciação (%)	2011 Custo	2011 Depreciação acumulada	2011 Total	2010 Custo	2010 Depreciação acumulada	2010 Total
Máquinas e equipamentos	3,33 a 10	120.675	(15.236)	105.439	120.334	(9.331)	111.003
Construções	4	49.606	(4.230)	45.376	38.972	(2.422)	36.550
Instalações industriais	10	30.020	(7.307)	22.713	30.020	(4.476)	25.544
Moveis e utensílios	10	1.220	(367)	853	1.169	(245)	924
Terrenos	-	1.058		1.058	1.058	-	1.058
Equipamentos eletrônicos	20	182	(59)	123	120	(33)	87
Veículos	20	612	(285)	327	691	(203)	488
Adiantamentos s fornecedor	-	67		67	9.532	-	9.532
		203.440	(27.484)	175.956	201.895	(16.710)	185.185

Os principais equipamentos das usinas são 538 grupos geradores importados da FGW/Caterpillar. A expectativa de vida útil é alta considerando a baixa utilização dos mesmos em função da pouca previsibilidade de despacho das usinas pela ONS. Custos oriundos de empréstimos e financiamentos diretamente atribuídos à construção e implantação das usinas foram capitalizados em 2009, substancialmente nos itens máquinas e equipamentos em função do cronograma físico de execução dos adiantamentos aos fabricantes, totalizando R$ 8.953, enquanto em construção, nos termos das normas vigentes. Conforme Nota Explicativa no 3, as expectativas vida útil dos grupos geradores e sistemas de tancagem estão baseadas em laudo externo, considerando as condições das instalações, baixa utilização e manutenção preventiva. As vidas úteis estão estimadas em 30 anos.

	Saldo 31/12/09	Adições	Baixas	Saldo 31/12/10	Adições	Transferências	Baixas	Saldo 31/12/11
Máquinas e equipamentos	120.469	11	(146)	120.334	386		(46)	120.675
Construções	40.090	-	(1.118)	38.972	1.102	9.532		49.606
Instalações industriais	30.073	-	(53)	30.020				30.020
Moveis e utensílios	1.163	6	-	1.169	54		(3)	1.220
Terrenos	1.058	-	-	1.058				1.058
Equipamentos eletrônicos	63	85	(28)	120	62			182
Veículos	302	389	-	691			(79)	612
Adiantamento a fornecedor	9.310	222	-	9.532	67	(9.532)		67
	202.528	713	(1.345)	201.895	1.671		(128)	203.440

Em 31 de dezembro de 2010, encontrava-se em aberto R$ 9.532 compondo o saldo de adiantamento a fornecedores. Este valor foi reclassificado para o grupo de contas Construções no exercício de 2011, após a liquidação em 30 de maio de 2011 da nota fiscal emitida pelo fornecedor Vigus Engenharia Ltda., no valor total de R$11.719. O valor da nota fiscal contempla os respectivos tributos incidentes na operação, arcados pela EPESA nos termos da negociação comercial para garantir o equilíbrio financeiro do fornecedor. Esses valores forma depreciados para o resultado do exercício de 2011, conforme taxa de depreciação aplicável.

Depreciação.

Foram apropriados ao resultado do exercício, despesas com depreciação no montante de R$ 10.818 e R$ 10.605 em 31 de dezembro de 2011 e 2010, respectivamente.

Garantias.

Para assegurar o pagamento de quaisquer obrigações decorrentes do contrato como principal da dívida, juros, comissões, multas e despesas a Sociedade ofereceu como garantia ao Instrumento Particular de Escritura da Primeira Emissão Privada de Debêntures não Conversíveis (FI-FGTS 100%) os grupos geradores, transformadores e terreno.

Recuperação do valor residual dos ativos

Considerando que para alguns ativos a vida útil estimada é mais longa que os contratos para a comercialização de energia (até 31 de dezembro de 2023), as alternativas para a recuperação do valor residual são, entre outras, (i) desmobilização e venda dos grupos geradores e chapas de aço no país ou no exterior; (ii) utilização dos ativos, que estarão em ótimo estado de conservação devido à baixa previsão de despacho, nos novos leilões, editais e concorrências considerando que a sua autorização pela ANEEL para operar é 35 anos; e (iii) destinação para outras atividades, como geradores reservas para indústrias, auto-geração, tancagem de combustíveis de qualquer natureza, etc. Com base em sua melhor estimativa, a Sociedade realizou análise de imparidade do seu ativo imobilizado e ativo diferido (Nota Explicativa n° 10), com base nas projeções do resultado futuro até 2023. Os fluxos de caixas futuros estimados foram descontados a uma única taxa de desconto a qual reflete o custo médio de oportunidade da Sociedade (10,4% a.a.), gerando um fluxo de caixa livre que supera substancialmente o valor residual projetado para 2023. Por essa razão, a Administração entende que não existe imparidade entre os valores registrados, portanto, nenhuma provisão foi constituída nas demonstrações financeiras.

10 Diferido.

	2011	2010
Gastos administrativos pré-operacionais	1.682	1.682
Gastos de elaboração do projeto	9.025	9.025
Gastos financeiros pré-operacionais	12.603	12.603
Custo	23.310	23.310
Amortização acumulada	(6.022)	(3.690)
Custo líquido	17.288	19.620

O diferido está sendo amortizado em 10 anos, sendo apropriados aos resultados dos exercícios despesas com amortização de R$ 2.332. A Sociedade decidiu pela manutenção do saldo de ativo diferido, conforme previsto na legislação vigente, até sua completa amortização.

11 Fornecedores.

	2011	2010
Areva (i)	7.580	7.580
Transmissoras (ii)	1.064	934
WEG (iii)	1.194	1.194
FGW/Caterpillar (iv)		1.055
Schneider Electric (v)	284	
Outros	2.081	1.409
	13.229	12.172

(i) Em 16 de novembro de 2007, a EPESA contratou a Benco Energia Ltda. para a prestação de serviço de engenharia, gerenciamento, construção e montagem das usinas. Na execução do serviço a Benco subcontratou em abril de 2008 a Areva Transmissão e Distribuição de Energia Ltda. para instalar os disjuntores-chave, seccionadores, para-raio, transformadores de corrente e tensão, sistema de proteção e controle e os cubículos de média tensão. A Areva emitiu notas fiscais de R$ 7.580, as quais se encontram pendentes de pagamento pela EPESA dado ao fato da Sociedade ter movido ação contra a Areva por perdas e danos decorrente do atraso na entrada em operação das usinas (Nota Explicativa n° 16). Parte do valor está depositada em juízo e para o restante foi oferecida fiança bancária e penhora de bens do sócio controlador. (ii) Tarifa paga mensalmente para sessenta e quatro transmissoras pelo uso das redes de transmissão, conforme contratos regulados ("CUST"). (iii) Em abril de 2008, foi contratado junto a WEG Equipamentos Elétricos S.A. o fornecimento de transformadores a serem aplicados na construção das usinas, no valor total de R$17.004. O valor em aberto representa resíduo do contrato que está sendo negociado extrajudicialmente pela Administração. (iv) Em dezembro de 2007, foi contratado junto a Caterpillar Brasil S.A. o fornecimento de grupos geradores para implantação das usinas, no valor total de R$ 96.792, sob-regime de preço global, considerando tributos. O valor a pagar em 2010 refere-se resíduo de juros e multa sobre valores pagos em atraso, tendo sido integralmente quitado em maio de 2011. (v) Refere-se a aquisição de peças de reposição e serviços.

12 Empréstimos.

	2011	2010
Empréstimos bancários para capital de giro	9.433	7.804
Arrendamentos financeiros	116	265
Total	9.549	8.069
Circulante	8.909	7.953
Não circulante	640	116

A Sociedade possui acordo com os debenturistas para assumir até R$ 12.600 de empréstimos de capital de giro, desde que atendidas as exigências de índice de cobertura (Nota Explicativa n° 13). Os empréstimos bancários para capital de giro são com um banco de primeira linha, sendo a sua composição:

	Custo captação	Vencimento	Parcelas	Saldo em 31/12/11	Saldo em 31/12/10
Swap (i)	CDI + 4,55 a.a.	Janeiro 2013	18	9.433	
Swap	CDI + 4,80 a.a.	Março 2011	1		2.840
Capital de giro	CDI + 4,5% a 4,65% a.a.	Março 2011	1		4.964
Leasing veículos	16,51% a.a.	Outubro 2012	36	116	265
				9.549	8.069

(i) Os contratos de empréstimos para capital de giro vinham sendo renovados a cada vencimento utilizando o limite de crédito da Sociedade. Em 10 de fevereiro de 2011 os empréstimos foram renegociados em sua totalidade, alongando os prazos e aumentando a alavancagem financeira. A operação foi realizada visando a não incidência de IOF na época da contratação, sendo em US dólar com swap para CDI. O valor dos empréstimos, após conversão, totaliza R$ 11.600 e o custo final CDI + 4,55 % a.a. O prazo de amortização é 18 meses com seis meses de carência, com aval do controlador.

13 Debêntures

	2011	2010
Principal	162.230	171.000
Juros	1.342	8.488
Total	163.572	179.488
Circulante	17.783	20.545
Não circulante	145.789	158.943

Em 22 de janeiro de 2009, a Sociedade emitiu debêntures não conversíveis, com garantia real, no valor total de R$171.000, que foram integralmente subscritas e integralizadas pelo FI-FGTS. As debêntures são remuneradas pela variação da Taxa Referencial (TR) acrescidas de 10% a.a. As parcelas classificadas no não circulante apresentam o seguinte cronograma de desembolso:

	2011	2010
2012		13.154
2013	13.154	13.154
2014	13.154	13.154
2015	13.154	13.154
2016 em diante	106.327	106.327
	145.789	158.943

A Sociedade e seus acionistas ofereceram no instrumento particular de escritura da emissão das debêntures as seguintes principais garantias: • manutenção 3x principal e juros em conta reserva do serviço da dívida; • alienação fiduciária de 100% das ações da Sociedade; • penhor dos direitos emergentes das outorgas para geração de energia; • alienação fiduciária dos principais equipamentos das usinas, ou seja, os grupos geradores e transformadores; • hipoteca do imóvel no qual estão localizadas as usinas; • direitos creditórios decorrentes da receita fixa dos contatos de comercialização CCEAR; e • receita variável dos CCEAR que exceder à parcela comprometida com a garantia constituída em benefício da fornecedora do combustível. As principais cláusulas contratuais restritivas ("Covenants") do instrumento particular de escritura da primeira emissão privada de debêntures não conversíveis que configuram em antecipação da dívida ou ônus para a Sociedade são como seguem: • não alterar sem anuência o objeto social, o controle acionário, emitir novas ações, realizar reorganizações societárias ou alterar o formato societário de S.A. para Ltda.; • manter Índice de Cobertura a Serviço da Dívida acima de 1,3x; • manter adimplência com tributos federais, estaduais e municipais; • não ter pedido de falência, recuperação judicial, pedir recuperação extra-judicial, etc.; • não ter títulos protestados acima de R$1.000 (limite atualizado pelo IPC-A); • deixar de cumprir sentença judicial transitada em julgado; • não ter vencimentos antecipados de quaisquer dívidas; • não alienar ativos acima de R$1.000 (limite atualizado pelo IPC-A); e • não contrair dívidas, acima de R$12.600, bem como empréstimos, operações de endividamento, emissão de quaisquer instrumentos de crédito para captação de recursos sem a prévia anuência dos debenturistas. A Administração da Sociedade entende estar cumprindo com todas as obrigações acima e não tem conhecimento de qualquer manifestação pelo agente fiduciário de descumprimento de obrigações contratuais que configurem em antecipação da dívida.

14 Impostos e contribuições a recolher.

	2011	2010
PIS e COFINS parcelamento	661	748
Provisão PIS e COFINS sobre receita a faturar	626	588
Retenções de terceiros	107	540
IRPJ e CSLL	5.867	769
IRRF a recolher	63	283
Outros	80	249
Total	7.404	3.177
Circulante	6.989	2.595
Não circulante	415	582

15 Outras contas a pagar.

	2011	2010
Saldos a restituir (i)		3.978
Contribuições a pagar P&D (ii)	984	1.460
Obrigações trabalhistas e sociais	456	452
Outros	34	348
	1.474	6.238

(i) No período de março a dezembro de 2010 foram efetuados depósitos nas contas da Sociedade por agentes do setor. Como a natureza destes depósitos não foi reconhecida pela Sociedade como sendo de sua propriedade, a Administração provisionou os valores para identificar a origem e devolução dos mesmos. Os valores foram identificados e devolvidos aos agentes (bancos gestores de quatro distribuidoras que depositaram erroneamente na conta centralizadora da Sociedade) em junho de 2011. (ii) Conforme dispõe o art. 12 da Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004, a Sociedade possui a obrigação de aplicar 1% da receita operacional líquida ajustada em conformidade com os critérios definidos pela ANEEL: • 40% (quarenta por cento) dos recursos devem ser recolhidos ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNCDT; • 40% (quarenta por cento) dos recursos devem ser destinados a execução de projetos de P&D regulado pela ANEEL; • 20% (vinte por cento) dos recursos devem ser recolhidos ao Ministério de Minas e Energia - MME. O saldo em aberto refere-se aos recursos que aguardam projetos aprovados pela ANEEL para a Sociedade poder fazer a destinação (passivo atualizado por juros 1% a.m.) além da parcela de dezembro a ser recolhida no mês subseqüente para o FNDCT e MME. A redução do saldo deve-se à quitação de todas as obrigações em aberto com o FNCDT e MME ocorrida em dezembro de 2011.

16 Provisão para contingências.

Obrigações contratuais - regulatórios.

Nos termos da Resolução Normativa ANEEL n° 310 de 29 de abril de 2008 o ONS programou testes de desempenho para o dia 21 de setembro de 2011. Os testes foram acompanhados pela ANEEL e teriam que operar nas potências nominais de 94,05 MW e 142,65 MW, respectivamente. Os testes tiveram que ser interrompidos por falhas em equipamentos de proteção, entre outros, e as usinas foram decretadas 100% indisponíveis. A EPESA solicitou novos testes para comprovar a disponibilidade das usinas e conseguiu concluir, de forma satisfatória, os seus testes entre os dias 27 e 29 de setembro e 5 de outubro, respectivamente. Em função dessa indisponibilidade temporária as usinas estão sujeitas a algumas penalidades previstas nos seus contratos comerciais CCEAR e regulação setorial. As taxas de indisponibilidade são apuradas pela ONS somente no fim do ciclo anual (todo mês de julho) e informadas para a CCEE para redução da garantia física durante os cinco anos subseqüentes. Embora a EPESA aguarde a formalização das penalidades aqui mencionadas, a Sociedade decidiu contratar um consultor externo especializado em regulamentação do setor elétrico para estimar os impactos que a indisponibilidade ocorrida no exercício de 2011 trará nos próximos exercícios para fins de provisionamento contábil, conforme conceitos de reconhecimento de passivo contingente definido pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC 25, em função de uma obrigação contratual. Basicamente, o cálculo foi efetuado considerando uma redução na média aritmética do índice de garantia física por cinco ciclos completos (cinco anos) conforme previsto na Cláusula 14 dos contratos comerciais CCEAR além das outras ordinárias à falta de lastro perante as liquidações de curto prazo na CCEE. Seguindo a metodologia de cálculo, o valor máximo em risco, provisionado pela Sociedade, corresponde a R$ 12.861. De acordo com a regulamentação do setor, as usinas participantes do 2º Leilão de Energia Nova em diante podem comprar energia de uma usina tão nova quanto a sua visando extinguir as penalidades aqui mencionadas. A Administração estima que, embora exista um risco máximo de R$ 12.861, a liquidação financeira (efeito caixa) poderá ser no máximo R$ 4.200 considerando-se como premissa um preço de liquidação futura R$ 150 MWh. A Sociedade não fez nenhum registro em função desta estimativa.

Tributárias

As declarações de rendimentos, assim como outros tributos e contribuições sociais, estão sujeitos a revisão e eventual lançamento adicional por parte das autoridades fiscais durante um período de cinco anos. Entretanto, não existe contra a Sociedade qualquer indicação de contingências relacionadas com o imposto de renda e outros tributos.

Cíveis

A Sociedade é parte de processo no qual a Administração, suportada pela opinião de seus consultores jurídicos, acredita que a chance de êxito seja possível devido ao resultado da audiência preliminar conciliatória, das justificativas e provas apresentadas. Portanto, nenhuma provisão foi constituída. A reclamação relacionada a perdas possível, em 31 de dezembro de 2011, totalizam R$ 2.638 (R$ 1.051 em 2010) referente aos encargos (juros e multa) do processo em andamento com o fornecedor de equipamentos elétricos para as subestações das usinas, cujo valor histórico das notas fiscais encontra-se provisionado na Nota Explicativa n° 11. Sendo assim, o risco máximo é R$ 10.218. Em 2008 a Areva emitiu e protestou 24 títulos, totalizando R$ 7.580, que foram sustados pela Sociedade sob a alegação que (i) os serviços não foram prestados; e (ii) os equipamentos não foram entregues na sua totalidade. O acionista controlador da Sociedade ofereceu bens em garantia, suspendeu judicialmente a cobrança e o processo aguarda audiência de instrução. Além do valor das notas fiscais emitidas, que estão registradas contabilmente, o fornecedor também exige multas e juros pelo atraso destes pagamentos, no valor atual de R$ 2.638; valor este que não está reconhecido contabilmente uma vez que a expectativa de perda é considerada possível. A Sociedade, em função desta discussão, entrou com processo de indenização (contingência ativa) contra este fornecedor solicitando (i) R$ 36.000, por perdas causadas à Sociedade pelo atraso no comissionamento das usinas, reduzindo o seu faturamento entre janeiro e junho de 2009; e (ii) R$ 8.631 dos serviços que não foram prestados e materiais que não foram entregues e de multas e perdas financeiras que a Sociedade incorreu com terceiros pelos atrasos no comissionamento das usinas causados pelo fornecedor.

Trabalhistas

A Sociedade é parte passiva de cinco processos trabalhistas nos quais os seus consultores jurídicos acreditam que a chance de êxito seja possível. O valor do risco estimado é R$ 150 em 31 de dezembro de 2011.

17 Patrimônio líquido.

Capital social

O capital social da Sociedade é R$31.310, representado por 31.310.000 ações ordinárias no valor nominal de R$1,00 (um real).

	Capital social	%
Eletricidade do Brasil S.A. - EBRASIL	29.744	95,00
OZ&M Incorporação, Participação Ltda.	1.566	5,00
	31.310	100,00

Em assembléia geral extraordinária realizada em 31 de agosto de 2011, os acionistas da DC Energia e Participações S.A. aprovaram a proposta da diretoria objetivando a concentração das controladas e coligadas do setor de energia em uma holding específica denominada Eletricidade do Brasil S.A. - EBRASIL, cujo acionista é a própria DC Energia. Esta reorganização societária objetiva maior eficácia e sinergia nos procedimentos de gestão e controle, adoção de boas práticas de governança corporativa, uniformidade nas funcionalidades do sistema integrado, informações mais rápidas ao órgão regulador e maior transparência ao mercado de capitais. A reestruturação societária foi conduzida através da subscrição das ações da Empresa pela EBRASIL, permanecendo a DC Energia como acionista controladora em última instância, amparada por laudo de avaliação cujos valores refletem os saldos contábeis à época. Embora a DC Energia permaneça o acionista controlador da Sociedade em última instância, a Administração solicitou a anuência da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e dos debenturistas e aguarda as suas manifestações formais.

Reserva legal.

É constituída à razão de 5% do lucro líquido apurado em cada exercício social nos termos ao art. 193 da Lei nº 6.404/76, até o limite de 20% do capital social. Até 31 de dezembro de 2011 não foi constituída a reserva legal em função da Sociedade ainda apresentar prejuízos acumulados.

Remuneração aos acionistas.

Os lucros serão distribuídos conforme determina a Lei das S.A., ou seja, uma vez constituídas a Reserva Legal (Art. 193), Reserva de Lucros a Realizar (Art. 197) e Reserva para Retenção de Investimentos (Art. 196), os lucros deverão ser distribuídos como dividendos.

AFAC - Adiantamento para Futuro Aumento de Capital.

Conforme os termos do instrumento societário do AFAC a sua classificação como instrumento patrimonial é apropriada considerando: (i) a sua conversão é irrevogável e irretratável; (ii) está dependendo de um acordo entre os sócios; (iii) o adiantamento é em Reais sem correção; e (iv) a quantidade de ações é pré-fixado considerando o preço de conversão de R$1,00.

18 Partes relacionadas.

As transações com partes relacionadas compreendem operações vinculadas ao objeto social e contratos da Sociedade. Sobre os mútuos incidem juros equivalentes a taxas de empréstimos de capital de giro, calculados a variação do CDI + 4,5% a.a. Parte dos empréstimos será liquidada através da dação em pagamento de ativos e passivos no decorrer de 2011.

	Ativos		Passivos		Receitas		Despesas	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Vigus Engenharia Ltda. (i)		9.465		(320)		-		(19)
ENORTE (ii)	5.364	6.320		-		6.422		(59)
DC Energia (ii)	1.587			(1.994)				
EBRASIL S.A. (ii)	3.810	310				100		(101)
Antares Serv. e Partic. Ltda. (iii)	138	-		(7.178)		-		
Ebrasil Energia Ltda. (iv)	1	1		(3.849)		-		(160)
EPASA (vi)		-		-	7.547	9.236		(15.777)
Acionistas controladores		3				100		(101)
Total	10.900	16.099		(13.341)	7.547	16.077		(16.125)
Empréstimos	10.900	6.634		(13.341)				
Imobilizado		9.465						

(i) Refere-se a uma empresa ligada que foi utilizada para a realização da construção civil das usinas (basicamente folha de salário e encargos trabalhistas). Os adiantamentos foram regularizados em maio de 2011, mediante a emissão de nota fiscal no valor de R$ 11.719, sendo equivalente ao valor que se encontrava em aberto acrescido dos respectivos impostos. (ii) Refere-se a empréstimos para capital de giro, remunerados desde a sua disponibilização por taxa de juros compatível com as do mercado financeiro (CDI + 4,5% a.a.). (iii) Conforme "Instrumentos Particular de Cessão de Créditos, Assunção de Dívidas e Outras Avenças", datado de 30 de setembro de 2011, a Antares Serviços e Participações Ltda. cedeu os créditos que tinha a receber da Sociedade em troca de créditos a receber diretamente da Ebrasil Norte Geração de Energia Ltda. ("ENORTE"). (iv) Conforme "Instrumento Particular de Cessão de Créditos, Assunção de Dívidas e Outras Avenças", datado de 30 de setembro de 2011, a Sociedade cedeu para a Ebrasil Energia Ltda. créditos a receber que detinha com a DC Energia cedendo em troca créditos a receber da sua controladora EBRASIL. (v) Refere-se à energia comercializada pela Sociedade para as usinas Termoparaiba e Termonordeste (juntas EPASA), conforme Nota Explicativa n° 22.

19 Receita

	2011	2010
Receita de disponibilidade de energia elétrica	78.783	74.512
PIS e COFINS sobre o faturamento	(7.287)	(6.892)
	71.496	67.620

A Sociedade apenas reconheceu receitas fixas uma vez que não houve despacho pela ONS em 2010 e no caso de 2011 os despachos foram realizados para comprovação de disponibilidade. A Administração está avaliando com os seus consultores regulatórios a possibilidade desta cobrança, mesmo que em 2012 de forma retroativa. A receita fixa é atualizada na data base do reajuste tarifário respeitando o prazo mínimo legal de 12 meses e é destinada para cobrir os custos fixos e eventuais custos associados à declaração de inflexibilidade. A parcela de receita variável corresponde ao produto do custo variável unitário pela diferença entre a energia verificada e a energia correspondente a declaração de inflexibilidade. Não cabe parcela variável às usinas que não são despachadas pela ONS. No caso de eventuais despachos a margem é positiva em função da isenção de ICMS sobre uma eventual aquisição de óleo diesel para gerar energia elétrica (Decreto 36.409 que alterou o RICMS do Estado de Pernambuco).

20 Custos dos serviços prestados

	2011	2010
Óleo diesel (i)	(2.459)	-
TUST (ii)	(8.282)	(11.105)
Depreciação	(10.588)	(10.381)
Amortização do diferido	(2.332)	(2.332)
Recomposição do sistema (iii)	(1.425)	(2.027)
Mão de obra direta	(2.235)	(2.144)
Serviços e outros	(1.907)	(1.110)
	(29.228)	(29.099)

(i) A Sociedade precisou adquirir óleo diesel para cumprir com os testes de disponibilidade da ANEEL de setembro e outubro de 2011 (Nota Explicativa n° 1). (ii) O principal custo recorrente refere-se ao valor pago para as transmissoras pelo uso das redes de transmissão, cobrados pela utilização das instalações e componentes da rede básica, conforme definido por meio de Resolução da ANEEL. O custo é incorrido independentemente do despacho energia pelas usinas e é atualizado anualmente com base em regras específicas. Em 2011 a Sociedade reconheceu créditos fiscais recorrentes sobre este custo, no valor total de R$ 1.963. (iii) A compra de energia para reposição da venda acima da garantia física refere-se ao percentual de perdas entre as medições brutas, ou seja, entre os barramentos de 34,5KV e o centro de gravidade do sistema interligado nacional. Estas perdas são o somatório das perdas internas e do SIN e estão sendo compensadas com a aquisição de contratos bilaterais de energia.

21 Despesas administrativas

	2011	2010
Serviços contratados (i)	(3.573)	(3.542)
Pessoal administrativo (ii)	(1.489)	(1.048)
Taxas, incluindo P&D	(2.251)	(1.389)
Depreciação	(228)	(224)
Telefonia e serviços apoio	(486)	(368)
Outros, incluindo multas contratuais	(808)	(1.751)
	(8.835)	(8.322)

(i) Serviços contratados especialmente no escritório central da Sociedade, em Recife-PE. (ii) Corresponde a mão de obra própria principalmente no escritório central da Sociedade, onde está localizado o centro de serviços compartilhados do grupo. O volume de gastos administrativos específicos das usinas não é relevante. O aumento dos gastos reflete as contratações para melhoria dos controles e do ambiente de governança corporativa.

22 Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas

	2011	2010
Provisão para contingência (Nota Explicativa n° 16)	(12.861)	
Recuperação TUST ano anterior (i)		3.314
Ganho (perda) com lastro de energia para EPASA (ii)	6.848	(6.541)
Ganho (perda) com venda de sobras de materiais	(50)	53
Outros	216	697
	(5.847)	(2.477)

(i) Conforme descrito na Nota Explicativa n° 8, o resultado de 2010 foi beneficiado pelo julgamento da ANEEL de recuperação de TUST que, embora seja um ressarcimento de 2009 o fato gerador para a contabilização ocorreu quando da decisão em dezembro de 2010. (ii) Conforme descrito na Nota Explicativa n° 1, a EPESA obteve autorização da ANEEL para transferir as UTEs Termoparaíba e Termonordeste para a EPASA em 23 de fevereiro de 2010. Como a CCEE somente autorizou as transferências a partir de 1º de março de 2010, a EPESA permaneceu responsável nos meses de janeiro e fevereiro de 2010 pelas obrigações de lastrear os contratos comerciais (CCEAR). As operações de compras e vendas resultaram uma perda líquida de R$ 6.541 para a Sociedade naqueles dois meses. Conforme publicado no Diário Oficial da União em 15 de agosto de 2011, a EPASA obteve êxito em uma solicitação à ANEEL de revisão do cronograma de entrada em operação das usinas, bem como afastar a aplicação do inciso III do art. 3º da Resolução Normativa n° 165/2005 (limitação da receita ao Preço de Liquidação de Diferenças - PDL + 10%). Com base nesta decisão a EPASA foi autorizada a repassar para as distribuidoras o menor valor entre o contrato de compra de lastro e o preço do contrato CCEAR, afastando do cálculo o limite de PLD + 10%. Como a Sociedade havia assumido o lastro da EPASA durante os meses de janeiro e fevereiro de 2010, a EPASA cobrou e restituiu à Sociedade R$ 7.547. Este valor, líquido de PIS e COFINS, está sendo apresentado como outras receitas operacionais em 2011.

23 Receitas (despesas) financeiras, líquidas	2011	2010
Receitas financeiras		
Juros sobre aplicações financeiras	231	
Juros contratos de mútuos	1.534	250
Descontos obtidos	1	118
Juros e rendimentos	16	3
	1.782	371
Despesas financeiras		
Juros sobre debêntures	(18.148)	(19.016)
Juros sobre empréstimos	(2.265)	(1.651)
Juros e IOF sobre mútuos	(90)	(1.114)
Juros e multas pagos a fornecedores	(140)	(2.569)
Outros	(170)	(120)
	(20.813)	(24.470)
	(19.031)	(24.099)

24 Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro

	2011		2010	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro (prejuízo) antes do IRPJ e CSLL	**8.555**	**8.555**	**3.623**	**3.623**
Adições (exclusões) permanentes	737	934	397	397
IRPJ e CSLL corrente	(3.694)	(1.338)	(559)	(210)
IRPJ e CSLL diferidos (i)	1.369	484	(446)	(152)
Resultado IRPJ e CSLL	**(2.323)**	**(854)**	**(1.005)**	**(362)**
Alíquota efetiva	**27,2%**	**10,0%**	**28,7%**	**10,3%**

As alíquotas nominais são 25% para o imposto de renda e 9% para a contribuição, embora a Sociedade esteja localizada em área incentivada pela Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE). A Sociedade poderá reduzir em 75% o imposto de renda sobre o lucro da exploração pelo prazo de 10 anos a partir do ano-calendário do seu pleito. O pleito está sendo elaborado e deve ser protocolado no exercício fiscal de 2012.

25 Instrumentos financeiros.

A Sociedade revisa os principais instrumentos financeiros ativos e passivos, bem como os critérios para a sua valorização, avaliação, classificação e os riscos a eles relacionados, os quais estão descritos a seguir: • Caixa e equivalentes de caixa - são classificados como mantido para negociação. O valor de mercado está refletido nos valores registrados nos balanços patrimoniais; • Contas a receber de clientes - decorrem diretamente das operações da Sociedade, são classificados como empréstimos e recebíveis, e estão registrados pelos seus valores originais, sujeitos a provisão para perdas e ajuste a valor presente, quando aplicável; • Fornecedores - decorrem diretamente das operações da Sociedade e são classificados como passivos financeiros não mensurados ao valor justo. • Empréstimos para capital de giro - o principal propósito desses instrumentos financeiros é gerar recursos para financiar as necessidades de fluxos de caixa no curto prazo. São classificados como passivos financeiros não mensurados ao valor justo, e estão contabilizados pelos seus valores contratuais, atualizados pela taxa efetiva de juros das operações. Os valores de mercado destes empréstimos são equivalentes aos seus valores contábeis. Trata-se de instrumentos financeiros com características oriundas de fontes para capital de giro da Sociedade com custos atrelados à CDI. • Debêntures não conversíveis - são recursos para a construção das usinas e estão classificados como passivos financeiros não mensurados ao valor justo, e estão contabilizados pelos seus valores contratuais, atualizados pela taxa efetiva de juros da operação. Trata-se de instrumentos financeiros com características de financiamentos de projetos de infraestrutura, com custo financeiro de TR + 10% a.a. • Operação com derivativo para troca de taxa de juros (Swap)- A Sociedade possui instrumento de proteção com o objetivo de proteção econômica e financeira contra a variação cambial de captação em moeda estrangeira utilizando swap de dólar para CDI, sem nenhum caráter especulativo. Os ganhos e perdas dessa operação são compensados pelos ganhos e perdas do empréstimo em moeda estrangeira. Os valores contábeis e de mercado dos instrumentos financeiros em 31 de dezembro de 2011 e 2010 são como segue:

		2011		2010	
	Categoria	Valor contábil	Valor de mercado	Valor contábil	Valor de mercado
Caixa e equivalentes de caixa	Mensurado ao valor justo	3.423	3.423	825	825
Contas a receber de clientes	Empréstimos e recebíveis	11.318	11.318	10.602	10.602
Conta reserva serviço da dívida	Mensurado ao valor justo	7.673	7.673	10.444	10.444
Fornecedores	Mensurados ao valor justo	13.229	13.229	12.172	12.172
Empréstimos bancário	Mensurado ao custo amortizado	116	116	5.229	5.229
Debêntures	Mensurado ao custo amortizado	163.572	163.572	179.488	179.488
Swap	Mensurado ao custo amortizado	9.433	9.433	2.840	2.840

A Administração da Sociedade não identificou diferença relevante entre os valores de mercado e os apresentados nas demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2011 e 2010, bem como não possui instrumentos financeiros derivativos ou quaisquer outros ativos de risco e também não efetua aplicação de caráter especulativo.

26 Gerenciamento de riscos.

A Administração realiza o gerenciamento à exposição aos riscos de taxas de juros, câmbio, crédito e liquidez em suas operações com instrumentos financeiros dentro de uma política global de seus negócios. O principal negócio da Sociedade é a disponibilidade de usinas para geração de energia termoelétrica, reguladas pela ANEEL. O Conselho de Administração possui responsabilidade global pelo estabelecimento e supervisão da estrutura de gerenciamento dos riscos associados aos negócios da Sociedade, sendo este gerenciamento realizado através do mapeamento dos riscos, definição de responsáveis, planos de ação, políticas internas formais, matrizes de aprovação e sistema de gestão integrado. As operações da Sociedade que estão sujeitas a fatores de risco são como segue: *(a) Risco de liquidez*: Este risco decorre de uma eventual falta de capital para fazer frente às obrigações financeiras associadas aos seus passivos financeiros. Para minimizar tais riscos a Sociedade possui limites de crédito e gerencia os seus compromissos de curto e longo prazo, bem como, monitora rigorosamente o cumprimento das obrigações contratuais. A seguir, estão as maturidades contratuais de passivos financeiros, incluindo pagamentos de juros estimados:

	Valor contábil	6 meses	6-10 meses	1-2 anos	3-5 anos	Mais que 5 anos
Debêntures	163.572	7.919	6.577	13.154	39.462	96.460
Empréstimos	9.549	5.069	3.840	640		
	173.121	12.988	10.417	13.794	39.462	96.460

A previsibilidade de receitas e custos, associado à margem operacional dos negócios ao longo dos contratos de comercialização, permite o gerenciamento das sobras e necessidades de caixa com grande antecedência. A Sociedade também possui R$ 7.673 em conta reserva a serviço da dívida para eventuais problemas de liquidez que possam afetar o serviço das dívidas com os seus debenturistas. (*b) Risco taxa de juros*: Esse risco é oriundo da possibilidade da Sociedade vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros que aumentem as despesas financeiras relativas aos empréstimos e debêntures. Na data das demonstrações financeiras, o perfil dos instrumentos financeiros remunerados por juros da Sociedade é:

	Saldo 31/12/2011
Instrumentos financeiros basicamente pré-fixados	
Debêntures (10% a.a.)	163.572
Leasing veículos (16,51% a.a.)	116
Juros basicamente pós-fixados	
Swap (100% CDI + 4,55% a.a.)	9.433
Empréstimos a receber de mútuos (100% CDI + 4,5% a.a.)	(10.900)

Como as receitas de prestação de serviços são ajustadas anualmente pela variação do IPC-A, isto serve como uma proteção natural para a exposição das debêntures à variação da Taxa Referencial - TR. Nos últimos dez anos a variação do IPC-A ficou acima da apresentada pela TR. No caso dos instrumentos financeiros pós-fixados os impactos não são relevantes ao ponto de deteriorar a margem da Sociedade no caso de uma oscilação do CDI, como demonstrado na análise de sensibilidade abaixo (considerando manutenção constante da alavancagem financeira):

	Exposição	Taxa	Cenário base (*)	Alta 25%	Alta 50%
Empréstimos bancários a pagar	(9.433)	CDI	(464)	(562)	(696)
Empréstimos de mútuos a receber	10.900	CDI	1.049	1.269	1.573
Aumento no período contratual				122	292

(*) Variação projetada de 9,5% a.a.

(c) Risco de taxa de câmbio: A Sociedade possui operação envolvendo instrumento financeiro com uma instituição financeira sediada no país única e exclusivamente para trocar o indexador de empréstimo em moeda estrangeira pela variação do CDI, no mesmo montante do empréstimo em moeda estrangeira, prazos e sem quaisquer limitações ou gatilhos em relação à variação de taxas; ou seja, contratos de "swap" de fluxo de caixa. Sendo assim, a exposição relativa à captação em moeda estrangeira já se encontra coberto por uma aplicação financeira em swap (passivo 100% CDI mais juros de 4,55% a.a.; ativo com o banco é Dólar PTAX venda mais juros linear de 4,40% a.a.), o que permitiu à Sociedade trocar o risco original da operação para o custo relativo à variação do CDI (já incluso no quadro anterior).

	Saldo 31/12/2011
Instrumentos financeiros derivativos	
Swap - plain vanilla (USD + 4,40% a.a. por CDI + 4,55% a.a.)	9.433

Não existem quaisquer outros saldos em moeda estrangeira.

(d) Risco de crédito: O risco surge da possibilidade da Sociedade vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes ou não cumprir uma obrigação prevista em um instrumento financeiro. A exposição máxima do risco de crédito na data das demonstrações finan ceiras é:

	Saldo 31/12/2011
Contas a receber de clientes	11.318

Este risco é avaliado como baixo. O risco de inadimplência no recebimento das receitas é considerado baixo, embora as duas maiores distribuidoras contribuam com 27% e 16% do faturamento total. A concentração é atenuada por uma forte estrutura de garantia de pagamento, envolvendo Contratos de Constituição de Garantias com caução de receitas dos sacados suficiente para cobrir 1,5 meses, assim como penalidades regulatórias impostas às distribuidoras inadimplentes, que tornam as compras de energia obrigações seniores para as distribuidoras. *(e) Risco de aceleração de dívidas*: A Sociedade possui instrumento particular de debêntures com cláusulas restritivas ("covenants"), relacionadas ao atendimento de índices econômico-financeiros, manutenção de conta reserva e outros, os quais podem configurar a antecipação do pagamento da dívida. Essas cláusulas são monitoradas pela Sociedade e, quando aplicável, negociadas com o agente fiduciário, não limitando a capacidade de condução do curso normal das operações. *(f) Risco especulativo*: A Sociedade não realiza transações envolvendo derivativos exóticos ou especulativos, e qualquer tipo de operação com este tipo de instrumento precisa ser previamente aprovado pelo Conselho de Administração. *(g) Risco de gerenciamento de capital*: A política da Sociedade prevê a aplicação de recursos financeiros em instituições financeiras de primeira linha. A Sociedade também procura diversificar a sua carteira financeira em mais de uma instituição financeira. Todas as movimentações bancárias são aprovadas por dois procuradores que sejam de áreas distintas, administrativa ou operacional. *(h) Risco matéria prima*: É o risco da Sociedade não dispor em tempo oportuno o combustível necessário para a entrada em operação a partir de despacho da ONS. O contrato de suprimento de combustível celebrado com a BR Distribuidora prevê a entrega nas usinas, a frete CIF (responsabilidade do remetente), por preço pré-fixado e atualizado com base na Portaria MME nº 112/2006. O prazo deste contrato é o mesmo dos contratos de comercialização das usinas, ou seja, até 31 de dezembro de 2023. Este contrato determina que as ordens de compra para fornecimento de combustível deverão ser emitidas com antecedência de 5 dias a contar do dia seguinte do pedido. O contrato prevê ainda o pagamento de uma indenização quando o fornecedor não entregar a quantidade necessária para as usinas atender ao despacho. Esta cláusula de indenização está sendo renovada periodicamente, conforme Termo de Compromisso por Prazo Determinado, assinado entre ANEEL e BR Distribuidora em 17 de abril de 2009. Sendo assim, a Sociedade possui capacidade de tancagem suficiente para armazenar combustível. Já que o diesel é altamente perecível nas condições climáticas das usinas, a Sociedade gerencia este risco através da manutenção de um estoque mínimo de segurança, do acompanhamento do nível dos reservatórios e da lista das usinas termelétricas que estão sendo despachadas dentro da ordem de despacho e também através de um contato permanente com a BR Distribuidora.

27 Cobertura de seguros.

A Sociedade possui como política a contratação de cobertura de seguros para os bens sujeitos a riscos em montantes considerados suficientes para cobrir eventuais sinistros. A cobertura em 31 de dezembro de 2011 é:

	Vigência 12 meses	Valor da cobertura
Riscos operacionais	18 de junho	21.450
Responsabilidade civil	18 de junho	2.400

Não está incluído no escopo de nossos auditores emitir opinião sobre a suficiência da cobertura de seguros, a qual foi determinada e avaliada quando à adequação pela Administração da Sociedade.

28 Compromissos

Fianças bancárias

A Sociedade possui os seguintes compromissos garantidos por avais (fianças):

Data de abertura	Data do Vencimento	Valor	Favorecido	Beneficiário	Objeto
29/01/10	30/01/11	1.865	Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS	Garantias regulatórias TUST
31/03/10	31/12/20	1.422	Juízo de Direito da 10 Vara Cível da Comarca de Recife - Pernambuco	Areva Transmissão e Distribuição de Energia Ltda.	Garantia judicial processo n° 0000154-212010.8.17.0001
30/06/11	02/08/12	53	Companhia Hidroelétrica do São Francisco	Companhia Hidroelétrica do São Francisco	Cumprimento de obrigações principal e acessória, decorrente de pagamento dos encargos de conexão ao Sistema de Transmissão

Garantias para aquisição de óleo diesel para geração termelétrica - BR Distribuidora. Além dos avais e fianças, garantias aos empréstimos e debenturistas, a Sociedade penhorou eventuais contas a receber que advir de receita variável por despacho dos contratos CCEAR em favor da BR Distribuidora como garantia para eventuais aquisições de combustível para geração.

Compromissos com debenturista

A Sociedade vem realizando reuniões periódicas com o debenturista (FI-FGTS) sobre a aquisição de equipamentos para cumprimento do projeto inicialmente aprovado. Conforme descrito na Nota Explicativa n° 29 a Sociedade solicitou ao debenturista aguardar um posicionamento da agência reguladora no seu pleito de aumento da potência já instalada.

29 Eventos subseqüentes

Testes de comprovação de potência

Embora as usinas tenham comprovado as suas disponibilidades entre os dias 27 e 29 de setembro e 5 de outubro de 2011, a ANEEL solicitou teste de comprovação da potência para o dia 1o de fevereiro de 2012. As usinas teriam que despachar simultaneamente na potência de 142,65 MW e 94,05 MW, respectivamente, por 4 horas ininterruptas. A usina Termomanaus atingiu 100% da potência enquanto a Pau Ferro I atingiu 97%. No dia 3 de fevereiro a Sociedade solicitou novos testes e as usinas atingiram 105% a 106% da potência. Esta geração consta do informativo público da ONS daquela mesma data. Qualquer impacto financeiro desta pequena parcela de indisponibilidade entre o dia 1 e 3 de fevereiro é imaterial no contexto dos resultados contábeis e fluxo de caixa da Sociedade.

Aquisição de motores reservas

Em 28 de fevereiro de 2012 o debenturista notificou a Sociedade quanto à necessidade de aquisição pelo acionista controlador e capitalização dos 37 grupos geradores reservas, cujo investimento total estimado é R$ 6.500. A Sociedade realizou reuniões com os debenturistas no e agente fiduciário no mês de março e solicitou formalmente dia 9 de abril de 2012 que seja aguardada uma resposta da ANEEL sobre a repotencialização das usinas.

Repotencialização

Após reunião ocorrida na sede da ANEEL no dia 27 de março de 2012, a Sociedade protocolou em 16 de abril de 2012 pleito para regularizar a potência instalada das usinas. Com os testes realizados em setembro de 2011 e fevereiro de 2012 a Sociedade está solicitando ajustes nas fichas técnicas dos grupos geradores aumentando de 450 kW cada para 512 kW cada.

Se a ANEEL julgar procedente o pleito da Sociedade a capacidade total das 538 unidades geradoras já instaladas será de 275,5 MW

Dionon Lustosa Cantareli Júnior - Diretor Presidente. Manuel Simões Gondim - Diretor de Controladoria. Leopoldo de Bruggen e Silva - Diretor Financeiro. José Roriz Lustosa Cantarelli Júnior - Diretor Operacional. Maria do Socorro Ferreira Miranda - Contadora - CRC-PE 11.430

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras

Aos Conselheiros e Diretores da **Centrais Elétricas de Pernambuco S.A. - EPESA**. Recife - PE. Examinamos as demonstrações financeiras da Centrais Elétricas de Pernambuco S.A. - EPESA ("Sociedade"), 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 financeiras. A Administração da Sociedade é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras 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 financeiras com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras 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 financeiras 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 financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, 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 financeiras da Sociedade 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 Sociedade. 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 financeiras tomadas em conjunto. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Opinião. Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Centrais Elétricas de Pernambuco S.A. - EPESA 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.

Recife, 27 de Abril de 2012

KPMG

KPMG Auditores Independentes
CRC SP-014428/O-6 S-PE

João Alberto da Silva Neto
Contador CRC RS-048980/O-0 S-PE