

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores da
Renova Energia S.A.
São Paulo - SP

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Renova Energia S.A. (“Companhia”), identificadas como Consolidado e Controladora, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2013 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, 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 Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e das demonstrações financeiras 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 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 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 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 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 financeiras tomadas em conjunto.

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

Opinião sobre as demonstrações financeiras individuais

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras individuais acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia em 31 de dezembro de 2013, 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 financeiras consolidadas

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira consolidada da Companhia em 31 de dezembro de 2013, 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.

Ênfases

Sem modificar nossa opinião e conforme descrito na nota explicativa nº 2, as demonstrações financeiras individuais foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. No caso da Companhia, essas práticas diferem do IFRS, aplicável às demonstrações financeiras separadas, somente no que se refere à avaliação dos investimentos em controladas pelo método de equivalência patrimonial, enquanto que para fins de IFRS seria custo ou valor justo; e pela opção da manutenção do saldo de ativo diferido, existente em 31 de dezembro de 2008, que vinha sendo amortizado.

Sem modificar nossa opinião e conforme descrito na nota explicativa nº 2, os bens do imobilizado da atividade de geração de energia no regime de produção independente são depreciados pelo seu prazo estimado de vida-útil, considerando-se os fatos e circunstâncias que estão mencionados na referida nota. À medida que novas informações ou decisões do órgão regulador ou do poder concedente sejam conhecidas, o atual prazo de depreciação desses ativos poderá ou não ser alterado.

Sem modificar nossa opinião e conforme mencionado na nota explicativa nº 2.6, a Companhia decidiu por reclassificar, para melhor apresentação, certos saldos constantes nas demonstrações do fluxo de caixa e dos valores adicionados para o exercício findo em 31 de dezembro de 2012.

Informação suplementar - Demonstrações do valor adicionado

Examinamos, também, as demonstrações financeiras individuais e consolidadas do valor adicionado (DVA), referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2013, preparados sob a responsabilidade da Administração da Companhia, 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 financeiras tomadas em conjunto. As ênfases acima mencionadas também são aplicáveis à DVA.

São Paulo, 17 de fevereiro de 2014

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC- nº 2SP 011.609/O-8-“F” BA

José Luiz Santos Vaz Sampaio
Contador
CRC-BA nº 015.640/O-3



Demonstrações Financeiras consolidadas e individuais

Em 31 de dezembro de 2013

ÍNDICE	(Página)
Balanços patrimoniais	3
Demonstrações de resultados	5
Demonstrações do resultado abrangente	6
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido	7
Demonstrações dos fluxos de caixa	8
Demonstrações do valor adicionado.....	9
NOTAS EXPLICATIVAS	
1. Informações gerais.....	10
2. Base de preparação	16
3. Princípios de consolidação	28
4. Das autorizações.....	29
5. Comercialização de energia.....	30
6. Segmentos operacionais	31
7. Caixa e equivalentes de caixa.....	32
8. Contas a receber de clientes.....	33
9. Impostos a recuperar.....	33
10. Adiantamentos a fornecedores.....	33
11. Cauções e depósitos vinculados	34
12. Impostos diferidos	35
13. Investimentos.....	35
14. Ativo Imobilizado.....	41
15. Fornecedores.....	49
16. Empréstimos, financiamentos e debêntures.....	49
17. Impostos a recolher.....	55
18. Contas a pagar - CCEE/Eletrabras	55
19. Provisão para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas.....	56
20. Patrimônio líquido e remuneração aos acionistas.....	57
21. Receita operacional líquida	60
22. Gastos operacionais	61
23. Resultado financeiro	62
24. Imposto de renda e contribuição social	63
25. Transações com partes relacionadas.....	64
26. Instrumentos financeiros e gestão de riscos.....	68
27. Lucro por ação.....	76
28. Cobertura de Seguros.....	77
29. Compromissos	78
30. Transações não envolvendo caixa	78
31. Eventos subsequentes	78

BALANÇOS PATRIMONIAIS

Em 31 de dezembro de 2013

Valores expressos em milhares de Reais

ATIVOS	Nota explicativa	Consolidado		Controladora	
		31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
CIRCULANTES					
Caixa e equivalentes de caixa	7	132.598	608.122	110.686	384.006
Aplicações financeiras	7	241.449	-	-	-
Contas a receber de clientes	8	20.923	21.309	1	157
Impostos a recuperar	9	10.751	7.095	7.327	6.636
Adiantamentos a fornecedores	10	5.065	4.310	3.261	2.746
Pagamentos antecipados		2.338	2.144	1.480	178
Cauções e depósitos vinculados	11	27.231	25.403	40	40
Dividendos a receber	13	-	-	20.452	27.231
Outros créditos		1.260	915	1.260	916
Total dos ativos circulantes		<u>441.615</u>	<u>669.298</u>	<u>144.507</u>	<u>421.910</u>
NÃO CIRCULANTES					
Partes relacionadas	25	-	-	26.589	70.264
Cauções e depósitos vinculados	11	123.981	82.791	451	451
Impostos diferidos	12	948	906	-	-
Outros créditos		150	141	115	106
Investimentos	13	-	-	982.779	760.029
Imobilizado em serviço	14	1.459.662	1.507.775	14.614	13.028
Imobilizado em curso	14	1.645.823	417.128	193.086	53.374
Total dos ativos não circulantes		<u>3.230.564</u>	<u>2.008.741</u>	<u>1.217.634</u>	<u>897.252</u>
TOTAL DOS ATIVOS		<u><u>3.672.179</u></u>	<u><u>2.678.039</u></u>	<u><u>1.362.141</u></u>	<u><u>1.319.162</u></u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

BALANÇOS PATRIMONIAIS

Em 31 de dezembro de 2013

Valores expressos em milhares de Reais

PASSIVOS E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Nota explicativa	Consolidado		Controladora	
		31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
CIRCULANTES					
Fornecedores	15	244.434	159.391	2.273	5.615
Empréstimos e financiamentos	16	1.100.134	198.201	-	-
Debêntures	16	11.239	-	11.239	-
Impostos a recolher	17	7.549	6.439	1.450	1.999
Salários e férias a pagar		8.465	1.546	8.465	1.546
Contas a pagar - CCEE/Eletronbras	18	8.936	4.714	-	-
Outras contas a pagar		182	8	12	21
Total dos passivos circulantes		<u>1.380.939</u>	<u>370.299</u>	<u>23.439</u>	<u>9.181</u>
NÃO CIRCULANTES					
Empréstimos e financiamentos	16	953.855	1.000.126	-	-
Debêntures	16	325.028	305.195	325.028	305.195
Contas a pagar - CCEE/Eletronbras	18	11.670	10.938	-	-
Partes relacionadas	25	-	-	12.987	12.562
Provisão para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas	19	87	84	87	84
Total dos passivos não circulantes		<u>1.290.640</u>	<u>1.316.343</u>	<u>338.102</u>	<u>317.841</u>
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social	20	1.017.697	1.017.557	1.017.697	1.017.557
(-) Custos na emissão de ações		(36.112)	(36.112)	(36.112)	(36.112)
Reserva de capital		55.067	52.275	55.067	52.275
Prejuízos acumulados		(36.052)	(42.323)	(36.052)	(41.580)
Total do patrimônio líquido		<u>1.000.600</u>	<u>991.397</u>	<u>1.000.600</u>	<u>992.140</u>
TOTAL DOS PASSIVOS E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		<u><u>3.672.179</u></u>	<u><u>2.678.039</u></u>	<u><u>1.362.141</u></u>	<u><u>1.319.162</u></u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO

Em 31 de dezembro de 2013

Valores expressos em milhares de Reais

	Nota explicativa	Consolidado		Controladora	
		31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	21	226.011	115.639	136	141
CUSTOS DOS SERVIÇOS					
Depreciações	14, 22	(68.449)	(32.942)	(1.536)	(1.315)
Custo de operação	22	(18.154)	(10.396)	(137)	(97)
Encargos de uso do sistema de distribuição	22	(11.437)	(5.480)	-	-
Total		(98.040)	(48.818)	(1.673)	(1.412)
LUCRO (PREJUÍZO) BRUTO		127.971	66.821	(1.537)	(1.271)
RECEITA (DESPESAS) OPERACIONAIS					
Gerais e administrativas	22	(38.306)	(41.870)	(29.764)	(38.976)
Depreciações e amortizações	14, 22	(1.077)	(781)	(1.070)	(774)
Outras despesas	22	(86)	(1.487)	(1.300)	(1.144)
Resultado de equivalência patrimonial	13	-	-	43.733	20.648
Total		(39.469)	(44.138)	11.599	(20.246)
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS IMPOSTOS SOBRE O LUCRO		88.502	22.683	10.062	(21.517)
RESULTADO FINANCEIRO					
Receitas financeiras	23	32.426	27.423	21.713	21.472
Despesas financeiras	23	(104.687)	(49.994)	(26.247)	(7.486)
Total		(72.261)	(22.571)	(4.534)	13.986
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		16.241	112	5.528	(7.531)
Imposto de renda e contribuição social - correntes	24	(9.994)	(6.479)	-	-
Imposto de renda e contribuição social - diferidos	12	24	350	-	-
Total		(9.970)	(6.129)	-	-
LUCRO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO		6.271	(6.017)	5.528	(7.531)
Lucro (prejuízo) por ação (expressos em reais - R\$):					
Básico	27	0,04	(0,04)	0,04	(0,05)
Diluído	27	0,04	(0,04)	0,04	(0,05)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO ABRANGENTE

Em 31 de dezembro de 2013

Valores expressos em milhares de Reais

	Consolidado		Controladora	
	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
Lucro (prejuízo) do exercício	6.271	(6.017)	5.528	(7.531)
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-
RESULTADO ABRANGENTE TOTAL DO EXERCÍCIO	<u>6.271</u>	<u>(6.017)</u>	<u>5.528</u>	<u>(7.531)</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Em 31 de dezembro de 2013

Valores expressos em milhares de Reais

	Nota explicativa	Capital Social		Reserva de capital			Total do patrimônio líquido controladora	Reversão de ativo diferido	Total do patrimônio líquido consolidado
		Integralizado	Custos na emissão de ações	Reserva de benefícios a empregados liquidados com instrumentos de patrimônio	Ágio	Prejuízos acumulados			
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011		702.788	(34.241)	49.713	-	(34.049)	684.211	(2.257)	681.954
Aumento do capital social - emissão de ações	20.a	314.769	-	-	-	-	314.769	-	314.769
Custos na emissão de ações	20.b	-	(1.871)	-	-	-	(1.871)	-	(1.871)
Ágio na emissão de ações	20.a	-	-	-	1	-	1	-	1
Reconhecimento de pagamento baseado em ações	25.3	-	-	2.561	-	-	2.561	-	2.561
Prejuízo do exercício	2.2	-	-	-	-	(7.531)	(7.531)	1.514	(6.017)
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012		<u>1.017.557</u>	<u>(36.112)</u>	<u>52.274</u>	<u>1</u>	<u>(41.580)</u>	<u>992.140</u>	<u>(743)</u>	<u>991.397</u>
Aumento do capital social - emissão de ações	20.a	140	-	-	-	-	140	-	140
Reconhecimento de pagamento baseado em ações	25.3	-	-	2.792	-	-	2.792	-	2.792
Lucro líquido do exercício	2.2	-	-	-	-	5.528	5.528	743	6.271
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013		<u>1.017.697</u>	<u>(36.112)</u>	<u>55.066</u>	<u>1</u>	<u>(36.052)</u>	<u>1.000.600</u>	<u>-</u>	<u>1.000.600</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA

Em 31 de dezembro de 2013

Valores expressos em milhares de Reais

	Nota explicativa	Consolidado		Controladora	
		31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Lucro (prejuízo) do exercício		6.271	(6.017)	5.528	(7.531)
Ajustes para reconciliar o lucro (prejuízo) do exercício com o caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais:					
Depreciação	14, 22	69.526	33.723	2.606	2.089
Encargos sobre mútuo (líquido)	25	-	(2)	(1.019)	(1.222)
Valor residual do ativo imobilizado baixado	14	1.418	2.075	1.418	1.916
Juros sobre debêntures	16	24.588	5.374	24.588	5.374
Juros sobre empréstimos	16	73.446	41.407	-	383
Apropriação dos custos sobre debêntures e empréstimos	16	1.030	373	414	64
Juros sobre aplicações financeiras e cauções		(12.071)	(2.590)	-	(2)
CCEE/Eletrobras		7.863	15.652	-	-
Despesa reconhecida referente a pagamentos baseados em ações	22	-	2.025	-	2.025
Impostos diferidos	12	(42)	(906)	-	-
Provisão para gratificações a pagar		6.643	-	6.643	-
Outras despesas		3	10	3	10
Resultado de equivalência patrimonial	13	-	-	(43.733)	(20.648)
(Aumento) redução nos ativos operacionais:					
Contas a receber de clientes		386	(16.157)	156	(157)
Impostos a recuperar		(3.656)	(5.583)	(691)	(5.329)
Adiantamentos a fornecedores		(755)	9.169	(515)	1.955
Pagamentos antecipados		(194)	(736)	(1.302)	(68)
Cauções e depósitos vinculados		(33.450)	(93.689)	-	-
Outros créditos		(354)	(568)	(353)	(570)
Aumento (redução) nos passivos operacionais:					
Fornecedores		12.071	3.427	(3.342)	3.556
Impostos a recolher		11.035	5.453	(549)	966
Salários e férias a pagar		276	133	276	133
Contas a pagar - Eletrobras / CCEE		(2.909)	-	-	-
Outras contas a pagar		174	(89)	(9)	21
Pagamento de imposto de renda e contribuição social		(9.925)	(1.276)	-	-
Pagamentos de juros sobre empréstimos e financiamentos	16	(62.086)	(12.797)	-	(4.857)
Dividendos recebidos	13	-	-	11.921	-
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais		<u>89.288</u>	<u>(21.589)</u>	<u>2.040</u>	<u>(21.892)</u>
FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Aportes de capital em investidas	13	-	-	(184.159)	(211.278)
Aplicações financeiras		(235.174)	-	-	-
Aquisição de imobilizado em serviço	14	(14.657)	(134.219)	(4.180)	(7.166)
Aquisição de imobilizado em curso	14, 31	(966.308)	(448.250)	(132.109)	(46.771)
Pagamento de imobilizado adquirido em períodos anteriores	30	(153.685)	(17.287)	-	-
Mútuo com partes relacionadas - concedidos		-	(19)	(707)	(46.237)
Mútuo com partes relacionadas - recebidos		-	-	45.997	-
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimentos		<u>(1.369.824)</u>	<u>(599.775)</u>	<u>(275.158)</u>	<u>(311.452)</u>
FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Emissão de ações	20	140	314.769	140	314.769
Custos na emissão de ações	20.b	-	(1.871)	-	(1.871)
Ágio na emissão de ações	20	-	1	-	1
Valores recebidos de empréstimos e financiamentos	16	1.152.752	386.333	-	-
Custos na captação de empréstimos e financiamentos	16	-	(5.128)	-	-
Valores recebidos na emissão de debêntures	16	-	301.883	-	301.883
Custos na captação de debêntures	16	(171)	(2.126)	(171)	(2.126)
Pagamentos de empréstimos	16	(347.709)	(154.486)	-	(150.000)
Mútuo com partes relacionadas - Ingresso		-	265	119	457
Mútuo com partes relacionadas - Pagamento		-	-	(290)	(222)
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento		<u>805.012</u>	<u>839.640</u>	<u>(202)</u>	<u>462.891</u>
AUMENTO (REDUÇÃO) NO SALDO DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		<u>(475.524)</u>	<u>218.276</u>	<u>(273.320)</u>	<u>129.547</u>
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		608.122	389.846	384.006	254.459
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício		132.598	608.122	110.686	384.006
AUMENTO (REDUÇÃO) NO SALDO DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		<u>(475.524)</u>	<u>218.276</u>	<u>(273.320)</u>	<u>129.547</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO

Em 31 de dezembro de 2013

Valores expressos em milhares de Reais

	Nota explicativa	Consolidado		Controladora	
		31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
RECEITAS					
Vendas de energia		234.545	120.078	160	160
Receitas relativas à construção de ativos próprios		81.161	49.246	42.518	19.269
INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS					
Custos dos serviços prestados e das mercadorias vendidas		(29.591)	(15.876)	(137)	(97)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros		(27.892)	(32.208)	(20.564)	(28.971)
Valor adicionado bruto		258.223	121.240	21.977	(9.639)
Depreciação e amortização	14, 22	(69.526)	(33.723)	(2.606)	(2.089)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO GERADO		188.697	87.517	19.371	(11.728)
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA					
Resultado de equivalência patrimonial	13	-	-	43.733	20.648
Receitas financeiras	23	32.426	27.423	21.713	21.472
VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR		221.123	114.940	84.817	30.392
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO					
Pessoal:					
Salários e encargos		30.456	12.620	30.456	12.083
Honorários da diretoria		1.869	5.975	1.869	5.975
Benefícios		4.794	2.270	4.794	2.270
FGTS		1.602	912	1.602	912
Impostos, taxas e contribuições:					
Federais		25.303	15.211	6.434	4.180
Estaduais		6	1	6	1
Municipais		4	2	4	2
Remuneração de capitais de terceiros:					
Juros		142.918	80.255	30.829	9.791
Aluguéis		2.168	1.852	2.168	1.852
Outros		5.732	1.859	1.127	857
Lucro (prejuízo) do exercício		6.271	(6.017)	5.528	(7.531)
VALOR ADICIONADO TOTAL DISTRIBUÍDO		221.123	114.940	84.817	30.392

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2013

Valores expressos em milhares de Reais

1. Informações gerais

A Renova Energia S.A. (“Renova” ou “Companhia” ou “Controladora”), sociedade de capital aberto, CNPJ 08.534.605/0001-74, tem suas ações negociadas no nível 2 de Governança Corporativa da BM&FBOVESPA (“BOVESPA”). A Companhia é uma sociedade domiciliada no Brasil, com endereço na Av. Roque Petroni Júnior, 999, 4º andar - São Paulo, que atua no desenvolvimento, implantação e operação de projetos de geração de energia de fontes renováveis - eólica, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e solar, e na comercialização de energia a atividades relacionadas. A Companhia tem por objeto social a geração e comercialização de energia elétrica em todas as suas formas, produção de combustíveis a partir de fontes naturais e renováveis, a prestação de serviços de apoio logístico a empresas ou companhias de consultoria ambiental, a prestação de consultoria em soluções energéticas relativas à geração, comercialização, transmissão e demais negócios envolvendo energias alternativas, a prestação de serviços de engenharia, construção, logística, desenvolvimento de estudos e projetos relacionados a usinas de geração de energia em todas as suas formas e seus sistemas, bem como a sua implantação, operação, manutenção e exploração, a fabricação e comercialização de peças e equipamentos para a geração, transmissão e distribuição de energia, a atuação no mercado de geração de energia elétrica por meio de equipamentos de geração de energia solar, incluindo, mas não se limitando, a comercialização de energia gerada por fonte solar, a comercialização de equipamentos para a geração, transmissão e distribuição de energia por fonte solar, beneficiamento de polisilício, lingotes, wafers, células, painéis, módulos e inversores, a comercialização, arrendamento, aluguel ou qualquer outra forma de disponibilização de ativos de geração de energia e participação no capital social de outras sociedades.

Em 31 de dezembro de 2013, a Companhia possui participação societária nas seguintes controladas diretas e indiretas, em operação, em construção e em pré-operação:

PCH	Consolidação	% Participação			
		31/12/2013		31/12/2012	
		Direta	Indireta	Direta	Indireta
Enerbras Centrais Elétricas S.A.	(a) Integral	100,00		100,00	
Energética Serra da Prata S.A.	(b) Integral na Enerbras		99,99		99,99
Renova PCH LTDA	(c) Integral	99,00		99,00	
Chiplely SP Participações S.A.	(l) Controle compartilhado	60,00			

Eólico	Consolidação	% Participação			
		31/12/2013		31/12/2012	
		Direta	Indireta	Direta	Indireta
Nova Renova Energia S.A. (Holding)	(d) Integral	99,99		99,99	
Bahia Eólica Participações S.A. (Holding)	(d) Integral na Nova Renova		100,00		100,00
Centrais Eólicas Candiba S.A.	(e) Integral na Bahia Eólica		99,99		99,99
Centrais Eólicas Igaporã S.A.	(e) Integral na Bahia Eólica		99,99		99,99
Centrais Eólicas Ilhéus S.A.	(e) Integral na Bahia Eólica		99,99		99,99
Centrais Eólicas Licínio de Almeida S.A.	(e) Integral na Bahia Eólica		99,99		99,99
Centrais Eólicas Pindaí S.A.	(e) Integral na Bahia Eólica		99,99		99,99

- CONTINUA -

- CONTINUAÇÃO -

Eólico	Consolidação	% Participação			
		31/12/2013		31/12/2012	
		Direta	Indireta	Direta	Indireta
Salvador Eólica Participações S.A. (Holding)	(d) Integral na Nova Renova		100,00		100,00
Centrais Eólicas Alvorada S.A.	(e) Integral na Salvador Eólica		99,99		99,99
Centrais Eólicas Guanambi S.A.	(e) Integral na Salvador Eólica		99,99		99,99
Centrais Eólicas Guirapá S.A.	(e) Integral na Salvador Eólica		99,99		99,99
Centrais Eólicas Nossa Senhora Conceição S.A.	(e) Integral na Salvador Eólica		99,99		99,99
Centrais Eólicas Pajeú do Vento S.A.	(e) Integral na Salvador Eólica		99,99		99,99
Centrais Eólicas Planaltina S.A.	(e) Integral na Salvador Eólica		99,99		99,99
Centrais Eólicas Porto Seguro S.A.	(e) Integral na Salvador Eólica		99,99		99,99
Centrais Eólicas Rio Verde S.A.	(e) Integral na Salvador Eólica		99,99		99,99
Centrais Eólicas Serra do Salto S.A.	(e) Integral na Salvador Eólica		99,99		99,99
Renova Eólica Participações S.A. (Holding)	(d) Integral na Nova Renova		100,00		100,00
Centrais Eólicas da Prata S.A.	(f) Integral na Renova Eólica		99,99		99,99
Centrais Eólicas dos Araçás S.A.	(f) Integral na Renova Eólica		99,99		99,99
Centrais Eólicas Morrão S.A.	(f) Integral na Renova Eólica		99,99		99,99
Centrais Eólicas Seraíma S.A.	(f) Integral na Renova Eólica		99,99		99,99
Centrais Eólicas Tanque S.A.	(f) Integral na Renova Eólica		99,99		99,99
Centrais Eólicas Ventos do Nordeste S.A.	(f) Integral na Renova Eólica		99,99		99,99
Centrais Eólicas Ametista S.A.	(g) Integral na Renova Eólica		99,99		99,99
Centrais Eólicas Borgo S.A.	(g) Integral na Renova Eólica		99,99		99,99
Centrais Eólicas Caetitê S.A.	(g) Integral na Renova Eólica		99,99		99,99
Centrais Eólicas Dourados S.A.	(g) Integral na Renova Eólica		99,99		99,99
Centrais Eólicas Espigão S.A.	(g) Integral na Renova Eólica		99,99		99,99
Centrais Eólicas Maron S.A.	(g) Integral na Renova Eólica		99,99		99,99
Centrais Eólicas Pelourinho S.A.	(g) Integral na Renova Eólica		99,99		99,99
Centrais Eólicas Pilões S.A.	(g) Integral na Renova Eólica		99,99		99,99
Centrais Eólicas Serra do Espinhaço S.A.	(g) Integral na Renova Eólica		99,99		99,99
Centrais Eólicas São Salvador LTDA	(h) Integral	99,99		99,99	
Centrais Elétricas Botuquara LTDA	(i) Integral	99,00		99,00	
Centrais Elétricas Itaparica S.A.	(i) Integral	99,00		99,00	
Centrais Eólicas Arapuã LTDA	(i) Integral	99,00		99,00	
Centrais Eólicas Bela Vista I LTDA	(i) Integral	99,00		99,00	
Centrais Eólicas Cedro LTDA	(i) Integral	99,00		99,00	
Centrais Eólicas Conquista LTDA	(i) Integral	99,00		99,00	
Centrais Eólicas Riacho de Santana LTDA	(i) Integral	99,00		99,00	
Centrais Eólicas Santana LTDA	(i) Integral	99,00		99,00	
Centrais Eólicas Lençóis LTDA	(i) Integral	99,00		99,00	
Centrais Eólicas Coxilha Alta LTDA	(i) Integral	99,00		99,00	
Centrais Eólicas Recôncavo I LTDA	(i) Integral	99,00		99,00	

- CONTINUA -

- CONTINUAÇÃO -

Eólico	Consolidação	% Participação			
		31/12/2013		31/12/2012	
		Direta	Indireta	Direta	Indireta
Centrais Eólicas Itapuã I LTDA	(i) Integral	99,00			
Centrais Eólicas Itapuã II LTDA	(i) Integral	99,00			
Centrais Eólicas Itapuã III LTDA	(i) Integral	99,00			
Centrais Eólicas Itapuã IV LTDA	(i) Integral	99,00			
Centrais Eólicas Itapuã V LTDA	(i) Integral	99,00			
Centrais Eólicas Itapuã VI LTDA	(i) Integral	99,00			
Centrais Eólicas Itapuã VII LTDA	(i) Integral	99,00			
Centrais Eólicas Itapuã VIII LTDA	(i) Integral	100,00			
Centrais Eólicas Itapuã IX LTDA	(i) Integral	99,00			
Centrais Eólicas Itapuã X LTDA	(i) Integral	99,00			
Centrais Eólicas Itapuã XI LTDA	(i) Integral	99,00			
Centrais Eólicas Itapuã XII LTDA	(i) Integral	99,00			
Centrais Eólicas Itapuã XIII LTDA	(i) Integral	99,00			
Centrais Eólicas Itapuã XIV LTDA	(i) Integral	99,00			
Centrais Eólicas Itapuã XV LTDA	(i) Integral	99,00			
Centrais Eólicas Itapuã XVI LTDA	(i) Integral	99,00			
Centrais Eólicas Itapuã XVII LTDA	(i) Integral	99,00			
Centrais Eólicas Itapuã XVIII LTDA	(i) Integral	99,00			
Centrais Eólicas Itapuã XIX LTDA	(i) Integral	99,00			
Centrais Eólicas Itapuã XX LTDA	(i) Integral	99,00			
Centrais Eólicas Itapuã XXI LTDA	(i) Integral	99,00			
Centrais Eólicas Bela Vista VIII LTDA	(i) Integral	100,00			
Centrais Eólicas Bela Vista XII LTDA	(i) Integral	100,00			
Centrais Eólicas Bela Vista XIII LTDA	(i) Integral	100,00			
Centrais Eólicas Bela Vista XIV LTDA	(i) Integral	99,00			
Centrais Eólicas Bela Vista XV LTDA	(i) Integral	99,00			
Centrais Eólicas Bela Vista XVI LTDA	(i) Integral	100,00			
Centrais Eólicas Bela Vista XVII LTDA	(i) Integral	100,00			
Centrais Eólicas Bela Vista XVIII LTDA	(i) Integral	100,00			
Centrais Eólicas Bela Vista XIX LTDA	(i) Integral	100,00			
Centrais Eólicas Bela Vista XX LTDA	(i) Integral	100,00			

- CONTINUA -

- CONTINUAÇÃO -

Comercialização	Consolidação	% Participação			
		31/12/2013		31/12/2012	
		Direta	Indireta	Direta	Indireta
Renova Comercializadora de Energia S.A.	(j) Integral	100,00		100,00	

Holding	Consolidação	% Participação			
		31/12/2013		31/12/2012	
		Direta	Indireta	Direta	Indireta
Renovapar S.A.	(k) Integral	100,00			

- (a) Enerbras Centrais Elétricas S.A. (“Enerbras”), controlada direta, é uma sociedade por ações de capital fechado, sediada no Estado da Bahia, que tem por objeto social exclusivo participar no capital social da Energética Serra da Prata S.A., (“Espra”).
- (b) Energética Serra da Prata S.A. (“Espra”), controlada indireta, é uma sociedade por ações de capital fechado, que tem por objeto social exclusivo a geração e comercialização de energia elétrica do Complexo Hidrelétrico Serra da Prata, composto pelas PCHs Cachoeira da Lixa, Colino 1 e Colino 2, localizadas no Estado da Bahia. Em regime de autorização, tem toda a sua produção contratada com a Eletrobras – Centrais Elétricas Brasileiras, no âmbito do PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. A Espra entrou em operação em 2008.
- (c) Renova PCH Ltda. (“Renova PCH”), controlada direta, tem por objeto social a construção, implantação, operação e manutenção e geração de energia elétrica por meio de fonte hídrica. A empresa está em fase pré-operacional.
- (d) Sociedades por ações de capital fechado, sediadas no Estado de São Paulo, que tem por objeto social principal a participação em outras sociedades que atuem, direta ou indiretamente na área de geração de energia elétrica por fonte eólica. Em 2013 a Renova Eólica Participações S.A. pleiteou junto a CVM seu registro como companhia aberta na categoria B, e até o fechamento destas demonstrações ainda não recebeu confirmação da CVM.
- (e) Sociedades por ações de capital fechado, que tem por objeto social projetar, implantar, operar e explorar parque eólico específico, localizado no Estado da Bahia. Em regime de autorização, tem toda a sua produção contratada com a CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, no âmbito do Leilão de Reserva – 2009 (LER 2009). Os parques tornaram-se aptos a operar em 2012.
- (f) Sociedades por ações de capital fechado, que tem por objeto social projetar, implantar, operar e explorar parque eólico específico, localizado no Estado da Bahia. Em regime de autorização, tem toda a sua produção contratada com a CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, no âmbito do Leilão de Reserva – 2010 (LER 2010). Os parques eólicos estão em fase de construção.
- (g) Sociedades por ações de capital fechado, que tem por objeto social projetar, implantar, operar e explorar parque eólico específico, localizado no Estado da Bahia. Em regime de autorização, tem toda a sua produção contratada com as distribuidoras que declararam demanda no Leilão de Energia Nova – 2011 (LEN 2011). Os parques eólicos estão em fase de construção.
- (h) Centrais Eólicas São Salvador Ltda. (“São Salvador”), controlada direta, é uma sociedade por ações de

capital fechado, que tem por objeto social projetar, implantar, operar e explorar especificamente o parque eólico São Salvador, localizado no Estado da Bahia. Em regime de autorização, tem toda a sua produção contratada com as distribuidoras que declararam demanda no Leilão de Energia Nova – 2012 (LEN 2012). O parque eólico está em fase de implantação.

- (i) Controladas diretas tem por objeto social a construção, implantação, operação e manutenção e geração de energia elétrica por meio de fonte eólica.
- (j) Renova Comercializadora de Energia S.A. (“Renova Comercializadora”), controlada direta, subsidiária integral, tem por objeto social principal a comercialização de energia elétrica em todas as suas formas.
- (k) Renovapar S.A. (“Renovapar”), controlada direta, subsidiária integral é uma sociedade por ações de capital fechado, que tem por objeto social principal a participação em outras sociedades que atuem, direta ou indiretamente, na área de geração e comercialização de energia elétrica em todas as suas formas.
- (l) Chipley SP Participações S.A. (Chipley) é uma sociedade por ações de capital fechado, que tem por objeto social principal a participação em outras sociedades empresariais, como sócia, acionista ou quotista, podendo ainda participar de consórcios, e a exploração, direta ou indireta, conforme o caso, de serviços de energia elétrica, compreendendo os sistemas de geração, bem como de outros serviços correlatos.

Ao comparar as demonstrações dos resultados dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012, deve-se levar em consideração que os parques relativos ao LER 2009 iniciaram suas operações entre julho e agosto de 2012.

Nos termos da Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, a Companhia informa que firmou contrato com a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes (“Deloitte”), para prestação de serviços de auditoria de suas demonstrações financeiras e de suas controladas.

1.1 Entrada da Cemig Geração e Transmissão S.A. (CEMIG GT) no bloco de controle da Companhia e aquisição de 51% da Brasil PCH

A Companhia anunciou no dia 08 de agosto de 2013 a aprovação do Acordo de Investimento para compra da Brasil PCH S.A. (49% detidos pela Petrobras) e entrada da Cemig GT no bloco de controle da Renova. A aquisição estava sujeita aos direitos de preferência e de venda conjunta dos demais acionistas. Findo o prazo para o exercício desses direitos, nenhum acionista exerceu seu direito de preferência e somente um acionista detentor de 2% das ações da Brasil PCH S.A., exerceu o seu direito de venda conjunta (tag along). (vide nota 31)

Sobre a Brasil PCH

A Brasil PCH detém 13 pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), com capacidade instalada de 291 MW e energia assegurada de 194 MW médios. Todas as PCHs possuem contratos de longo prazo (20 anos) de venda de energia no âmbito do PROINFA.

Com a aquisição, a Companhia aumentará sua base de ativos operacionais e sua consequente geração de caixa disponível para investir no crescimento da Renova. A aquisição também é positiva uma vez que existe complementariedade entre as fontes eólica e hídrica e diminui o risco de dependência de uma única fonte. Após a aquisição de participação na Brasil PCH, a capacidade instalada contratada da Renova passa ser de 1.953,3 MW, sendo 24,8% de ativos em operação.

1.2 Aumento dos passivos circulantes

Em 31 de dezembro de 2013, o passivo circulante consolidado da Companhia é de R\$1.380.939, enquanto o ativo circulante é de R\$441.615. O aumento no saldo do passivo circulante é em função, principalmente, dos empréstimos-pontes assinados com o BNDES no valor de R\$600.000 e da emissão das Notas Promissórias no montante de R\$400.000 para a construção dos parques eólicos. Os empréstimos-pontes e as notas promissórias possuem vencimento em 15 de junho de 2014 e 04 de maio de 2014, respectivamente, ou na data de desembolso do contrato de financiamento de longo prazo a ser assinado entre o BNDES e a Companhia.

A Administração da Companhia vem conduzindo ações com o objetivo de melhorar a sua estrutura financeira e de capital de giro que incluem, principalmente, a entrada da CEMIG GT no bloco de controle da Renova com um aporte de capital no montante de R\$1.414.732 (corrigido pela variação do CDI desde 31 de dezembro de 2012 até a data da reunião do Conselho de Administração que aprovará esse aumento de capital), sendo R\$739.943 (valor já corrigido) utilizados para a aquisição da Brasil PCH e o restante para reforço de caixa, conforme descrito nas notas 1.1 e 31. Além disso, a Companhia já enquadrou junto ao BNDES o alongamento de sua dívida por meio da contratação de financiamento de longo prazo.

1.3 Operação comercial dos parques eólicos do LER 2010 e LEN 2011

Os Contratos de Energia de Reserva estabelecem que os parques eólicos do LER 2010 deveriam entrar em operação comercial em 01 de setembro de 2013. A Companhia solicitou à ANEEL a concatenação do cronograma do início do fornecimento de energia dos parques eólicos com a entrada em operação das linhas de transmissão. Concatenando a data da nossa obrigação de começar a entregar energia com a data de conclusão da linha de transmissão, a Companhia desloca a data inicial e mantém o período original de 20 anos do contrato de venda de energia. A Companhia aguarda a decisão da ANEEL.

A Companhia monitora e acompanha as obras das linhas de transmissão e de acordo com o cronograma oficial da ANEEL as linhas de transmissão entram em operação em 28 de fevereiro de 2014 para os parques do LER 2010 e em 21 de janeiro de 2015 para os parques do LEN 2011.

Conforme cláusula 5.12 do Contrato de Energia de Reserva, o atraso, desde que verificado pela ANEEL, da entrada em operação das instalações de uso do âmbito de distribuição ou de transmissão da rede básica, necessárias para o escoamento da energia produzida pelas usinas, não exime a CCEE das obrigações previstas na subcláusula 8.7 (pagamento da receita fixa) do contrato, desde que as usinas estejam em condição de entrar em operação comercial, a ser necessariamente verificado pela ANEEL, exceto no caso de alteração, solicitada e/ou causada pelas SPEs, das informações de acesso aos sistemas de distribuição ou transmissão vigentes quando da realização do leilão isentando as SPEs das penalidades previstas no contrato.

Ainda de acordo com a subcláusula 8.7 do referido contrato, as SPEs, independentemente da entrega de energia, terão direito a receber, a partir do início do período de entrega da energia contratada, em relação a cada mês desse período, um duodécimo do valor da receita fixa. O efetivo pagamento da receita fixa estará condicionado à entrada em operação comercial das usinas, devendo os recursos financeiros associados a esse pagamento ficarem retidos na CONER (conta de energia de reserva). Após a entrada em operação comercial das usinas, todos os recursos financeiros de que trata a subcláusula 8.7 serão lançados como crédito das SPEs na liquidação financeira relativa à contratação de energia de reserva.

Os riscos financeiros associados à diferença entre a energia gerada e a energia contratada, serão tratados, para efeito do contrato, como ressarcimento devido pelas SPEs (cláusula 11 do contrato de energia de reserva), sendo

uma parte ressarcida ao final de cada ano contratual em 12 parcelas com multa de 15% e o restante ao final do quadriênio (vide nota 18).

1.4 Impacto de novas legislações

1.4.1 Medida Provisória nº 579 (“MP 579”) – Lei 12.783/2013

Foi publicada no dia 11 de setembro de 2012 a MP 579 que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, e sobre a redução de encargos setoriais visando a modicidade tarifária. De acordo com a MP 579, as concessões de energia elétrica outorgadas antes da publicação da Lei das Concessões (Lei 8.987/95) e não licitadas poderão ser renovadas, uma única vez, por prazo de até trinta anos, desde que os concessionários aceitem remuneração exclusivamente via tarifas para cobertura de custos de operação e manutenção (O&M), encargos, tributos e, quando couber, uso de transmissão e distribuição. Alguns encargos setoriais serão eliminados ou reduzidos, sendo que as utilizações desses encargos serão mantidas por meio de aportes do Tesouro.

Os ativos de geração da Companhia não sofreram nenhum impacto imediato advindo da MP 579 no tocante à prorrogação das concessões, dado que a exploração de nossos ativos é feita por meio de autorizações, e que têm seus vencimentos somente a partir de 2033.

A MP 579 foi convertida na Lei 12.783 de 11 de janeiro de 2013.

1.4.2 Medida Provisória nº 627/2013 (“MP 627”)

Em 11 de novembro de 2013 foi editada a MP 627 que modifica de forma relevante as regras tributárias do Imposto de Renda e da Contribuição Social, dentre outras. Os dispositivos da MP 627 entrarão em vigor obrigatoriamente a partir do ano-calendário de 2015, sendo dada a opção de aplicação antecipada de seus dispositivos a partir do ano calendário de 2014.

A Administração analisou os impactos tributários dos novos dispositivos e concluiu que não houve distribuição de dividendos e/ou juros de capital próprio superiores aos apurados com observância dos métodos e critérios contábeis vigentes em 31 de dezembro de 2007. Dessa forma, a Administração avalia que não haverá encargos tributários adicionais em relação à distribuição de lucros nos últimos 5 anos. A Administração está analisando se irá optar pela aplicação antecipada das disposições da Medida Provisória.

2. Base de preparação

2.1 Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras da controladora foram elaboradas de acordo com as políticas contábeis adotadas no Brasil (“BRGAAP”), compreendendo: a Lei das Sociedades por Ações, que incorporam os dispositivos das leis 11.638/07 e 11.941/09; os pronunciamentos, as orientações e as interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”) e as normas da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”). Essas políticas diferem das IFRS aplicáveis para demonstrações financeiras separadas em função da avaliação dos investimentos,

no qual as controladas são avaliadas pelo método de equivalência patrimonial nos CPCs, enquanto que para fins de IFRS seria pelo custo ou valor justo.

As demonstrações financeiras consolidadas foram elaboradas em conformidade com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (“IFRS”) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB) e também de acordo com as políticas contábeis adotadas no Brasil.

Conforme previsto no CPC 43 (R1), o patrimônio líquido e o lucro (prejuízo) apresentados nas demonstrações financeiras individuais, em 31 de dezembro de 2013 e de 2012, divergem do patrimônio líquido e do lucro (prejuízo) consolidado, em função: (i) da adoção do método de equivalência patrimonial na avaliação de investimentos em controladas e (ii) da existência de saldo de ativo diferido ainda não amortizado de controlada, também nessas demonstrações. As reconciliações do patrimônio líquido e do lucro (prejuízo) dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e de 2012 estão apresentadas na nota 2.2.

A emissão das demonstrações financeiras consolidadas e individuais, as quais estão expressas em milhares de reais, arredondadas ao milhar mais próximo, exceto quando indicado, foi aprovada para arquivamento na CVM pelo Conselho de Administração em 17 de fevereiro de 2014.

2.2 Reconciliação das demonstrações financeiras consolidadas (IFRS) e da controladora (CPC)

As reconciliações do patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2013 e de 2012 e dos resultados dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e de 2012 estão demonstradas como segue:

	<u>Patrimônio líquido</u>		<u>Lucro (prejuízo) do exercício</u>	
	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
Controladora (CPC)	1.000.600	992.140	5.528	(7.531)
Baixa do ativo diferido e reversões das respectivas amortizações no resultado	-	(743)	743	1.514
Consolidado (IFRS)	<u>1.000.600</u>	<u>991.397</u>	<u>6.271</u>	<u>(6.017)</u>

Descrição das políticas contábeis e respectivos ajustes:

A principal diferença entre a demonstração financeira consolidada (IFRS) e a demonstração financeira da controladora (CPC) está descrita abaixo:

Ativo diferido:

Para fins das demonstrações financeiras consolidadas (IFRS), a Administração da Companhia baixou contra prejuízos acumulados na data de transição de 1º de janeiro de 2009 o saldo anteriormente registrado como ativo diferido da controlada indireta Espira, enquanto foi mantido na posição individual (CPC). A Administração optou por manter esse saldo até sua realização total por meio de amortização, que ocorreu em 30 de junho de 2013.

2.3 Base de mensuração

As demonstrações financeiras consolidadas e individuais foram preparadas com base no custo histórico como base de valor, exceto pela valorização de certos ativos não correntes como instrumentos financeiros, os quais são mensurados pelo valor justo.

2.4 Moeda funcional e moeda de apresentação

Essas demonstrações financeiras consolidadas e individuais são apresentadas em reais (R\$), que é a moeda funcional da Companhia. Todas as informações financeiras foram apresentadas em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma.

2.5 Uso de estimativas e julgamentos

A preparação das demonstrações financeiras consolidadas e individuais de acordo com as normas IFRS e 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.

As notas explicativas que requerem a adoção de premissas e estimativas, que estão sujeitas a um maior grau de incertezas e que possuem um risco de resultar em um ajuste material caso essas premissas e estimativas sofram mudanças significativas dentro do próximo exercício financeiro são:

- Ativo Imobilizado (nota 14);
- Provisão para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas (nota 19);
- Transações com partes relacionadas - Plano de opção de compra de ações (nota 25.3); e
- Instrumentos financeiros e gestão de riscos (nota 26).

2.6 Reclassificação dos saldos contábeis

Visando uma melhor apresentação das demonstrações do fluxo de caixa e das demonstrações do valor adicionado foi procedida a reclassificação dos seguintes saldos para 31 de dezembro de 2012:

- Na demonstração do fluxo de caixa consolidado foi reclassificado da linha de aquisição de imobilizado em curso o valor de R\$153.685 para fornecedores e pagamento de imobilizado adquirido em períodos anteriores nos valores de R\$ 136.398 e R\$17.287, respectivamente. Na Controladora e Consolidado os mútuos com partes relacionadas foram reclassificados da atividade de investimentos para financiamento nos valores de R\$19 e R\$46.237, respectivamente.
- Na demonstração do valor adicionado foi reclassificado no Consolidado e na Controladora da linha de salários o valor de R\$6.475 para as linhas de benefícios, FGTS e impostos, taxas e contribuições federais nos valores de R\$2.270, R\$912 e R\$3.293, respectivamente.

2.7 Principais práticas contábeis

As políticas contábeis descritas abaixo têm sido aplicadas de maneira consistente a todos os exercícios apresentados nessas demonstrações financeiras consolidadas e individuais.

a) Instrumentos financeiros e gestão de riscos (nota 26)

Os ativos e passivos financeiros são reconhecidos quando a Companhia ou suas controladas for parte das disposições contratuais dos instrumentos.

Os ativos e passivos financeiros são inicialmente mensurados pelo valor justo. Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição ou emissão de ativos e passivos financeiros (exceto por ativos e passivos financeiros reconhecidos ao valor justo no resultado) são acrescidos ou deduzidos do valor justo dos ativos ou passivos financeiros, se aplicável, após o reconhecimento inicial.

a.1) Categoria de instrumentos financeiros

A categoria depende da finalidade para a qual os ativos e passivos financeiros foram adquiridos ou contratados e é determinada no reconhecimento inicial dos instrumentos financeiros.

Os ativos e passivos financeiros da Companhia e suas controladas foram classificados da seguinte forma:

Ativos financeiros:

Mensurados ao valor justo por meio do resultado

São ativos financeiros mantidos para negociação, quando são adquiridos para esse fim, principalmente no curto prazo e são mensurados ao valor justo na data das demonstrações financeiras, sendo as variações reconhecidas no resultado. Os instrumentos financeiros derivativos também são classificados nessa categoria. Os ativos dessa categoria são classificados no ativo circulante. A Companhia e suas controladas possuem classificados nesta categoria para 31 de dezembro de 2013 e de 2012 o Caixa e equivalentes de caixa (nota 7).

O Caixa e equivalentes de caixa abrangem saldos de caixa e investimentos financeiros com vencimento original de três meses ou menos a partir da data da contratação, os quais são sujeitos a um risco insignificante de alteração do valor e são utilizados na gestão das obrigações de curto prazo.

Recebíveis

São incluídos nessa classificação os ativos financeiros não derivativos com recebimentos fixos ou determináveis, que não são cotados em um mercado ativo. São registrados no ativo circulante, exceto, nos casos aplicáveis, aqueles com prazo de vencimento superior a 12 meses após a data do balanço, os quais são classificados como ativo não circulante. A Companhia e suas controladas possuem os seguintes principais ativos financeiros classificados nesta categoria para 31 de dezembro de 2013 e de 2012:

- Contas a receber de clientes (nota 8);
- Cauções e depósitos vinculados (nota 11); e
- Transações com partes relacionadas (nota 25).

Passivos financeiros

Outros

São mensurados ao custo amortizado utilizando o método de juros efetivos. Os principais passivos financeiros da Companhia e de suas controladas em 31 de dezembro de 2013 e de 2012 compreendem:

- Fornecedores (nota 15);
- Empréstimos, financiamentos e debêntures (nota 16);
- Transações com partes relacionadas (nota 25); e
- Contas a pagar – CCEE /Eletrobras (nota 18).

Derivativos

A Companhia e suas controladas não possuem instrumentos financeiros derivativos em 31 de dezembro de 2013 e de 2012.

a.2) Compensação de instrumentos financeiros

Os ativos e passivos financeiros são compensados e o valor líquido é apresentado no balanço patrimonial quando, e somente quando, tenha o direito legal de compensar os valores e tenha a intenção de liquidar em uma base líquida ou de realizar o ativo e quitar o passivo simultaneamente.

a.3) Capital social

As ações ordinárias são classificadas como patrimônio líquido. Custos adicionais diretamente atribuíveis à emissão de ações são reconhecidos como dedução do patrimônio líquido, líquidos de quaisquer efeitos tributários. As ações preferenciais dão direito de voto restrito e possuem preferência na liquidação da sua parcela do capital social. Os dividendos mínimos obrigatórios são definidos em Estatuto e quando consignados ao final do exercício, conforme descrito na nota 20.c, são reconhecidos como passivo.

a.4) Redução ao valor recuperável de ativos financeiros

Um ativo financeiro não mensurado pelo valor justo por meio do resultado é avaliado a cada data de apresentação para apurar se há evidência objetiva de que tenha ocorrido perda no seu valor recuperável que pode ocorrer após o reconhecimento inicial desse ativo e que tenha um efeito negativo nos fluxos de caixa futuros projetados.

A Companhia e suas controladas avaliam a evidência de perda de valor para recebíveis e títulos de investimentos mantidos até o vencimento, tanto no nível individualizado, como no nível coletivo, para todos os títulos significativos. Recebíveis e investimentos mantidos até o vencimento que não são individualmente importantes são avaliados coletivamente quanto à perda de valor por agrupamento conjunto desses títulos com características de risco similares.

Ao avaliar a perda de valor recuperável de forma coletiva, a Companhia utiliza tendências históricas da probabilidade de inadimplência, do prazo de recuperação e dos valores de perda incorridos, ajustados para refletir o julgamento da Administração quanto às premissas sobre se as condições econômicas e de crédito atuais são tais que as perdas reais provavelmente serão maiores ou menores que as sugeridas pelas tendências históricas.

A redução do valor recuperável de um ativo financeiro é reconhecida pela diferença entre o valor contábil e o valor presente dos futuros fluxos de caixa estimados, descontados à taxa de juros efetiva original do ativo. As

perdas são reconhecidas no resultado e refletidas em uma conta de provisão contra recebíveis. Os juros sobre o ativo que perdeu valor continuam sendo reconhecidos por meio da reversão do desconto. Quando um evento subsequente indica reversão da perda de valor, a diminuição na perda de valor é revertida e registrada no resultado.

b) Moeda estrangeira

Transações em moeda estrangeira são convertidas para a respectiva moeda funcional da Companhia e suas controladas pelas taxas de câmbio nas datas das transações. Ativos e passivos monetários denominados e apurados em moedas estrangeiras na data de apresentação são reconvertidos para a moeda funcional à taxa de câmbio apurada naquela data. As variações cambiais sobre itens monetários são reconhecidas no resultado no período em que ocorrerem.

c) Imobilizado (nota 14)

Reconhecimento e mensuração

Itens do imobilizado são mensurados pelo custo histórico de aquisição ou construção, deduzido de depreciação acumulada e perdas de redução ao valor recuperável (*impairment*) acumuladas, quando necessário.

O custo de ativos construídos pela própria Companhia inclui o custo de materiais e mão de obra direta, quaisquer outros custos para colocar o ativo no local e condição necessária 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, quando aplicado, e custos e juros de empréstimos e financiamentos obtidos de terceiros capitalizados durante a fase de construção deduzidos das receitas financeiras dos recursos de terceiros não utilizados, quando aplicável.

Os juros e demais encargos financeiros incorridos de financiamentos vinculados às obras em andamento são apropriados nas imobilizações em curso. Para aqueles recursos que foram captados especificamente para determinadas obras, a alocação dos encargos é feita de forma direta para os ativos financiados. Para os demais empréstimos e financiamentos que não são vinculados diretamente a obras específicas, é estabelecida uma taxa para a capitalização dos custos desses empréstimos.

Depreciação

Itens do ativo imobilizado são depreciados pelo método linear no resultado do exercício baseado na vida útil econômica estimada de cada componente. Terrenos não são depreciados. Itens do ativo imobilizado são depreciados a partir da data em que são instalados e estão disponíveis para uso, ou em caso de ativos construídos internamente, do dia em que a construção é finalizada e o ativo está disponível para utilização.

As taxas de depreciação estão de acordo com a Resolução Normativa nº 474/12, emitida pela ANEEL, que altera as tabelas I e XVI do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE, aprovado pela Resolução Normativa nº 367/09. As taxas de depreciação refletem a vida útil dos ativos e são as utilizadas pela Companhia e suas controladas para a depreciação dos seus ativos imobilizados.

A medida que novas informações ou decisões do órgão regulador ou do poder concedente sejam conhecidos o atual prazo de depreciação desses ativos poderá ou não ser alterado.

d) Redução ao valor recuperável de ativos tangíveis e intangíveis

No fim de cada exercício, a Companhia e suas controladas revisam o valor contábil de seus ativos tangíveis e intangíveis para determinar se há indicação de que tais ativos sofreram alguma perda por redução ao valor recuperável. Se houver tal indicação, o montante recuperável do ativo é estimado com a finalidade de mensurar o montante dessa perda. Quando não for possível estimar o montante recuperável de um ativo individualmente, a Companhia e suas controladas calculam o montante recuperável da unidade geradora de caixa à qual pertence o ativo. Quando uma base de alocação razoável e consistente pode ser identificada, os ativos corporativos também são alocados às unidades geradoras de caixa individuais ou ao menor grupo de unidades geradoras de caixa para o qual uma base de alocação razoável e consistente possa ser identificada.

Ativos intangíveis com vida útil indefinida ou ainda não disponíveis para uso são submetidos ao teste de redução ao valor recuperável pelo menos uma vez ao ano e sempre que houver qualquer indicação de que o ativo possa apresentar perda por redução ao valor recuperável.

O montante recuperável é o maior valor entre o valor justo menos os custos na venda ou o valor em uso. Na avaliação do valor em uso, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao valor presente pela taxa de desconto, antes dos impostos, que reflita uma avaliação atual de mercado do valor da moeda no tempo e os riscos específicos do ativo para o qual a estimativa de fluxos de caixa futuros não foi ajustada.

Se o montante recuperável calculado de um ativo (ou unidade geradora de caixa) for menor que seu valor contábil, o valor contábil do ativo (ou unidade geradora de caixa) é reduzido ao seu valor recuperável. A perda por redução ao valor recuperável é reconhecida imediatamente no resultado.

Quando a perda por redução ao valor recuperável é revertida subsequentemente, ocorre o aumento do valor contábil do ativo (ou unidade geradora de caixa) para a estimativa revisada de seu valor recuperável, desde que não exceda o valor contábil que teria sido determinado, caso nenhuma perda por redução ao valor recuperável tivesse sido reconhecida para o ativo (ou unidade geradora de caixa) em exercícios anteriores. A reversão da perda por redução ao valor recuperável é reconhecida imediatamente no resultado.

e) Licenças ambientais

As licenças ambientais prévias e de instalação, obtidas na fase de planejamento do empreendimento e na instalação do mesmo, consecutivamente, são reconhecidas como custo dos ativos das pequenas centrais hidrelétricas, parques eólicos e usinas de geração solar.

f) Benefícios a empregados**Benefícios de curto prazo a empregados**

Obrigações de benefícios de curto prazo a empregados são mensuradas em uma base não descontada e são incorridas como despesas conforme o serviço relacionado seja prestado.

Acordos de pagamentos baseados em ações

O plano de remuneração baseado em ações para empregados e outros provedores de serviços similares são mensurados pelo valor justo dos instrumentos de patrimônio na data da outorga. Os detalhes a respeito da determinação do valor justo desses planos estão descritos na nota 25.3.

O valor justo das opções concedidas determinado na data da outorga é registrado pelo método linear como despesa no resultado do exercício ou capitalizados durante a fase de construção dos parques eólicos das controladas durante o prazo no qual o direito é adquirido, com base em estimativas da Administração da Companhia sobre quais opções concedidas serão eventualmente adquiridas, com correspondente aumento do patrimônio. No final de cada exercício, a Administração revisa suas estimativas sobre a quantidade de instrumentos de patrimônio que serão adquiridos.

As transações que resultem em pagamentos baseados em ações, cuja liquidação é feita com instrumentos de patrimônio, com terceiros, exceto funcionários e executivos, são mensuradas pelo valor justo dos produtos ou serviços recebidos. Quando o valor justo não pode ser estimado com confiabilidade, as transações são mensuradas pelo valor justo dos instrumentos de patrimônio concedidos na data em que os produtos e os serviços foram recebidos.

g) Provisões

Uma provisão é reconhecida quando a Companhia possui uma obrigação contratual, ou não formalizada, como resultado de um evento passado, que possa ser estimada de maneira confiável, e é provável que um recurso econômico seja exigido para liquidar a obrigação. Os custos financeiros incorridos são registrados no resultado.

h) Resultados

O resultado é apurado em conformidade com o regime de competência. A receita obtida com a venda de energia elétrica é reconhecida no resultado quando do seu fornecimento, medição ou condição contratual. Uma receita não é reconhecida se há uma incerteza significativa na sua realização. As receitas financeiras abrangem basicamente as receitas de juros sobre aplicações financeiras e mútuos com partes relacionadas. A receita de juros é reconhecida no resultado através do método dos juros efetivos. As despesas financeiras abrangem basicamente as despesas com juros sobre empréstimos e financiamentos. Custos de empréstimo que não são diretamente atribuíveis à aquisição, construção ou produção de um ativo qualificável são reconhecidos no resultado através do método de juros efetivos.

i) Imposto de renda e contribuição social

Imposto corrente

Para a Companhia e algumas controladas, o imposto de renda e a contribuição social do exercício corrente foram 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.

O imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber/compensar esperado sobre o lucro ou prejuízo tributável. Conforme facultado pela legislação tributária, determinadas companhias consolidadas optaram pelo regime de tributação com base no lucro presumido.

Neste regime, a base de cálculo do imposto de renda é calculada à razão de 8% sobre as receitas brutas provenientes da geração de energia e de 100% das receitas financeiras, sobre as quais se aplicam as alíquotas regulares de 15%, acrescida do adicional de 10%, para o imposto de renda. A base de cálculo da contribuição social é calculada à razão de 12% sobre as receitas brutas provenientes da geração de energia e de 100% das receitas financeiras, sobre as quais se aplicam a alíquota regular de 9%.

Imposto diferido

O imposto de renda e contribuição social diferidos (“imposto diferido”) é reconhecido sobre as diferenças temporárias no final de cada exercício entre os saldos de ativos e passivos reconhecidos nas demonstrações financeiras e as bases fiscais correspondentes usadas na apuração do lucro tributável, incluindo saldo de prejuízos fiscais, quando aplicável.

A recuperação do saldo dos impostos diferidos ativos é revisada no final de cada exercício e, quando não for mais provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis para permitir a recuperação de todo o ativo, ou parte dele, o saldo do ativo é ajustado pelo montante que se espera que seja recuperado.

Impostos diferidos ativos e passivos são mensurados pelas alíquotas aplicáveis no exercício no qual se espera que o passivo seja liquidado ou o ativo seja realizado, com base nas alíquotas previstas na legislação tributária vigente no final de cada exercício, ou quando uma nova legislação tiver sido substancialmente aprovada.

j) Resultado por ação

O lucro por ação básico é calculado por meio da divisão do lucro (prejuízo) líquido do exercício atribuído aos detentores de ações ordinárias e preferenciais da controladora pela quantidade média ponderada de ações ordinárias e preferenciais disponíveis durante o exercício, excluídas as ações em tesouraria.

O lucro por ação diluído é calculado por meio da divisão do lucro (prejuízo) líquido atribuído aos detentores de ações ordinárias e preferenciais da controladora pela quantidade média ponderada de ações ordinárias e preferenciais disponíveis durante o exercício, mais a quantidade média ponderada de ações ordinárias que seriam emitidas no pressuposto do exercício das opções de compra de ações com valor de exercício inferior ao valor de mercado, excluídas as ações em tesouraria.

k) Informações por segmento (nota 6)

Os resultados que são reportados à Administração incluem itens diretamente atribuíveis ao segmento, bem como aqueles que podem ser alocados em bases razoáveis.

l) Demonstrações de valor adicionado

A Companhia elaborou as demonstrações do valor adicionado (DVA) consolidadas e individuais, nos termos do pronunciamento técnico CPC 09 – Demonstração do Valor Adicionado, as quais são apresentadas como parte integrante das demonstrações financeiras conforme este CPC aplicável às companhias abertas, enquanto que para IFRS representam informação financeira adicional.

m) Adoção de pronunciamentos contábeis, orientações e interpretações novos e/ou revisados

(I) IFRSs novas e revisadas que afetam os valores apresentados e/ou divulgados nas demonstrações financeiras

Determinadas normas novas e revisadas, emitidas pelo IASB e pelo CPC, são aplicáveis mandatoriamente para o exercício de 2013.

A maioria delas exige adoção retrospectiva (ou seja, os valores comparativos devem ser reapresentados), exceto pela IFRS 13 – Mensuração do Valor Justo, cuja aplicação é prospectiva. Adicionalmente, algumas dessas IFRSs são normas complexas e requerem julgamento considerável em sua aplicação.

A relação abaixo apresenta as IFRSs novas e revisadas aplicáveis para os exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2013, exceto quando indicado de outra forma:

(a) Normas novas e revisadas sobre consolidação, acordos conjuntos, coligadas e divulgações – “Pacote das cinco normas”

Em maio de 2011, foi emitido um pacote de cinco normas de consolidação, acordos conjuntos, coligadas e divulgações, compreendendo a IFRS 10 (equivalente ao CPC 36 (R3)), a IFRS 11 (equivalente ao CPC 19 (R2)) e a IFRS 12 (equivalente ao CPC 45), a IAS 27 (equivalente ao CPC 35 (R2)) e a IAS 28 (equivalente ao CPC 18 (R2)). Posteriormente à emissão dessas normas, foram emitidas alterações às IFRS 10, IFRS 11 e IFRS 12 para esclarecer certas orientações de transição para a aplicação inicial das normas.

(b) Alterações à IFRS 7 - Divulgações Compensação de Ativos Financeiros e Passivos Financeiros

As alterações à IFRS 7 exigem que as entidades divulguem informações sobre direitos de compensação e acordos relacionados (como exigências de comunicados sobre garantias) para instrumentos financeiros segundo um acordo de compensação executável ou acordo similar.

(c) Mensuração de valor justo

A IFRS 13 estabelece uma única fonte de orientações para mensurações do valor justo e divulgações sobre mensurações do valor justo. O escopo da IFRS 13 é amplo. As exigências sobre mensuração do valor justo da IFRS 13 aplicam-se a itens de instrumentos financeiros e itens de instrumentos não financeiros para os quais outras IFRSs exigem ou permitem mensurações do valor justo e divulgações sobre mensurações do valor justo, exceto operações de pagamentos baseados em ações que estão inseridas no escopo da IFRS 2 (equivalente ao CPC 10 (R1)), operações de arrendamento mercantil que estão inseridas no escopo da IAS 17 (equivalente ao CPC 06 (R1)) e mensurações que tenham algumas similaridades ao valor justo, mas não sejam valor justo (por exemplo, valor líquido realizável para fins de mensuração de estoques ou valor em uso para fins de avaliação de redução ao valor recuperável).

(d) Benefícios a empregados

No exercício corrente, a Companhia e suas controladas aplicou a IAS 19 (como revisada em 2011) (equivalente ao CPC 33 (R1)) e as alterações decorrentes relacionadas pela primeira vez.

A IAS 19 (como revisada em 2011) muda a contabilização de planos de benefícios definidos e benefícios rescisórios. A mudança mais significativa refere-se à contabilização de mudanças em obrigações de benefícios definidos e ativos do plano.

(e) Alterações à IAS 1 Apresentação de Itens de Outros Resultados Abrangentes

As alterações introduzem uma terminologia nova, cujo o uso não é obrigatório, para a demonstração do resultado abrangente. As alterações requerem que os itens de outros resultados abrangentes sejam agrupados em duas categorias: (a) itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado; e (b) itens que podem ser reclassificados posteriormente para o resultado quando atendidas as condições específicas.

(f) IAS 36 – Impairment de ativos (CPC 01)

Adiciona orientações sobre a divulgação de valores recuperáveis de ativos não financeiros, cuja alteração passa a vigorar para exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2014.

(g) Ciclo de Melhorias Anuais das IFRSs 2009 - 2011 emitidas em maio de 2012

As Melhorias Anuais das IFRSs 2009 - 2011 geraram diversas alterações às IFRSs.

A Companhia e suas controladas avaliou todas as novas normas acima resumidas e não identificou efeitos significativos nas demonstrações financeiras.

(II) IFRSs novas e revisadas já emitidas e que ainda não estão em vigor

- IFRS 9 - Instrumentos Financeiros - Classificação e Mensuração (CPC 38, 39 e 40) – introduz novos requerimentos de classificação assim como utiliza uma abordagem simples para determinar se um ativo financeiro é mensurado ao custo amortizado ou valor justo, com base na maneira pela qual uma entidade administra seus instrumentos financeiros (seu modelo de negócios) e o fluxo de caixa contratual característico dos ativos financeiros. Esta norma passa a vigorar para exercícios sociais iniciados a partir de 1º de janeiro de 2015 e a Companhia e suas controladas fará revisão para avaliar os efeitos resultantes de sua adoção.
- Alterações à IAS 32 - Instrumentos Financeiros - Apresentação (CPC 39) – adiciona orientações sobre a compensação entre ativos financeiros e passivos financeiros, cuja alteração passa a vigorar para exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2014, e a Companhia e suas controladas não prevê efeito significativo como resultado de sua adoção.
- Alterações às IFRS 10, IFRS 12 e IAS 27 Entidades de Investimento - definem uma entidade de investimento e exigem que a entidade que reporta e que se enquadra na definição de uma entidade de investimento não consolide suas controladas além de requerimentos de divulgação. Esta alteração passa a vigorar para exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2014, e a Companhia e suas controladas não prevê efeitos como resultado de sua adoção.
- IAS 39 – Impairment de ativos – adiciona orientações esclarecendo que não há necessidade de descontinuar “*hedge accounting*” se o instrumento derivativo for renovado, desde que certos critérios sejam atingidos. Essa alteração passa a vigorar para exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2014, e a Companhia e suas controladas não prevê efeito significativo como resultado de sua adoção.
- IFRIC 21 - Taxas – fornece orientações sobre quando se deve reconhecer um passivo de uma taxa imposta pelo governo, passando a vigorar a partir de 1º de janeiro de 2014, e a Companhia e suas controladas está avaliando os impactos de divulgação quando de sua adoção.
- Ciclo de Melhorias Anuais das IFRSs 2010 - 2012 emitidas em dezembro de 2013 - As Melhorias Anuais das IFRSs 2010 - 2012 geraram diversas alterações às IFRSs, as quais passam a vigorar a partir de 1º de julho de 2014.

Norma	Tópico	Detalhes
IFRS 2/CPC 10 - Pagamentos baseados em ações	Definição de condição de aquisição de direitos (<i>vesting conditions</i>)	Altera as definições de "condição de aquisição de direitos" e "condições de mercado" e acrescenta definições para “metas de desempenho”.
IFRS 3/CPC 15 – Combinações de Negócios	Contabilização de considerações contingentes em combinações de negócios	Requer que a consideração contingente que seja classificada como ativo ou passivo seja mensurada ao valor justo ao final de cada período de reporte.

IFRS 8/CPC 22 – Segmentos Operacionais	Agregação de Segmentos Operacionais	Exige a divulgação dos julgamentos feitos pela Administração, na aplicação dos critérios utilizados na agregação dos segmentos operacionais. A reconciliação do total dos segmentos reportáveis para os ativos da Entidade deve ser feita apenas se a informação dos ativos é fornecida regularmente ao principal tomador de decisão da Entidade.
	Reconciliação do total de ativos dos segmentos reportáveis para o total de ativos da Entidade	
IFRS 13/CPC 46 – Mensuração de valor justo	Contas a receber e contas a pagar de curto prazo	Esclarece que a edição do IFRS 13 e as consequentes adições ao IFRS 9 e IAS 39, não removem a possibilidade de mensurar contas a receber e contas a pagar de curto prazo numa base não descontada.
IAS 16/CPC 27 – Ativo Imobilizado e IAS 38/ CPC 04 Ativo Intangível	Método de reavaliação: Reapresentação proporcional da depreciação/amortização acumulada	Esclarece que o valor bruto do ativo imobilizado/intangível é ajustado de maneira consistente com o valor do imobilizado/intangível reavaliado.
IAS 24/CPC 05 - Partes relacionadas	Pessoal chave da administração	Esclarece como pagamentos feitos para empresas que prestam serviços avaliados como chave para a gestão do negócio devem ser divulgados.

- Ciclo de Melhorias Anuais das IFRSs 2011 - 2013 emitidas em dezembro de 2013 - As Melhorias Anuais das IFRSs 2010 - 2012 geraram diversas alterações às IFRSs, as quais passam a vigorar a partir de 1º de julho de 2014.

Norma	Tópico	Detalhes
IFRS 1/CPC 37 – Adoção Inicial das normas internacionais de contabilidade	Significado de IFRSs efetivos	Esclarece que versão das IFRSs devem ser utilizadas na adoção inicial (altera apenas a Base para conclusão da norma emitida pelo IASB).
IFRS 3/CPC 15 – Combinações de Negócios	Exclusão dos negócios em conjunto do alcance da norma	Esclarece que a norma exclui do seu escopo a formação dos negócios em conjunto nas demonstrações financeiras dos negócios em conjunto em si.
IFRS 13/CPC 46 – Mensuração de valor justo	Escopo da exceção aplicável aos portfólios de ativos e passivos (parágrafo 52)	Esclarece o escopo da exceção aplicável a mensuração do valor justo de grupos de ativos e passivos numa base líquida.
IAS 40/CPC 28 – Propriedade para investimento	Inter-relacionamento entre o IAS 40/CPC 28 e o IFRS 3/CPC 15	Esclarece a inter-relação entre o IAS 40/CPC 28 e o IFRS 3/CPC 15, na classificação de uma propriedade como propriedade para investimento ou propriedade ocupada pelo proprietário.

A Companhia e suas controladas pretende adotar as normas aplicáveis quando as mesmas entrarem em vigor.

Não existem outras normas e interpretações emitidas e ainda não adotadas que possam, na opinião da Administração, ter impacto significativo no resultado ou no patrimônio divulgado pela Companhia.

3. Princípios de consolidação

Foram consolidadas as demonstrações financeiras das controladas mencionadas na nota 1.

Descrição dos principais procedimentos de consolidação:

- eliminação dos saldos das contas de ativos e passivos entre as companhias consolidadas;
- eliminação das participações da controladora no patrimônio líquido das companhias controladas, direta e indiretamente;
- eliminação dos saldos de receitas e despesas;
- reversão dos saldos das contas de ativo e resultado do ativo diferido da controlada Espra (nota 2.2).

4. Das autorizações

<u>PCH</u>	<u>Ref. Contrato</u>	<u>Resolução ANEEL</u>	<u>Data da resolução</u>	<u>Prazo da autorização</u>	<u>Capacidade de produção instalada*</u>
Cachoeira da Lixa	PROINFA	697	24/12/2003	30 anos	14,8 MW
Colino 2	PROINFA	695	24/12/2003	30 anos	16,0 MW
Colino 1	PROINFA	703	24/12/2003	30 anos	11,0 MW

<u>Eólico</u>	<u>Ref. Contrato</u>	<u>Portaria MME</u>	<u>Data da portaria</u>	<u>Prazo da autorização</u>	<u>Capacidade de produção instalada*</u>
Centrais Eólicas Alvorada S.A.	LER 03/2009	695	05/08/2010	35 anos	8,0 MW
Centrais Eólicas Candiba S.A.	LER 03/2009	691	05/08/2010	35 anos	9,6 MW
Centrais Eólicas Guanambi S.A.	LER 03/2009	700	06/08/2010	35 anos	20,8 MW
Centrais Eólicas Guirapá S.A.	LER 03/2009	743	19/08/2010	35 anos	28,8 MW
Centrais Eólicas Igarapé S.A.	LER 03/2009	696	05/08/2010	35 anos	30,4 MW
Centrais Eólicas Ilhéus S.A.	LER 03/2009	690	05/08/2010	35 anos	11,2 MW
Centrais Eólicas Licínio de Almeida S.A.	LER 03/2009	692	05/08/2010	35 anos	24,0 MW
Centrais Eólicas Nossa Senhora Conceição S.A.	LER 03/2009	693	05/08/2010	35 anos	28,8 MW
Centrais Eólicas Pajeú do Vento S.A.	LER 03/2009	694	05/08/2010	35 anos	25,6 MW
Centrais Eólicas Pindaí S.A.	LER 03/2009	699	05/08/2010	35 anos	24,0 MW
Centrais Eólicas Planaltina S.A.	LER 03/2009	697	05/08/2010	35 anos	27,2 MW
Centrais Eólicas Porto Seguro S.A.	LER 03/2009	698	05/08/2010	35 anos	6,4 MW
Centrais Eólicas Rio Verde S.A.	LER 03/2009	742	19/08/2010	35 anos	30,4 MW
Centrais Eólicas Serra do Salto S.A.	LER 03/2009	689	05/08/2010	35 anos	19,2 MW
Centrais Eólicas Morrão S.A.	LER 05/2010	268	20/04/2011	35 anos	30,2 MW
Centrais Eólicas da Prata S.A.	LER 05/2010	117	25/03/2011	35 anos	21,8 MW
Centrais Eólicas dos Araçás S.A.	LER 05/2010	241	07/04/2011	35 anos	31,9 MW
Centrais Eólicas Serafina S.A.	LER 05/2010	332	27/05/2011	35 anos	30,2 MW
Centrais Eólicas Tanque S.A.	LER 05/2010	330	26/05/2011	35 anos	30,0 MW
Centrais Eólicas Ventos do Nordeste S.A.	LER 05/2010	161	18/03/2011	35 anos	23,5 MW
Centrais Eólicas Ametista S.A.	LEN 02/2011	135	14/03/2012	35 anos	28,6 MW
Centrais Eólicas Borgo S.A.	LEN 02/2011	222	13/04/2012	35 anos	20,2 MW
Centrais Eólicas Caetité S.A.	LEN 02/2011	167	21/03/2012	35 anos	30,2 MW
Centrais Eólicas Dourados S.A.	LEN 02/2011	130	13/03/2012	35 anos	28,6 MW
Centrais Eólicas Espigão S.A.	LEN 02/2011	172	22/03/2012	35 anos	10,1 MW
Centrais Eólicas Maron S.A.	LEN 02/2011	107	08/03/2012	35 anos	30,2 MW
Centrais Eólicas Pelourinho S.A.	LEN 02/2011	168	21/03/2012	35 anos	21,8 MW
Centrais Eólicas Pilões S.A.	LEN 02/2011	128	13/03/2012	35 anos	30,2 MW
Centrais Eólicas Serra do Espinhaço S.A.	LEN 02/2011	171	22/03/2012	35 anos	18,5 MW
Centrais Eólicas São Salvador LTDA	LEN 06/2012	162	22/05/2013	35 anos	22,4 MW

(*) Informações não auditadas pelos auditores independentes

5. Comercialização de energia

Empresa do grupo	Ref. Contrato	Compradora	Valores				Prazo			
			Valor original do Contrato	Energia anual Contratada (MWh)	Preço histórico MWh (R\$)	Preço atualizado MWh (R\$)	Inicial	Final	Índice de correção	Mês de reajuste
Pequenas centrais hidrelétricas:										
Cachoeira da Lixa	PROINFA	Eletrobras	172.450	71.055	121,35	201,62	mai/08	abr/28	IGP-M	junho
Colino 2	PROINFA	Eletrobras	219.008	90.238	121,35	201,62	jul/08	jun/28	IGP-M	junho
Colino 1	PROINFA	Eletrobras	153.243	63.141	121,35	201,62	set/08	ago/28	IGP-M	junho
Geração de energia eólica										
Centrais Eólicas Alvorada S.A.	LER 03/2009	CCEE	76.233	26.298	144,94	178,48	jul/12	jun/32	IPCA	julho
Centrais Eólicas Candiba S.A.	LER 03/2009	CCEE	101.644	35.064	144,94	178,48	jul/12	jun/32	IPCA	julho
Centrais Eólicas Guanambi S.A.	LER 03/2009	CCEE	203.287	70.128	144,94	178,48	jul/12	jun/32	IPCA	julho
Centrais Eólicas Guirapá S.A.	LER 03/2009	CCEE	330.341	113.958	144,94	178,48	jul/12	jun/32	IPCA	julho
Centrais Eólicas Igaporã S.A.	LER 03/2009	CCEE	334.900	113.958	146,94	180,94	jul/12	jun/32	IPCA	julho
Centrais Eólicas Ilhéus S.A.	LER 03/2009	CCEE	128.808	43.830	146,94	180,94	jul/12	jun/32	IPCA	julho
Centrais Eólicas Licínio de Almeida S.A.	LER 03/2009	CCEE	254.109	87.660	144,94	178,48	jul/12	jun/32	IPCA	julho
Centrais Eólicas NS Sr. Conceição S.A.	LER 03/2009	CCEE	309.138	105.192	146,94	180,94	jul/12	jun/32	IPCA	julho
Centrais Eólicas Pajeú do Vento S.A.	LER 03/2009	CCEE	283.377	96.426	146,94	180,94	jul/12	jun/32	IPCA	julho
Centrais Eólicas Pindaí S.A.	LER 03/2009	CCEE	279.520	96.426	144,94	178,48	jul/12	jun/32	IPCA	julho
Centrais Eólicas Planaltina S.A.	LER 03/2009	CCEE	309.138	105.192	146,94	180,94	jul/12	jun/32	IPCA	julho
Centrais Eólicas Porto Seguro S.A.	LER 03/2009	CCEE	51.523	17.532	146,94	180,94	jul/12	jun/32	IPCA	julho
Centrais Eólicas Rio Verde S.A.	LER 03/2009	CCEE	406.574	140.256	144,94	178,48	jul/12	jun/32	IPCA	julho
Centrais Eólicas Serra do Salto S.A.	LER 03/2009	CCEE	177.876	61.362	144,94	178,48	jul/12	jun/32	IPCA	julho
Centrais Eólicas da Prata S.A.	LER 05/2010	CCEE	214.701	88.537	121,25	145,23	set/13	ago/33	IPCA	setembro
Centrais Eólicas dos Araçás S.A.	LER 05/2010	CCEE	295.480	121.847	121,25	145,23	set/13	ago/33	IPCA	setembro
Centrais Eólicas Morrão S.A.	LER 05/2010	CCEE	312.486	128.860	121,25	145,23	set/13	ago/33	IPCA	setembro
Centrais Eólicas Serafina S.A.	LER 05/2010	CCEE	325.241	134.120	121,25	145,23	set/13	ago/33	IPCA	setembro
Centrais Eólicas Tanque S.A.	LER 05/2010	CCEE	295.480	121.847	121,25	145,23	set/13	ago/33	IPCA	setembro
Centrais Eólicas Ventos do Nordeste S.A.	LER 05/2010	CCEE	214.701	88.537	121,25	145,23	set/13	ago/33	IPCA	setembro
Centrais Eólicas Ametista S.A. (*)	LEN 02/2011	Distribuidoras	238.148	120.863	101,53	109,61	mar/14	dez/33	IPCA	janeiro
Centrais Eólicas Borgo S.A. (*)	LEN 02/2011	Distribuidoras	166.189	84.343	100,73	108,74	mar/14	dez/33	IPCA	janeiro
Centrais Eólicas Caetitê S.A. (*)	LEN 02/2011	Distribuidoras	245.001	124.341	100,90	108,92	mar/14	dez/33	IPCA	janeiro
Centrais Eólicas Dourados S.A. (*)	LEN 02/2011	Distribuidoras	226.155	114.776	100,87	108,89	mar/14	dez/33	IPCA	janeiro
Centrais Eólicas Espigão S.A. (*)	LEN 02/2011	Distribuidoras	83.951	42.606	102,07	110,19	mar/14	dez/33	IPCA	janeiro
Centrais Eólicas Maron S.A. (*)	LEN 02/2011	Distribuidoras	236.434	119.993	101,32	109,37	mar/14	dez/33	IPCA	janeiro
Centrais Eólicas Pelourinho S.A. (*)	LEN 02/2011	Distribuidoras	202.168	102.603	101,23	109,28	mar/14	dez/33	IPCA	janeiro
Centrais Eólicas Pilões S.A. (*)	LEN 02/2011	Distribuidoras	224.441	113.906	100,09	108,05	mar/14	dez/33	IPCA	janeiro
Centrais Eólicas Serra do Espinhaço S.A. (*)	LEN 02/2011	Distribuidoras	152.483	77.387	99,69	107,62	mar/14	dez/33	IPCA	janeiro
Centrais Eólicas São Salvador LTDA	LEN 06/2012	Distribuidoras	158.583	89.413	90,07	90,07	jan/17	dez/36	IPCA	janeiro
Renova Energia S.A. (Abil)	LER 05/2013	CCEE	202.880	96.426	105,20	107,00	set/15	ago/35	IPCA	setembro
Renova Energia S.A. (Acácia)	LER 05/2013	CCEE	136.979	60.485	113,70	115,64	set/15	ago/35	IPCA	setembro
Renova Energia S.A. (Angico)	LER 05/2013	CCEE	75.789	34.187	111,30	113,20	set/15	ago/35	IPCA	setembro
Renova Energia S.A. (Folha de Serra)	LER 05/2013	CCEE	175.459	85.030	103,60	105,37	set/15	ago/35	IPCA	setembro
Renova Energia S.A. (Jabuticaba)	LER 05/2013	CCEE	82.011	39.447	104,38	106,17	set/15	ago/35	IPCA	setembro
Renova Energia S.A. (Jacarandá do Cerrado)	LER 05/2013	CCEE	172.488	83.277	103,99	105,77	set/15	ago/35	IPCA	setembro
Renova Energia S.A. (Taboquinha)	LER 05/2013	CCEE	186.909	88.537	105,99	107,80	set/15	ago/35	IPCA	setembro
Renova Energia S.A. (Tábua)	LER 05/2013	CCEE	135.406	64.868	104,80	106,59	set/15	ago/35	IPCA	setembro
Renova Energia S.A. (Vaqueta)	LER 05/2013	CCEE	197.191	93.796	105,55	107,36	set/15	ago/35	IPCA	setembro
CRNV&M (Uburanas 1) (*)	A-5 10/2013	Distribuidoras	98.245	14.801	119,83	119,83	mai/18	dez/37	IPCA	janeiro
CRNV&M (Uburanas 2) (*)	A-5 10/2013	Distribuidoras	99.774	14.587	119,80	119,80	mai/18	dez/37	IPCA	janeiro
CRNV&M (Uburanas 3) (*)	A-5 10/2013	Distribuidoras	83.590	10.381	120,92	120,92	mai/18	dez/37	IPCA	janeiro
CRNV&M (Uburanas 4) (*)	A-5 10/2013	Distribuidoras	82.621	10.321	121,46	121,46	mai/18	dez/37	IPCA	janeiro
CRNV&M (Uburanas 5) (*)	A-5 10/2013	Distribuidoras	81.692	9.907	121,60	121,60	mai/18	dez/37	IPCA	janeiro
CRNV&M (Uburanas 6) (*)	A-5 10/2013	Distribuidoras	71.979	11.905	120,27	120,27	mai/18	dez/37	IPCA	janeiro
CRNV&M (Uburanas 7) (*)	A-5 10/2013	Distribuidoras	28.764	12.029	121,52	121,52	mai/18	dez/37	IPCA	janeiro
CRNV&M (Uburanas 8) (*)	A-5 10/2013	Distribuidoras	28.169	13.078	119,43	119,43	mai/18	dez/37	IPCA	janeiro
CRNV&M (Uburanas 9) (*)	A-5 10/2013	Distribuidoras	72.059	9.187	121,95	121,95	mai/18	dez/37	IPCA	janeiro
CRNV&M (Uburanas 10) (*)	A-5 10/2013	Distribuidoras	82.967	10.920	119,87	119,87	mai/18	dez/37	IPCA	janeiro
CRNV&M (Uburanas 11) (*)	A-5 10/2013	Distribuidoras	67.410	7.622	120,85	120,85	mai/18	dez/37	IPCA	janeiro
CRNV&M (Uburanas 12) (*)	A-5 10/2013	Distribuidoras	92.611	12.314	120,15	120,15	mai/18	dez/37	IPCA	janeiro
CRNV&M (Uburanas 13) (*)	A-5 10/2013	Distribuidoras	81.843	10.506	119,93	119,93	mai/18	dez/37	IPCA	janeiro
CRNV&M (Uburanas 14) (*)	A-5 10/2013	Distribuidoras	108.051	12.645	121,30	121,30	mai/18	dez/37	IPCA	janeiro
CRNV&M (Uburanas 15) (*)	A-5 10/2013	Distribuidoras	81.086	9.998	121,41	121,41	mai/18	dez/37	IPCA	janeiro
CRNV&M (Uburanas 16) (*)	A-5 10/2013	Distribuidoras	97.626	13.528	121,60	121,60	mai/18	dez/37	IPCA	janeiro
CRNV&M (Uburanas 18) (*)	A-5 10/2013	Distribuidoras	35.807	4.439	120,64	120,64	mai/18	dez/37	IPCA	janeiro

* Inclui ICB (Índice de custo benefício) e CEC (Custo econômico de curto prazo) no preço.

Comercialização

Em agosto de 2011, a Light Energia assinou com a Companhia um compromisso de compra de energia proveniente de 400MW de capacidade instalada de energia eólica. Adicionalmente a Companhia possui mais três contratos no mercado livre com 76,0 MW médios comercializados, correspondentes a 145,7 MW de capacidade instalada.

6. Segmentos operacionais

A Companhia apresenta cinco segmentos reportáveis, dos quais quatro são unidades de negócios estratégicos e um refere-se às atividades administrativas desenvolvidas pela Controladora. Tais unidades de negócios estratégicos oferecem diferentes fontes de energia renovável e são administradas separadamente, pois exigem diferentes tecnologias, desenvolvimentos e características operacionais. A seguir apresentamos um resumo das operações em cada um dos segmentos reportáveis da Companhia:

- PCH – Este segmento é responsável pelo desenvolvimento, implantação e operação de projetos de geração de energia de fontes hídricas. Este segmento inclui o desenvolvimento de estudos de inventários e projetos básicos e geração de energia. As PCHs se encontram em fase de operação para comparabilidade dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012.
- Eólico – Este segmento é responsável pelo desenvolvimento, implantação e operação de projetos de geração de energia de fontes eólicas. Inclui a medição de ventos, arrendamento de terras, implantação e geração de energia. Os parques vencedores do LER 2009 tornaram-se aptos a operar no segundo semestre de 2012. Os parques vencedores do LER 2010 e LEN 2011 estão em fase de implantação.
- Solar – Este segmento é responsável pelo desenvolvimento, implantação e operação de projetos de geração de energia de fonte solar. Inclui medições, desenvolvimento de projetos solares de geração em larga escala e de geração distribuída e também venda de mercadorias e serviços. Este segmento se encontra em fase de implantação no exercício findo em 31 de dezembro de 2013.
- Comercialização – Este segmento é responsável pela comercialização de energia em todas as suas formas.

As informações por segmento em 31 de dezembro de 2013 e 2012 para o resultado e para ativos e passivos totais estão apresentadas a seguir:

	31/12/2013					
	PCH	Eólico	Solar	Comercialização	Adm.	Consolidado
Receita líquida	40.526	185.349	136	-	-	226.011
Custos não gerenciáveis	(674)	(10.763)	-	-	-	(11.437)
Margem Bruta	39.852	174.586	136	-	-	214.574
Custos gerenciáveis	(4.665)	(20.540)	(147)	(38)	(31.156)	(56.546)
Depreciação	(5.568)	(62.885)	-	-	(1.073)	(69.526)
Receita financeira	3.555	8.773	-	-	20.098	32.426
Despesa financeira	(8.570)	(70.466)	-	-	(25.651)	(104.687)
Imposto de renda e contribuição social	(2.807)	(7.163)	-	-	-	(9.970)
Lucro (prejuízo)	21.797	22.305	(11)	(38)	(37.782)	6.271
Ativos totais	263.174	3.234.506	533	-	173.966	3.672.179
Passivos totais	105.032	2.217.852	-	-	348.695	2.671.579

31/12/2012

	PCH	Eólicas	Solar	Comercialização	Adm	Consolidado
Receita líquida	38.725	76.773	141	-	-	115.639
Custos não gerenciáveis	(862)	(4.618)	-	-	-	(5.480)
Margem Bruta	37.863	72.155	141	-	-	110.159
Custos gerenciáveis	(6.006)	(7.529)	(97)	(7.500)	(32.621)	(53.753)
Depreciação	(5.316)	(27.633)	-	-	(774)	(33.723)
Receita financeira	2.581	5.287	-	-	19.555	27.423
Despesa financeira	(9.592)	(33.612)	-	-	(6.790)	(49.994)
Imposto de renda e contribuição social	(2.593)	(3.536)	-	-	-	(6.129)
Lucro (prejuízo)	16.937	5.132	44	(7.500)	(20.630)	(6.017)
Ativos totais	262.663	2.011.070	-	-	404.306	2.678.039
Passivos totais	110.234	1.261.948	-	-	314.460	1.686.642

7. Caixa e equivalentes de caixa

	Consolidado		Controladora	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Caixa	18	47	11	43
Bancos conta movimento	22.318	3.437	441	386
Aplicações financeiras	351.711	604.638	110.234	383.577
Total	374.047	608.122	110.686	384.006
Apresentados como:				
Caixa e equivalentes de caixa	132.598	608.122	110.686	384.006
Aplicações financeiras	241.449	-	-	-
Total	374.047	608.122	110.686	384.006

As aplicações financeiras de curto prazo e de alta liquidez são prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e estão sujeitas a um insignificante risco de mudança de valor. Esses investimentos financeiros referem-se a instrumentos de renda fixa e fundos de investimento, remunerados à taxas que variam de 91,96% até 103% do CDI.

A exposição da Companhia a risco de taxa de juros e uma análise de sensibilidade de ativos e passivos financeiros são divulgados na nota 26.

8. Contas a receber de clientes

	Consolidado		Controladora	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Eletrobras	4.593	5.519	-	-
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	16.329	15.633	-	-
Outros	1	157	1	157
Total	20.923	21.309	1	157

Os saldos em 31 de dezembro de 2013 são compostos por valores a vencer, com prazo médio de recebimento de 24 dias para os quais não são esperadas perdas na sua realização.

9. Impostos a recuperar

	Consolidado		Controladora	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
IRRF a compensar	8.254	5.038	5.814	4.964
IRRF sobre aplicação financeira	2.133	1.846	1.447	1.650
COFINS a compensar	124	94	30	-
CSLL a compensar	197	89	24	21
PIS a compensar	28	20	8	-
ISS a compensar	12	7	1	-
ICMS a compensar	3	1	3	1
Total	10.751	7.095	7.327	6.636

10. Adiantamentos a fornecedores

	Consolidado		Controladora	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Adiantamentos a fornecedores	5.065	4.310	3.261	2.746

11. Cauções e depósitos vinculados

	Consolidado		Controladora	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Circulante	27.231	25.403	40	40
Não circulante	123.981	82.791	451	451
Total	151.212	108.194	491	491

Em 31 de dezembro de 2013, o detalhamento do saldo das cauções e depósitos vinculados é apresentado no quadro abaixo:

Companhia	Caução	Instituição	Taxa	Objeto Contratual	Consolidado	
					31/12/2013	31/12/2012
Salvador Eólica	Conta Garantia	Citibank	94,29% CDI	Financiamento BNDES	18.003	16.786
Bahia Eólica	Conta Garantia	Citibank	94,29% CDI	Financiamento BNDES	9.188	8.577
Renova	Outros	-	-	Aluguel de imóvel	40	40
Total circulante					27.231	25.403

Companhia	Caução	Instituição	Taxa	Objeto Contratual	Consolidado	
					31/12/2013	31/12/2012
LER 2009	Reserva Especial ^(a)	Citibank	94,29% CDI	Financiamento BNDES	69.241	31.055
LER 2009	Reserva O&M ^(b)	Citibank	94,29% CDI	Financiamento BNDES	4.160	3.966
LER 2009	Reserva SD ^(c)	Citibank	94,29% CDI	Financiamento BNDES	38.433	36.479
Espra	Garantia	BNB	99% CDI	Financiamento BNB	11.696	10.840
Renova	Garantia	ANEEL	-	Estudos de projetos e inventários	451	451
Total não circulante					123.981	82.791

Os saldos referem-se a aplicações financeiras de instrumentos de renda fixa, vinculadas ao financiamento do BNDES e BNB. Estas aplicações somente poderão ser movimentadas pela Companhia mediante autorização expressa do BNDES e BNB.

(a) Refere-se à caução “Reserva especial” do contrato do BNDES transferida compulsoriamente pelo banco mandatário das SPEs para suas controladoras diretas. Esta reserva destina-se receber a totalidade dos recursos excedentes advindos das contas centralizadoras mantidas com o banco e não movimentável pela controlada com finalidade de garantir o pagamento integral das prestações de amortizações do principal e dos acessórios da dívida. Estas cauções somente poderão ser movimentadas pela controlada mediante autorização expressa pelo BNDES.

(b) Reserva que as controladas deverão manter durante todo o prazo de vigência do contrato com finalidade de garantir os pagamentos das obrigações dos contratos de operação e manutenção (O&M).

(c) Reserva que as controladas deverão manter durante todo o prazo de vigência do contrato com finalidade de garantir os pagamentos das obrigações do contrato de financiamento.

12. Impostos diferidos

Os impostos diferidos foram constituídos em função das diferenças entre a energia gerada e a efetivamente faturada (nota 18). Esses impostos diferidos foram calculados utilizando-se as alíquotas com base no lucro presumido.

	Consolidado	
	31/12/2013	31/12/2012
PIS diferido	102	99
COFINS diferida	472	457
IRPJ diferido	204	187
CSLL diferida	170	163
Total	948	906

13. Investimentos

O quadro abaixo apresenta os investimentos em controladas:

Empresas	Controladora	
	31/12/2013	31/12/2012
PCH		
Enerbras Centrais Elétricas S.A.	124.135	107.625
Renova PCH LTDA	-	(19)
Eólico		
Nova Renova Energia S.A.	858.291	652.235
Centrais Elétricas Itaparica S.A.	(1)	-
Centrais Eólicas Itapuã VIII LTDA	28	-
Centrais Eólicas São Salvador LTDA	266	208
RenovaPar S.A.	(16)	-
Outras participações (*)	76	(20)
Comercialização		
Renova Comercializadora de Energia S.A.	-	-
Total	982.779	760.029

(*) Demais empresas listadas na Nota 1

As principais informações sobre as controladas estão apresentadas abaixo:

Companhia	31/12/2013					
	Quantidade total de ações	Participação Renova (%)	Capital social	Patrimônio líquido (passivo a descoberto)	Dividendos propostos	Lucro (prejuízo)
PCH						
Enerbras Centrais Elétricas S.A.	5.170.101	100,00%	101.955	124.135	(5.142)	21.652
Renova PCH LTDA	99	99,00%	-	-	-	(8)
Eólico						
Nova Renova Energia S.A.	613.485.292	100,00%	613.485	858.291	-	22.366
Centrais Elétricas Itaparica S.A.	100	99,00%	100	(1)	-	(42)
Centrais Eólicas Itapuã VIII LTDA	100	99,00%	-	28	-	(8)
Centrais Eólicas São Salvador LTDA	219.536	99,99%	220	266	-	(7)
Renovapar S.A.	100	100,00%	-	(16)	-	(16)
Outras participações (*)	100	99,99%	100	76	-	(168)
Comercialização						
Renova Comercializadora de Energia S.A.	100	100,00%	-	-	-	(36)
Total				982.779	(5.142)	43.733

(*) Demais empresas listadas na Nota 1

Companhia	31/12/2012					
	Quantidade total de ações	Participação Renova (%)	Capital social	Patrimônio líquido (passivo a descoberto)	Dividendos propostos	Lucro (prejuízo)
PCH						
Enerbras Centrais Elétricas S.A.	5.170.101	100%	101.955	107.625	(15.310)	16.116
Renova PCH LTDA	100	100%	-	(19)	-	(14)
Eólico						
Nova Renova Energia S.A.	613.485.292	100%	613.485	652.235	-	4.630
Centrais Elétricas Botuquara LTDA	100	100%	-	(10)	-	(4)
Centrais Elétricas Itaparica S.A.	100	100%	-	(10)	-	(5)
Centrais Eólicas Arapuã LTDA	100	100%	-	-	-	-
Centrais Eólicas Bela Vista I LTDA	100	100%	-	-	-	-
Centrais Eólicas Cedro LTDA	100	100%	-	-	-	-
Centrais Eólicas Conquista LTDA	100	100%	-	-	-	-
Centrais Eólicas Riacho de Santana LTDA	100	100%	-	-	-	-
Centrais Eólicas Santana LTDA	100	100%	-	-	-	-
Centrais Eólicas São Salvador LTDA	219.536	100%	220	208	-	(4)
Comercialização						
Renova Comercializadora de Energia S.A.	100	100%	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	(71)
Total				760.029	(15.310)	20.648

A movimentação dos investimentos em controladas é a seguinte:

Companhia	31/12/2012	Adições	Adiantamento para futuro aumento de capital	Dividendos propostos	Equivalência patrimonial	31/12/2013
PCH						
Enerbras Centrais Elétricas S.A.	107.625	-	-	(5.142)	21.652	124.135
Renova PCH LTDA	(19)	-	27	-	(8)	-
Eólico						
Nova Renova Energia S.A.	652.235	-	183.690	-	22.366	858.291
Centrais Elétricas Itaparica S.A.	(10)	-	51	-	(42)	(1)
Centrais Eólicas Itapuã XVIII LTDA	-	-	36	-	(8)	28
Centrais Eólicas São Salvador LTDA	208	-	65	-	(7)	266
Renovapar S.A.	-	-	-	-	(16)	(16)
Outras participações (*)	(10)	83	170	-	(167)	76
Comercialização						
Renova Comercializadora de Energia S.A.	-	-	37	-	(37)	-
Total	760.029	83	184.076	(5.142)	43.733	982.779

(*) Demais empresas listadas na Nota 1

Companhia	31/12/2011	Adições	Transferências	Dividendos propostos	Equivalência patrimonial	31/12/2012
PCH						
Enerbras Centrais Elétricas S.A.	106.819	-	-	(15.310)	16.116	107.625
Renova PCH LTDA	(5)	-	-	-	(14)	(19)
Eólico						
Nova Renova Energia S.A.	364.008	269.839	13.758	-	4.630	652.235
Centrais Eólicas da Prata S.A.	3.122	-	(3.122)	-	-	-
Centrais Eólicas dos Araçás S.A.	4.338	-	(4.338)	-	-	-
Centrais Eólicas Morrão S.A.	3.987	-	(3.987)	-	-	-
Centrais Eólicas Seraíma S.A.	3.987	-	(3.987)	-	-	-
Centrais Eólicas Tanque S.A.	3.727	-	(3.727)	-	-	-
Centrais Eólicas Ventos do Nordeste S.A.	3.487	-	(3.487)	-	-	-
Centrais Eólicas Ametista S.A.	945	-	(945)	-	-	-
Centrais Eólicas Borgo S.A.	483	-	(483)	-	-	-
Centrais Eólicas Caetitê S.A.	947	-	(947)	-	-	-
Centrais Eólicas Dourados S.A.	688	-	(688)	-	-	-
Centrais Eólicas Espigão S.A.	455	-	(455)	-	-	-
Centrais Eólicas Maron S.A.	728	-	(728)	-	-	-
Centrais Eólicas Pelourinho S.A.	524	-	(524)	-	-	-
Centrais Eólicas Pilões S.A.	946	-	(946)	-	-	-
Centrais Eólicas Serra do Espinhaço S.A.	402	-	(402)	-	-	-
Centrais Elétricas Botuquara LTDA.	(6)	-	-	-	(4)	(10)
Centrais Elétricas Itaparica S.A.	(5)	-	-	-	(5)	(10)
Centrais Eólicas São Salvador LTDA	212	-	-	-	(4)	208
Outros	-	-	71	-	(71)	-
Total	499.789	269.839	(14.937)	(15.310)	20.648	760.029

Em 31 de dezembro de 2013 a controlada Enerbras possuía dividendos a pagar no valor de R\$ 20.452 (R\$27.231, em 2012), composto por R\$ 5.142 de dividendos mínimos obrigatórios provenientes do lucro auferido no exercício de 2013 e por R\$ 15.310 provenientes de lucro auferido no período de 2012. Esses valores encontram-se registrados na rubrica de dividendos a receber no grupo Ativo Circulante da Controladora.

Reorganização societária

Em 2012 a Companhia realizou uma reorganização societária dada a necessidade de uma estrutura de financiamento para seus empreendimentos de parques eólicos referentes ao Leilão de Energia de Reserva – 2010 (LER 2010) e ao Leilão de Energia Nova (A-3) – 2011 (LEN 2011). Desta forma, as controladas Da Prata, Araçás, Morrão, Seraíma, Tanque, Ventos do Nordeste, Maron, Pilões, Ametista, Dourados, Caetitê, Espigão, Borgo, Serra do Espinhaço e Pelourinho, passaram a ser controladas indiretas da Renova através das suas subholdings Nova Renova e Renova Eólica.

A abertura dos investimentos realizados na subholding Nova Renova Energia S.A. que controla as companhias Renova Eólica, Salvador Eólica e Bahia Eólica é a seguinte:

Companhia	31/12/2012	Adiantamento para futuro aumento de capital	Dividendos propostos	Equivalência patrimonial	31/12/2013
Nova Renova Energia S.A.	10	126	-	(114)	22
Renova Eólica Participações S.A.	(21)	153	-	(332)	(200)
Centrais Eólicas da Prata S.A.	24.116	1.757	-	(967)	24.906
Centrais Eólicas dos Araçás S.A.	28.674	20.445	-	(1.068)	48.051
Centrais Eólicas Morrão S.A.	25.868	5.400	-	(1.126)	30.142
Centrais Eólicas Seraíma S.A.	25.858	9.472	-	(1.141)	34.189
Centrais Eólicas Tanque S.A.	34.459	5.614	-	(1.171)	38.902
Centrais Eólicas Ventos do Nordeste S.A.	23.764	6.629	-	(935)	29.458
Centrais Eólicas Ametista S.A.	10.830	10.490	-	(241)	21.079
Centrais Eólicas Borgo S.A.	7.126	3.627	-	(180)	10.573
Centrais Eólicas Caetitê S.A.	10.380	12.265	-	(209)	22.436
Centrais Eólicas Dourados S.A.	10.607	13.295	-	(333)	23.569
Centrais Eólicas Espigão S.A.	4.627	5.405	-	(191)	9.841
Centrais Eólicas Maron S.A.	10.997	16.535	-	(265)	27.267
Centrais Eólicas Pelourinho S.A.	8.064	9.335	-	(209)	17.190
Centrais Eólicas Pilões S.A.	25.231	14.242	-	(284)	39.189
Centrais Eólicas Serra do Espinhaço S.A.	6.587	8.498	-	(194)	14.891
Bahia Eólica Participações S.A.	715	-	65	473	1.253
Centrais Eólicas Candiba S.A.	20.097	835	(1)	220	21.151
Centrais Eólicas Igarapé S.A.	50.037	792	(25)	2.589	53.393
Centrais Eólicas Ilhéus S.A.	22.897	635	(9)	994	24.517
Centrais Eólicas Licínio de Almeida S.A.	40.057	1.010	(13)	1.411	42.465
Centrais Eólicas Pindaí S.A.	39.456	605	(17)	2.430	42.474
Salvador Eólica Participações S.A.	6.734	-	199	1.598	8.531
Centrais Eólicas Alvorada S.A.	8.884	2.538	-	(4)	11.418
Centrais Eólicas Guanambi S.A.	22.045	3.798	(6)	909	26.746
Centrais Eólicas Guirapá S.A.	30.178	5.650	(30)	3.789	39.587
Centrais Eólicas N. S. Conceição S.A.	30.882	1.635	(28)	2.907	35.396
Centrais Eólicas Pajeú do Vento S.A.	27.499	2.990	(29)	3.054	33.514
Centrais Eólicas Planaltina S.A.	29.224	4.292	(35)	3.726	37.207
Centrais Eólicas Porto Seguro S.A.	10.619	3.437	-	(504)	13.552
Centrais Eólicas Rio Verde S.A.	32.912	9.155	(71)	7.480	49.476
Centrais Eólicas Serra do Salto S.A.	22.822	3.030	-	254	26.106
TOTAL	652.235	183.690	-	22.366	858.291

Companhia	31/12/2011	Adições	Dividendos propostos	Equivalência patrimonial	31/12/2012
Nova Renova Energia S.A.	(32)	90	-	(48)	10
Renova Eólica Participações S.A.	(5)	-	-	(16)	(21)
Centrais Eólicas da Prata S.A.	-	24.399	-	(283)	24.116
Centrais Eólicas dos Araçás S.A.	-	28.789	-	(115)	28.674
Centrais Eólicas Morrão S.A.	-	25.972	-	(104)	25.868
Centrais Eólicas Seraíma S.A.	-	25.946	-	(88)	25.858
Centrais Eólicas Tanque S.A.	-	34.717	-	(258)	34.459
Centrais Eólicas Ventos do Nordeste S.A.	-	23.983	-	(219)	23.764
Centrais Eólicas Ametista S.A.	-	10.817	-	13	10.830
Centrais Eólicas Borgo S.A.	-	7.113	-	13	7.126
Centrais Eólicas Caetitê S.A.	-	10.367	-	13	10.380
Centrais Eólicas Dourados S.A.	-	10.594	-	13	10.607
Centrais Eólicas Espigão S.A.	-	4.613	-	14	4.627
Centrais Eólicas Maron S.A.	-	10.984	-	13	10.997
Centrais Eólicas Pelourinho S.A.	-	8.051	-	13	8.064
Centrais Eólicas Pilões S.A.	-	25.218	-	13	25.231
Centrais Eólicas Serra do Espinhaço S.A.	-	6.574	-	13	6.587
Bahia Eólica Participações S.A.	(46)	650	550	(439)	715
Centrais Eólicas Candiba S.A.	16.672	3.504	-	(79)	20.097
Centrais Eólicas Igaporã S.A.	44.439	5.521	(245)	322	50.037
Centrais Eólicas Ilhéus S.A.	19.082	3.755	(60)	120	22.897
Centrais Eólicas Licínio de Almeida S.A.	34.175	5.762	(245)	365	40.057
Centrais Eólicas Pindaí S.A.	34.189	5.761	-	(494)	39.456
Salvador Eólica Participações S.A.	41	910	6.424	(641)	6.734
Centrais Eólicas Alvorada S.A.	8.856	(21)	-	49	8.884
Centrais Eólicas Guanambi S.A.	22.156	(53)	-	(58)	22.045
Centrais Eólicas Guirapá S.A.	30.686	(72)	-	(436)	30.178
Centrais Eólicas N. S. Conceição S.A.	30.805	(73)	(414)	564	30.882
Centrais Eólicas Pajeú do Vento S.A.	27.256	(65)	(1.170)	1.478	27.499
Centrais Eólicas Planaltina S.A.	28.963	(68)	(1.388)	1.717	29.224
Centrais Eólicas Porto Seguro S.A.	10.921	(17)	-	(285)	10.619
Centrais Eólicas Rio Verde S.A.	32.810	(76)	(3.452)	3.630	32.912
Centrais Eólicas Serra do Salto S.A.	23.040	(48)	-	(170)	22.822
TOTAL	364.008	283.597	-	4.630	652.235

Ágio na incorporação

	Controladora	
	31/12/2013	31/12/2012
Ágio	119.272	119.272
(-) Provisão do ágio no momento da incorporação	(119.272)	(119.272)

Em 15 de janeiro de 2010, a Companhia incorporou um de seus acionistas, a Hourtin Holdings S.A. (“Hourtin”). Por consequência desta incorporação a Companhia reconheceu um ágio no montante de R\$119.272. Este ágio inicialmente reconhecido na Hourtin foi em função de aquisição de participação no capital da Companhia. O fundamento econômico deste ágio foi suportado pela expectativa de rentabilidade futura da Energética Serra da Prata (“Espra”) e de outras sociedades de propósito específico detentoras de projetos pela Renova. Não obstante e conforme indicado no Laudo de Avaliação preparado para evidenciar o fundamento econômico do ágio, os peritos indicaram que pelo fato de a Renova ser uma holding pura e de tal rentabilidade incorrer de seus investimentos diretos e indiretos, o mesmo deve ser atribuído à mais-valia de tais investimentos. Os ativos que foram transferidos à Companhia à época da operação suportaram o valor do ágio que teve como contrapartida, uma reserva de capital.

Considerando posteriormente a incorporação reversa ocorrida no início de 2010, o ágio foi provisionado integralmente na incorporadora e para efeitos fiscais a Companhia mantém registrado na Parte B do seu Lalur o ágio oriundo dessa incorporação.

14. Ativo Imobilizado

14.1 Consolidado

	Taxas anuais de depreciação %	31/12/2013			31/12/2012		
		Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido
Imobilizado em serviço							
Geração							
Terrenos		595	-	595	595	-	595
Reservatórios, barragens e adutoras	3%	95.797	(12.232)	83.565	95.797	(9.999)	85.798
Edificações, obras civis e benfeitorias	3%	127.732	(10.990)	116.742	118.031	(6.762)	111.269
Máquinas e equipamentos	4%	1.242.337	(89.799)	1.152.538	1.242.201	(32.858)	1.209.343
Veículos	20%	202	(2)	200	-	-	-
Móveis e utensílios	10%	119	(62)	57	119	(51)	68
Equipamento de informática	20%	245	(170)	75	245	(128)	117
Torres de medição	20%	9.086	(3.839)	5.247	8.728	(2.303)	6.425
Outros	20%	6.768	(356)	6.412	24	(4)	20
Sistema de transmissão e conexão							
Edificações, obras civis e benfeitorias	3%	1.668	(80)	1.588	1.668	(24)	1.644
Máquinas e equipamentos	4%	87.594	(4.378)	83.216	87.196	(1.330)	85.866
		<u>1.572.143</u>	<u>(121.908)</u>	<u>1.450.235</u>	<u>1.554.604</u>	<u>(53.459)</u>	<u>1.501.145</u>
Administração							
Máquinas e equipamentos	10%	2.167	(91)	2.076	596	(31)	565
Benfeitorias	10%	2.304	(243)	2.061	2.277	(153)	2.124
Móveis e utensílios	10%	3.223	(680)	2.543	2.288	(412)	1.876
Softwares	20%	2.472	(776)	1.696	1.612	(367)	1.245
Equipamento de informática	20%	1.650	(599)	1.051	1.174	(354)	820
		<u>11.816</u>	<u>(2.389)</u>	<u>9.427</u>	<u>7.947</u>	<u>(1.317)</u>	<u>6.630</u>
Total do imobilizado em serviço		<u>1.583.959</u>	<u>(124.297)</u>	<u>1.459.662</u>	<u>1.562.551</u>	<u>(54.776)</u>	<u>1.507.775</u>
Imobilizado em curso							
Geração							
A ratear		237.438	-	237.438	74.404	-	74.404
Estudos e projetos		27.102	-	27.102	27.547	-	27.547
Terrenos		12.462	-	12.462	5.840	-	5.840
Edificações, obras civis e benfeitorias		183.853	-	183.853	-	-	-
Torres de medição		4.105	-	4.105	3.448	-	3.448
Aerogeradores		895.864	-	895.864	933	-	933
Equipamentos de subestação		113.417	-	113.417	100.304	-	100.304
Adiantamentos a fornecedores		171.582	-	171.582	201.181	-	201.181
Projetos sociais - BNDES		-	-	-	3.471	-	3.471
Total do imobilizado em curso		<u>1.645.823</u>	<u>-</u>	<u>1.645.823</u>	<u>417.128</u>	<u>-</u>	<u>417.128</u>
Total imobilizado		<u>3.229.782</u>	<u>(124.297)</u>	<u>3.105.485</u>	<u>1.979.679</u>	<u>(54.776)</u>	<u>1.924.903</u>

14.2 Movimentações do imobilizado (consolidado)

	31/12/2012	Adições	Baixas	Reclassificações entre rubricas	31/12/2013
Imobilizado em serviço					
Custo					
Geração					
Usina					
Terrenos	595	-	-	-	595
Reservatórios, barragens e adutoras	95.797	-	-	-	95.797
Edificações, obras civis e benfeitorias	118.031	9.701	-	-	127.732
Máquinas e equipamentos	1.242.201	136	-	-	1.242.337
Veículos	-	202	-	-	202
Móveis e utensílios	119	7	-	(7)	119
Equipamento de informática	245	-	-	-	245
Torres de medição	8.728	333	-	25	9.086
Outros	24	-	-	6.744	6.768
Sistema de transmissão e conexão					
Edificações, obras civis e benfeitorias	1.668	-	-	-	1.668
Máquinas e equipamentos	87.196	398	-	-	87.594
	<u>1.554.604</u>	<u>10.777</u>	<u>-</u>	<u>6.762</u>	<u>1.572.143</u>
Administração					
Máquinas e equipamentos	596	1.571	-	-	2.167
Benfeitorias	2.277	27	-	-	2.304
Móveis e utensílios	2.288	928	-	7	3.223
Softwares	1.612	860	-	-	2.472
Equipamento de informática	1.174	494	(18)	-	1.650
	<u>7.947</u>	<u>3.880</u>	<u>(18)</u>	<u>7</u>	<u>11.816</u>
Total do imobilizado em serviço - custo	<u>1.562.551</u>	<u>14.657</u>	<u>(18)</u>	<u>6.769</u>	<u>1.583.959</u>
(-) Depreciação					
Geração					
Usina					
Reservatórios, barragens e adutoras	(9.999)	(2.233)	-	-	(12.232)
Edificações, obras civis e benfeitorias	(6.762)	(4.228)	-	-	(10.990)
Máquinas e equipamentos	(32.858)	(56.941)	-	-	(89.799)
Veículos	-	(2)	-	-	(2)
Móveis e utensílios	(51)	(11)	-	-	(62)
Equipamento de informática	(128)	(42)	-	-	(170)
Torres de medição	(2.303)	(1.536)	-	-	(3.839)
Outros	(4)	(352)	-	-	(356)
Sistema de transmissão e conexão					
Edificações, obras civis e benfeitorias	(24)	(56)	-	-	(80)
Máquinas e equipamentos	(1.330)	(3.048)	-	-	(4.378)
	<u>(53.459)</u>	<u>(68.449)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(121.908)</u>
Administração					
Máquinas e equipamentos	(31)	(60)	-	-	(91)
Benfeitorias	(153)	(90)	-	-	(243)
Móveis e utensílios	(412)	(268)	-	-	(680)
Softwares	(367)	(409)	-	-	(776)
Equipamento de informática	(354)	(250)	5	-	(599)
	<u>(1.317)</u>	<u>(1.077)</u>	<u>5</u>	<u>-</u>	<u>(2.389)</u>
Total do imobilizado em serviço - depreciação	<u>(54.776)</u>	<u>(69.526)</u>	<u>5</u>	<u>-</u>	<u>(124.297)</u>
Total do imobilizado em serviço	<u>1.507.775</u>	<u>(54.869)</u>	<u>(13)</u>	<u>6.769</u>	<u>1.459.662</u>

- CONTINUAÇÃO -

	<u>31/12/2012</u>	<u>Adições</u>	<u>Baixas</u>	<u>Reclassificações entre rubricas</u>	<u>31/12/2013</u>
Imobilizado em curso					
Geração					
A ratear	74.404	163.026	-	8	237.438
Estudos e projetos	27.547	960	(1.405)	-	27.102
Terrenos	5.840	6.622	-	-	12.462
Edificações, obras civis e benfeitorias	-	183.853	-	-	183.853
Torres de medição	3.448	657	-	-	4.105
Aerogeradores	933	875.714	-	19.217	895.864
Equipamentos de subestação	100.304	1.451	-	11.662	113.417
Adiantamentos a fornecedores	201.181	1.313	-	(30.912)	171.582
Projetos sociais - BNDES	3.471	3.273	-	(6.744)	-
Total do imobilizado em curso	<u>417.128</u>	<u>1.236.869</u>	<u>(1.405)</u>	<u>(6.769)</u>	<u>1.645.823</u>
Total do imobilizado	<u>1.924.903</u>	<u>1.182.000</u>	<u>(1.418)</u>	<u>-</u>	<u>3.105.485</u>

- CONTINUA -

- CONTINUAÇÃO -

	31/12/2011	Adições	Baixas	Reclassificações entre rubricas	31/12/2012
Imobilizado em serviço					
Custo					
Geração					
Usina					
Terrenos	595	-	-	-	595
Reservatórios, barragens e adutoras	95.807	-	(10)	-	95.797
Edificações, obras civis e benfeitorias	46.110	414	(129)	71.636	118.031
Máquinas e equipamentos	65.009	-	(12)	1.177.204	1.242.201
Móveis e utensílios	89	-	(5)	35	119
Equipamento de informática	232	-	(3)	16	245
Torres de medição	3.516	5.213	-	(1)	8.728
Aerogeradores	-	126.626	-	(126.626)	-
Outros	9	13	-	2	24
Sistema de transmissão e conexão					
Edificações, obras civis e benfeitorias	-	-	-	1.668	1.668
Máquinas e equipamentos	-	-	-	87.196	87.196
	<u>211.367</u>	<u>132.266</u>	<u>(159)</u>	<u>1.211.130</u>	<u>1.554.604</u>
Administração					
Máquinas e equipamentos	46	550	-	-	596
Benfeitorias	2.155	122	-	-	2.277
Móveis e utensílios	2.137	180	(29)	-	2.288
Softwares	1.005	607	-	-	1.612
Equipamento de informática	680	494	-	-	1.174
Veículos	6	-	(6)	-	-
	<u>6.029</u>	<u>1.953</u>	<u>(35)</u>	<u>-</u>	<u>7.947</u>
Total do imobilizado em serviço	<u>217.396</u>	<u>134.219</u>	<u>(194)</u>	<u>1.211.130</u>	<u>1.562.551</u>
(-) Depreciação					
Geração					
Usina					
Reservatórios, barragens e adutoras	(7.856)	(2.143)	-	-	(9.999)
Edificações, obras civis e benfeitorias	(4.237)	(2.525)	-	-	(6.762)
Máquinas e equipamentos	(7.307)	(25.551)	-	-	(32.858)
Veículos	-	-	-	-	-
Móveis e utensílios	(41)	(10)	-	-	(51)
Equipamento de informática	(85)	(43)	-	-	(128)
Torres de medição	(988)	(1.315)	-	-	(2.303)
Outros	(3)	(1)	-	-	(4)
Sistema de transmissão e conexão					
Edificações, obras civis e benfeitorias	-	(24)	-	-	(24)
Máquinas e equipamentos	-	(1.330)	-	-	(1.330)
	<u>(20.517)</u>	<u>(32.942)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(53.459)</u>
Administração					
Máquinas e equipamentos	(7)	(24)	-	-	(31)
Benfeitorias	(60)	(93)	-	-	(153)
Móveis e utensílios	(201)	(217)	6	-	(412)
Softwares	(107)	(260)	-	-	(367)
Equipamento de informática	(167)	(187)	-	-	(354)
	<u>(542)</u>	<u>(781)</u>	<u>6</u>	<u>-</u>	<u>(1.317)</u>
Total da depreciação do imobilizado em serviço - depreciação	<u>(21.059)</u>	<u>(33.723)</u>	<u>6</u>	<u>-</u>	<u>(54.776)</u>
Total do imobilizado em serviço	<u>196.337</u>	<u>100.496</u>	<u>(188)</u>	<u>1.211.130</u>	<u>1.507.775</u>

- CONTINUA -

- CONTINUAÇÃO -

	31/12/2011	Adições	Baixas	Reclassificações entre rubricas	31/12/2012
Imobilizado em curso					
Geração					
A ratear	156.059	111.822	-	(193.477)	74.404
Estudos e projetos	26.404	3.041	(1.875)	(23)	27.547
Terrenos	5.725	2.940	(12)	(2.813)	5.840
Edificações, obras civis e benfeitorias	77.017	84.377	-	(161.394)	-
Móveis e utensílios	3	16	-	(19)	-
Torres de medição	3.228	3.034	-	(2.814)	3.448
Aerogeradores	663.066	67.989	-	(730.122)	933
Equipamentos de subestação	5.204	133.760	-	(38.660)	100.304
Adiantamentos a fornecedores	57.494	225.495	-	(81.808)	201.181
Projetos sociais - BNDES	-	3.471	-	-	3.471
Total do imobilizado em curso	<u>994.200</u>	<u>635.945</u>	<u>(1.887)</u>	<u>(1.211.130)</u>	<u>417.128</u>
Total do imobilizado	<u>1.190.537</u>	<u>736.441</u>	<u>(2.075)</u>	<u>-</u>	<u>1.924.903</u>

14.3 Controladora

	Taxas anuais de depreciação %	31/12/2013			31/12/2012		
		Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido
Imobilizado em serviço							
Geração							
Torres de medição	20%	9.086	(3.839)	5.247	8.728	(2.303)	6.425
		<u>9.086</u>	<u>(3.839)</u>	<u>5.247</u>	<u>8.728</u>	<u>(2.303)</u>	<u>6.425</u>
Administração							
Máquinas e equipamentos	10%	2.138	(90)	2.048	596	(31)	565
Benfeitorias	10%	2.304	(243)	2.061	2.277	(152)	2.125
Móveis e utensílios	10%	3.171	(658)	2.513	2.248	(395)	1.853
Softwares	20%	2.472	(776)	1.696	1.612	(366)	1.246
Equipamento de informática	20%	1.632	(583)	1.049	1.155	(341)	814
		<u>11.717</u>	<u>(2.350)</u>	<u>9.367</u>	<u>7.888</u>	<u>(1.285)</u>	<u>6.603</u>
Total do imobilizado em serviço		<u>20.803</u>	<u>(6.189)</u>	<u>14.614</u>	<u>16.616</u>	<u>(3.588)</u>	<u>13.028</u>
Imobilizado em curso							
Geração							
A ratear		123.354	-	123.354	20.774	-	20.774
Estudos e projetos		27.102	-	27.102	27.547	-	27.547
Terrenos		2.612	-	2.612	2.586	-	2.586
Adiantamentos a fornecedores		40.018	-	40.018	2.467	-	2.467
Total do imobilizado em curso		<u>193.086</u>	<u>-</u>	<u>193.086</u>	<u>53.374</u>	<u>-</u>	<u>53.374</u>
Total imobilizado		<u>213.889</u>	<u>(6.189)</u>	<u>207.700</u>	<u>69.990</u>	<u>(3.588)</u>	<u>66.402</u>

14.4 Movimentações do imobilizado (controladora)

	31/12/2012	Adições	Baixas	Reclassificações entre rubricas	31/12/2013
Imobilizado em serviço					
Geração					
Torres de medição	8.728	333	-	25	9.086
Administração					
Máquinas e equipamentos	596	1.542	-	-	2.138
Benfeitorias	2.277	27	-	-	2.304
Móveis e utensílios	2.248	923	-	-	3.171
Softwares	1.612	860	-	-	2.472
Equipamento de informática	1.155	495	(18)	-	1.632
	<u>7.888</u>	<u>3.847</u>	<u>(18)</u>	<u>-</u>	<u>11.717</u>
Total do imobilizado em serviço - custo	<u>16.616</u>	<u>4.180</u>	<u>(18)</u>	<u>25</u>	<u>20.803</u>
(-) Depreciação					
Geração					
Torres de medição	(2.303)	(1.536)	-	-	(3.839)
Administração					
Máquinas e equipamentos	(31)	(59)	-	-	(90)
Benfeitorias	(152)	(91)	-	-	(243)
Móveis e utensílios	(395)	(263)	-	-	(658)
Softwares	(366)	(410)	-	-	(776)
Equipamento de informática	(341)	(247)	5	-	(583)
Total do imobilizado em serviço - depreciação	<u>(3.588)</u>	<u>(2.606)</u>	<u>5</u>	<u>-</u>	<u>(6.189)</u>
Total do imobilizado líquido	<u>13.028</u>	<u>1.574</u>	<u>(13)</u>	<u>25</u>	<u>14.614</u>
Imobilizado em curso					
Geração					
A ratear	20.774	102.580	-	-	123.354
Estudos e projetos	27.547	960	(1.405)	-	27.102
Terrenos	2.586	26	-	-	2.612
Adiantamentos a fornecedores	2.467	37.576	-	(25)	40.018
Total do custo do imobilizado em curso	<u>53.374</u>	<u>141.142</u>	<u>(1.405)</u>	<u>(25)</u>	<u>193.086</u>
Total do custo do imobilizado	<u>69.990</u>	<u>145.322</u>	<u>(1.423)</u>	<u>-</u>	<u>213.889</u>

- CONTINUA -

- CONTINUAÇÃO -

	<u>31/12/2011</u>	<u>Adições</u>	<u>Baixas</u>	<u>Integralização capital eólico</u>	<u>Reclassificações entre rubricas</u>	<u>31/12/2012</u>
Imobilizado em serviço						
Geração						
Torres de medição	3.515	5.213	-	-	-	8.728
Administração						
Máquinas e equipamentos	55	551	-	-	(10)	596
Benfeitorias	2.156	121	-	-	-	2.277
Móveis e utensílios	2.093	182	(29)	-	2	2.248
Softwares	1.006	606	-	-	-	1.612
Equipamento de informática	654	493	-	-	8	1.155
Veículos	6	-	(6)	-	-	-
	<u>5.970</u>	<u>1.953</u>	<u>(35)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>7.888</u>
Total do imobilizado em serviço - custo	<u>9.485</u>	<u>7.166</u>	<u>(35)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>16.616</u>
(-) Depreciação						
Geração						
Torres de medição	(988)	(1.315)	-	-	-	(2.303)
Administração						
Máquinas e equipamentos	(6)	(25)	-	-	-	(31)
Benfeitorias	(60)	(92)	-	-	-	(152)
Móveis e utensílios	(186)	(215)	6	-	-	(395)
Softwares	(108)	(258)	-	-	-	(366)
Equipamento de informática	(157)	(184)	-	-	-	(341)
Veículos	-	-	-	-	-	-
	<u>(517)</u>	<u>(774)</u>	<u>6</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(1.285)</u>
Total do imobilizado em serviço - depreciação	<u>(1.505)</u>	<u>(2.089)</u>	<u>6</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(3.588)</u>
Total do imobilizado líquido	<u>7.980</u>	<u>5.077</u>	<u>(29)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>13.028</u>
Imobilizado em curso						
Geração						
A ratear	15.723	45.233	-	(40.180)	(2)	20.774
Estudos e projetos	26.404	3.041	(1.875)	-	(23)	27.547
Terrenos	2.509	64	(12)	-	25	2.586
Adiantamentos a fornecedores	-	2.467	-	-	-	2.467
	<u>44.636</u>	<u>50.805</u>	<u>(1.887)</u>	<u>(40.180)</u>	<u>-</u>	<u>53.374</u>
Total do imobilizado em curso	<u>44.636</u>	<u>50.805</u>	<u>(1.887)</u>	<u>(40.180)</u>	<u>-</u>	<u>53.374</u>
Total do imobilizado	<u>54.121</u>	<u>57.971</u>	<u>(1.922)</u>	<u>(40.180)</u>	<u>-</u>	<u>69.990</u>

Imobilização em serviço

A Companhia e suas controladas não identificaram indícios de perda do valor recuperável de seus ativos imobilizados.

A ANEEL, em conformidade ao marco regulatório brasileiro, é responsável por estabelecer a vida útil econômica dos ativos de geração do setor elétrico, com revisões periódicas nas estimativas. As taxas estabelecidas pela Agência são reconhecidas como uma estimativa razoável da vida útil dos ativos da autorização. Dessa forma, essas taxas foram utilizadas como base para depreciação do ativo imobilizado.

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019/1957, os bens e instalações utilizados na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica são vinculados a estes serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do órgão regulador.

A ANEEL, por meio do ofício nº 459/2001 - SFF/ANEEL, autorizou a dação dos direitos emergentes, bens e instalações da concessão do Complexo Hidrelétrico Serra da Prata, em garantia ao cumprimento das obrigações assumidas pela Companhia no âmbito do financiamento direto.

Imobilização em curso

As imobilizações em curso registram os investimentos em projetos hídricos, divididos em inventários e projetos básicos que já possuem autorização da ANEEL e na conta a ratear os projetos de parques eólicos vencedores do LER 2010, LEN 2011, LEN 2012 e projetos comercializados no Mercado Livre que estão em construção por meio das empresas controladas da Companhia. Dentre os investimentos incorridos estão valores para a compra de aerogeradores e gastos diversos.

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo consolidado da rubrica de Adiantamentos a fornecedores apresenta o montante de R\$171.582 (2012, R\$201.181), composto da seguinte forma: adiantamento para compra de torres de medição com a IEM, no valor de R\$2.889, adiantamento para o contrato de fornecimento de Equipamentos de Subestações assinado com a ABB Ltda, no valor de R\$11.507, adiantamento para compra de aerogeradores no valor de R\$138.519, com a GE e Alstom, adiantamento para montagem de aerogeradores no valor de R\$372, com a Mammoet, adiantamento para os serviços de transportes e correlatos, no valor de R\$4.948, com a IRGA e a Perfimec, adiantamento para obras civis no valor de R\$9.098, com o Consórcio MGT, adiantamento para consultorias diversas para meio ambiente e outros, no valor de R\$4.249, referente aos parques eólicos dos leilões LER 2010 e LEN 2011.

A rubrica de valores a ratear refere-se principalmente a gastos com projetos, com a implantação das usinas, juros capitalizados e reconhecimento de pagamento baseado em ações. Para a data base de 31 de dezembro de 2013, o montante de juros capitalizados é de R\$44.884 (2012, R\$33.474).

Em 31 de dezembro de 2012, o saldo consolidado da rubrica Projetos sociais – BNDES (Programa Catavento) era de R\$3.471. O Programa Catavento agrupa projetos sustentáveis e de desenvolvimento socioambiental para o Alto Sertão Baiano, local onde os parques eólicos estão sendo implantados, resultado do engajamento da Companhia nas causas de interesse público visando impulsionar o crescimento da região.

Baixa de projetos

A Companhia adota como prática a revisão de seu portfólio de projetos básicos e inventários trimestralmente. Após revisão de seu portfólio de desenvolvimento de projetos de pequenas centrais hidrelétricas, a Companhia

optou por descontinuar os projetos de inventário, no montante total de R\$1.405, em 31 de dezembro de 2013 (2012, R\$1.875).

15. Fornecedores

	Consolidado		Controladora	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Fornecedores	244.434	159.391	2.273	5.615

No saldo dos fornecedores consolidado em 31 de dezembro de 2013 incluem-se, principalmente, valores referentes aos contratos de fornecimento de equipamentos e materiais contratados para a construção dos parques do LER 2010 e LEN 2011 em fase de construção referentes a aerogeradores, subestações e construção civil.

16. Empréstimos, financiamentos e debêntures

	Custo da Dívida	Consolidado											
		31/12/2013						31/12/2012					
		Circulante			Não circulante			Circulante			Não circulante		
		Encargos	Principal	Total	Encargos	Principal	Total	Encargos	Principal	Total	Encargos	Principal	Total
Moeda Nacional													
BNDES - LER 2009 ^(a)	TJLP + 1,92% a.a.	1.724	40.315	42.039	-	577.342	577.342	2.288	23.997	26.285	52.644	551.907	604.551
BNDES - LER 2009 ^(a)	TJLP + 2,18% a.a.	880	19.945	20.825	-	284.239	284.239	959	13.789	14.748	19.480	280.397	299.877
BNDES - LER 2009 (Subcrédito "C") ^(a)	TJLP	6	476	482	-	2.407	2.407	4	150	154	40	1.052	1.092
BNDES - LER 2009 (Subcrédito "D") ^(a)	TJLP	5	470	475	-	2.075	2.075	13	296	309	105	2.404	2.509
FNE - Banco do Nordeste do Brasil S.A. - Espra ^(b)	9,5% a.a. (8,08% a.a.) [*]	20	5.536	5.556	-	96.635	96.635	818	5.617	6.435	-	102.172	102.172
BNDES - LER 2010 ^(a)	TJLP + 2,98% a.a.	14.106	336.500	350.606	-	-	-	223	124.200	124.423	-	-	-
BNDES - LEN 2011 ^(a)	TJLP + 2,98% a.a.	11.120	263.500	274.620	-	-	-	47	25.800	25.847	-	-	-
Notas Promissórias - LER 2010 ^(a)	100% CDI + 0,98% a.a.	1.644	107.000	108.644	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Notas Promissórias - LEN 2011 ^(a)	100% CDI + 0,98% a.a.	4.503	293.000	297.503	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal dos empréstimos		34.008	1.066.742	1.100.750	-	962.698	962.698	4.352	193.849	198.201	72.269	937.932	1.010.201
Custo de captação da operação		-	(616)	(616)	-	(8.843)	(8.843)	-	-	-	-	(10.075)	(10.075)
TO TAL		34.008	1.066.126	1.100.134	-	953.855	953.855	4.352	193.849	198.201	72.269	927.857	1.000.126
*15% de bônus de adimplência													
Debêntures - 2ª emissão - Renova Energia S.A. ^(c)	123,45% CDI	1.207	10.062	11.269	34.996	291.821	326.817	-	-	-	5.374	301.883	307.257
Custo de captação da operação		-	(30)	(30)	-	(1.789)	(1.789)	-	-	-	-	(2.062)	(2.062)
TO TAL		1.207	10.032	11.239	34.996	290.032	325.028	-	-	-	5.374	299.821	305.195

	Custo da Dívida	Controladora								
		31/12/2013						31/12/2012		
		Circulante			Não circulante			Não circulante		
		Encargos	Principal	Total	Encargos	Principal	Total	Encargos	Principal	Total
Moeda Nacional										
Debêntures - 2ª emissão - Renova Energia S.A. ^(c)	123,45% CDI	1.207	10.062	11.269	34.996	291.821	326.817	5.374	301.883	307.257
Custo de captação da operação		-	(30)	(30)	-	(1.789)	(1.789)	-	(2.062)	(2.062)
TOTAL		1.207	10.032	11.239	34.996	290.032	325.028	5.374	299.821	305.195

Garantias

O saldo devedor dos Empréstimos e financiamentos, em 31 de dezembro de 2013, é garantido da seguinte forma:

	<u>BNDES (a)</u>	<u>BNB (b)</u>	<u>Debêntures (c)</u>
Recebíveis	3.797.878	678.756	-
Penhor de Ações	858.291	140.535	124.135
Hipoteca	1.264.087	177.729	-
Caução em dinheiro	139.025	11.696	-

Movimentação

A movimentação dos empréstimos, financiamentos e debêntures é como segue:

	<u>Consolidado</u>			<u>Controladora</u>		
	<u>Principal</u>	<u>Encargos</u>	<u>Total</u>	<u>Principal</u>	<u>Encargos</u>	<u>Total</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2011	<u>893.754</u>	<u>15.461</u>	<u>909.215</u>	<u>149.409</u>	<u>1.031</u>	<u>150.440</u>
Empréstimos e financiamentos obtidos	386.333	-	386.333	-	-	-
Emissão de Debêntures	301.883	-	301.883	301.883	-	301.883
Encargos financeiros provisionados	-	41.407	41.407	-	383	383
Encargos financeiros provisionados (debêntures)	-	5.374	5.374	-	5.374	5.374
Encargos financeiros pagos	-	(12.797)	(12.797)	-	(4.857)	(4.857)
Encargos financeiros capitalizados	-	32.550	32.550	-	3.443	3.443
Amortização de financiamento	(154.486)	-	(154.486)	(150.000)	-	(150.000)
Custo de captação	(7.254)	-	(7.254)	(2.126)	-	(2.126)
Apropriação dos custos de captação	373	-	373	64	-	64
Custo de captação capitalizado	924	-	924	591	-	591
Saldo em 31 de dezembro de 2012	<u>1.421.527</u>	<u>81.995</u>	<u>1.503.522</u>	<u>299.821</u>	<u>5.374</u>	<u>305.195</u>
Empréstimos e financiamentos obtidos	1.152.752	-	1.152.752	-	-	-
Encargos financeiros provisionados	-	73.446	73.446	-	-	-
Encargos financeiros provisionados (debêntures)	-	24.588	24.588	-	24.588	24.588
Encargos financeiros pagos	-	(62.086)	(62.086)	-	-	-
Encargos financeiros capitalizados	-	38.643	38.643	-	-	-
Encargos financeiros capitalizados (debêntures)	-	6.241	6.241	-	6.241	6.241
Encargos financeiros incorporados ao principal	92.616	(92.616)	-	-	-	-
Amortização de financiamento	(347.709)	-	(347.709)	-	-	-
Custo de captação	(171)	-	(171)	(171)	-	(171)
Apropriação dos custos de captação	1.030	-	1.030	414	-	414
Saldo em 31 de dezembro de 2013	<u>2.320.045</u>	<u>70.211</u>	<u>2.390.256</u>	<u>300.064</u>	<u>36.203</u>	<u>336.267</u>

Vencimento das parcelas - não circulante (principal e encargos)

As parcelas classificadas no passivo não circulante (consolidado) têm o seguinte cronograma de pagamento:

Ano de Vencimento	<u>31/12/2013</u>
2015	96.374
2016	97.880
2017	100.535
2018	107.720
2019	132.687
Após 2019	<u>754.319</u>
Total	<u>1.289.515</u>

(a) Contratos BNDES

As controladas Pajeú do Vento, Planaltina, Porto Seguro, Nossa Senhora da Conceição, Guirapá, Serra do Salto, Guanambi, Alvorada e Rio Verde, com a interveniência da controlada Salvador Eólica tomaram financiamentos junto ao BNDES no montante total de R\$586.677. Os financiamentos possuem taxas de juros de 1,92% a.a. + TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo), e 16 anos de prazo de amortização, vencendo-se a primeira parcela em 15 de maio de 2013 e a última em 15 de abril de 2029. Os nove parques totalizam 195,2 MW de capacidade instalada e 84MW médios de energia firme contratada. Em 31 de dezembro de 2013, o montante total liberado foi de R\$578.604.

O total financiado para os parques Porto Seguro e Serra do Salto inclui o subcrédito “D”, destinado a investimentos sociais, no valor total de R\$6.400. O financiamento está indexado à TJLP, tem até dois anos de carência de juros e principal e seis anos de prazo de amortização.

As controladas Candiba, Igaporã, Ilhéus, Licínio de Almeida e Pindaí, com interveniência da controlada Bahia Eólica, tomaram financiamentos junto ao BNDES no total de R\$297.380. Os financiamentos possuem taxas de juros de 2,18% a.a. + TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo) e 16 anos de prazo de amortização, vencendo-se a primeira parcela em 15 de abril de 2013 e a última em 15 de março de 2029. Os cinco parques totalizam 99,2MW de capacidade instalada e 43MW médios de energia firme contratada. Em 31 de dezembro de 2013, o montante total liberado foi de R\$295.388.

O total financiado para os parques Candiba e Ilhéus inclui o subcrédito “C”, destinado a investimentos sociais, no valor total de R\$3.000. O financiamento está indexado a TJLP, tem até dois anos de carência de juros e principal e seis anos de prazo de amortização.

São garantias de todos os contratos do BNDES o penhor de ações, a cessão fiduciária de direitos creditórios e emergentes, alienação fiduciária de bens, fiança bancária durante a construção e 1º ano de operação comercial, e contas reserva no valor de 3 meses de serviço da dívida e 3 meses de operação e manutenção. Esta operação estabelece que o índice ICSD (Índice de Cobertura do Serviço da Dívida) = [(geração de caixa da atividade + saldo final de caixa do ano anterior) / serviço da dívida] deve ser maior ou igual a 1,3. Para 31 de dezembro de 2013 o índice foi cumprido.

(b) Contrato BNB

A controlada Espira, com interveniência da controlada Enerbras, tomou financiamento junto ao BNB em 30 de junho de 2006, no total de R\$120.096. Os financiamentos possuem taxas de juros de 9,5% a.a. (podendo ser reduzido a 8,08% devido a 15% de bônus de adimplência) exigíveis mensalmente no dia 30 de cada mês. O contrato tem vencimento em 30 de junho de 2026. O montante contratado foi totalmente liberado.

São garantias deste financiamento a hipoteca de imóveis do Complexo Serra da Prata, o penhor de ações, o penhor dos direitos emergentes das Resoluções Autorizativas, o direito de receber todos e quaisquer valores que, efetiva ou potencialmente, estejam ou venham a se tornar exigíveis e pendentes de pagamento pelo Poder Concedente à Espira, todos os demais direitos, corpóreos ou incorpóreos das respectivas Resoluções Autorizativas e fundo de liquidez em conta reserva (nota 11). O contrato de financiamento junto ao BNB não exige índices financeiros para vencimentos antecipados da dívida.

(c) Debêntures simples não conversíveis em ações

Em 31 de dezembro de 2013, a 2ª emissão de Debêntures da Companhia possui as seguintes características:

Forma e Classe	Captado	Controladora		Encargos	Vencimento
		Saldo em			
		31/12/2013	31/12/2012		
Moeda Nacional					
Debêntures da 1ª Série - 2ª emissão	10.063	11.269	10.242	123,45% CDI	17/09/2014
Debêntures da 2ª Série - 2ª emissão	26.163	29.301	26.629	123,45% CDI	17/09/2015
Debêntures da 3ª Série - 2ª emissão	27.169	30.428	27.653	123,45% CDI	17/09/2016
Debêntures da 4ª Série - 2ª emissão	29.182	32.682	29.702	123,45% CDI	17/09/2017
Debêntures da 5ª Série - 2ª emissão	35.220	39.443	35.847	123,45% CDI	17/09/2018
Debêntures da 6ª Série - 2ª emissão	57.358	64.236	58.378	123,45% CDI	17/09/2019
Debêntures da 7ª Série - 2ª emissão	38.238	42.824	38.919	123,45% CDI	17/09/2020
Debêntures da 8ª Série - 2ª emissão	35.220	39.443	35.847	123,45% CDI	17/09/2021
Debêntures da 9ª Série - 2ª emissão	43.270	48.460	44.040	123,45% CDI	17/09/2022
Total	301.883	338.086	307.257		

Em 11 de outubro de 2012 ocorreu a liquidação financeira da 2ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária com garantia adicional real, em nove séries, para distribuição pública com esforços restritos de colocação, sob o regime de garantia firme, no valor total de R\$301.883 e prazo total de 10 anos, vencendo em 17 de setembro de 2022.

As debêntures serão remuneradas a uma taxa de juros de 123,45% do CDI. A amortização de principal e juros ocorre apenas no vencimento de cada série (*bullet*). A Companhia poderá resgatar as debêntures a qualquer momento e a seu critério a partir de 17 de setembro de 2014. Os recursos captados por meio desta emissão serão destinados ao reforço de caixa e/ou investimentos nos projetos do LER 2010 e/ou LEN 2011.

A emissão das debêntures foi realizada nos termos da Instrução CVM 476, com base na deliberação da Reunião de Conselho de Administração da Companhia realizada em 15 de agosto de 2012 (“RCA”) e da Assembleia Geral

Extraordinária da Emissora, realizada em 31 de agosto de 2012 (“AGE”), nos termos do artigo 59 da Lei das Sociedades por Ações e do Estatuto Social da Companhia.

São garantias das debêntures a alienação fiduciária de 100% (cem por cento) das ações da Enerbras de titularidade da Companhia e a cessão fiduciária de bens e direitos e quaisquer recursos depositados em conta vinculada mantida no Banco do Brasil proveniente do fluxo de dividendos distribuídos pelas controladas Enerbras e Nova Renova. Esta operação estabelece que o ICSD (Índice de Cobertura do Serviço da Dívida = dividendos recebidos/serviço da dívida) deve ser maior ou igual a 1. O serviço da dívida é representado pela amortização de principal e pagamento de juros da série vincenda em cada ano de verificação. Em 31 de dezembro de 2013 esse índice foi atingido.

(d) BNDES (Curto Prazo)

Em 07 de junho de 2013, as controladas indiretas da Companhia assinaram contrato de financiamento com o BNDES, no montante de R\$600.000. Os recursos deste financiamento são destinados à implantação dos parques eólicos do LER 2010 e LEN 2011. O vencimento do principal da dívida decorrente deste Contrato será pago ao BNDES em prestação única em 15 de junho de 2014, ou na data de desembolso do contrato de financiamento de longo prazo a ser assinado entre o BNDES e a Companhia .

São garantias do financiamento o penhor de ações da controlada Renova Eólicas Participações S.A.. Sobre o principal da dívida incidirão juros de 2,98% ao ano mais TJLP.

Esta operação estabelece que o Índice (patrimônio líquido/ativo total) deve ser igual ou superior a 0,25. Em 31 de dezembro de 2013 esse índice foi atingido.

Companhias	Valor
LER 2010 Centrais Eólicas dos Araçás S.A.	64.000
LER 2010 Centrais Eólicas da Prata S.A.	43.750
LER 2010 Centrais Eólicas Morrão S.A.	60.500
LER 2010 Centrais Eólicas Seraíma S.A.	64.000
LER 2010 Centrais Eólicas Tanque S.A.	60.500
LER 2010 Centrais Eólicas Ventos do Nordeste S.A.	43.750
A-3 2011 Centrais Eólicas Ametista S.A.	37.000
A-3 2011 Centrais Eólicas Borgo S.A.	25.500
A-3 2011 Centrais Eólicas Caetité S.A.	32.000
A-3 2011 Centrais Eólicas Dourados S.A.	31.000
A-3 2011 Centrais Eólicas Espigão S.A.	11.000
A-3 2011 Centrais Eólicas Maron S.A.	48.000
A-3 2011 Centrais Eólicas Pelourinho S.A.	22.000
A-3 2011 Centrais Eólicas Pilões S.A.	40.000
A-3 2011 Centrais Eólicas Serra do Espinhaço S.A.	17.000
Total	<u>600.000</u>

(e) Notas promissórias

Em 05 de novembro de 2013, as controladas indiretas emitiram notas promissórias comerciais, para distribuição pública com esforços restritos de colocação, no montante de até R\$400.000 e nos termos da instrução CVM nº 476.

Sobre as notas promissórias incidirão juros remuneratórios estabelecidos com base na variação acumulada de 100% das taxas médias diárias da DI – Depósitos interfinanceiros de um dia, “over extra grupo”, acrescida exponencialmente de spread de 0,98% a.a.

O vencimento das notas promissórias comerciais será de 180 (cento e oitenta) dias contados das respectivas datas de emissão, ou na data de desembolso do contrato de financiamento de longo prazo a ser assinado entre o BNDES e a Companhia. As notas promissórias terão garantia fidejussória pela Companhia por meio de aval para a totalidade das obrigações a serem assumidas pelas controladas.

A liquidação das notas promissórias ocorreu na mesma data e os recursos serão destinados à implementação dos quinze parques eólicos, conforme quadro abaixo:

Companhias	Nota promissória		
	Quantidade	Valor unitário	Total
Centrais Eólicas da Prata S.A.	2	7.000	14.000
Centrais Eólicas dos Araçás S.A.	2	8.000	16.000
Centrais Eólicas Morrão S.A.	4	6.250	25.000
Centrais Eólicas Seraíma S.A.	3	7.000	21.000
Centrais Eólicas Tanque S.A.	2	9.500	19.000
Centrais Eólicas Ventos do Nordeste S.A.	2	6.000	12.000
Centrais Eólicas Ametista S.A.	5	8.600	43.000
Centrais Eólicas Borgo S.A.	5	6.200	31.000
Centrais Eólicas Caetité S.A.	8	6.250	50.000
Centrais Eólicas Dourados S.A.	5	8.000	40.000
Centrais Eólicas Espigão S.A.	4	5.250	21.000
Centrais Eólicas Maron S.A.	5	4.200	21.000
Centrais Eólicas Pelourinho S.A.	5	7.600	38.000
Centrais Eólicas Pilões S.A.	4	4.000	16.000
Centrais Eólicas Serra do Espinhaço S.A.	4	8.250	33.000
Total			<u>400.000</u>

As notas promissórias não exigem índices financeiros para vencimento antecipado da dívida.

17. Impostos a recolher

	Consolidado		Controladora	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
INSS a recolher	526	417	525	416
FGTS a recolher	-	133	-	133
IRRF sobre folha	624	528	624	528
Contribuição Sindical	1	-	1	-
IRRF a recolher	481	427	114	223
IOF a recolher	51	136	16	105
ICMS a recolher	114	21	68	7
ISS a recolher	758	103	44	28
PIS a recolher	213	225	1	1
COFINS a recolher	985	963	4	2
PIS, COFINS e CSLL	127	584	25	549
INSS retido de terceiros	841	65	28	7
IRPJ a pagar	1.747	1.667	-	-
CSLL a pagar	1.081	1.170	-	-
TOTAL	7.549	6.439	1.450	1.999

18. Contas a pagar - CCEE/Eletrabras

	Consolidado	
	31/12/2013	31/12/2012
Circulante		
Eletrabras	2.060	1.293
CCEE	6.876	3.421
	8.936	4.714
Não circulante		
CCEE	11.670	10.938
	20.606	15.652

Eletrabras

O Contrato de Compra e Venda de Energia, celebrado entre a controlada indireta Espra e a Eletrabras, estabelece que seja apurada em cada ano (período de janeiro a dezembro) o resultado da comercialização no âmbito da CCEE. A parcela de ajuste financeiro resultante dessa apuração será compensada nas faturas mensais do ano subsequente.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2013, o montante de energia gerada (90.490 MWh) foi inferior à faturada (224.434 MWh) resultando após a contabilização do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) no

âmbito da CCEE – mecanismo de compartilhamento dos riscos hidrológicos que envolvem os geradores – em um ajuste financeiro negativo no valor de R\$2.060 (2012, R\$1.293).

CCEE – LER 2009

Os Contratos de Energia de Reserva celebrados entre as controladas indiretas do LER 2009 e a CCEE estabelecem que sejam apuradas em cada ano contratual (período de julho a junho) as diferenças entre a energia gerada das usinas e a energia contratada. O ressarcimento por desvios negativos (abaixo da faixa de tolerância – 10%) de geração será pago em 12 parcelas mensais uniformes ao longo do ano contratual seguinte, valorado a 115% do preço de venda vigente, conforme expresso na subcláusula 11.3 do referido contrato. Os ressarcimentos que estiverem na faixa de tolerância – 10% de geração serão ressarcidos em 12 parcelas após possíveis compensações com desvios positivos iniciando ao final do primeiro quadriênio. Os valores do ressarcimento são registrados na linha de receita líquida, exceto a parcela de 15% acima do preço vigente, que representa a penalidade, a qual é registrada na linha de custo.

CCEE – LER 2010

Os Contratos de Energia de Reserva celebrados entre as controladas indiretas do LER 2010 e a CCEE estabelecem que sejam apuradas em cada ano contratual (período de setembro a agosto) as diferenças entre a energia gerada das usinas e a energia contratada. O ressarcimento por desvios negativos (abaixo da faixa de tolerância – 10%) de geração será pago em 12 parcelas mensais uniformes ao longo do ano contratual seguinte, valorado a 115% do preço de venda vigente, conforme expresso na subcláusula 11.3 do referido contrato. Os ressarcimentos que estiverem na faixa de tolerância – 10% de geração serão ressarcidos em 12 parcelas após possíveis compensações com desvios positivos iniciando ao final do primeiro quadriênio.

19. Provisão para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo da provisão para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas era de R\$87 (2012, R\$84) e refere-se basicamente a processos administrativos de riscos ambientais.

A Companhia e suas controladas estão envolvidas em diversos processos contingentes no montante aproximado de R\$3.455 (2012, R\$2.367), sendo R\$3.165 (2012, R\$2.109) cíveis, R\$189 (2012, R\$155) trabalhistas e R\$101 (2012, R\$103) administrativos, os quais a Administração, com base na opinião dos seus assessores jurídicos, classificou como possíveis de perda e não constituiu nenhuma provisão para o exercício findo em 31 de dezembro de 2013. As principais causas são relativas a danos morais e rescisão de contrato de arrendamento e aluguéis.

A Administração da Companhia e de suas controladas, consubstanciada na opinião de seus consultores legais quanto à possibilidade de êxito nas diversas demandas judiciais, entende que as provisões constituídas registradas no balanço são suficientes para cobrir prováveis perdas com tais causas.

Encargos de Serviços do Sistema - Resolução do Conselho Nacional de Política Energética

A Resolução CNPE nº 3, de 6 de março de 2013, estabeleceu novos critérios para o rateio do custo do despacho adicional de usinas termelétricas. Pelos novos critérios, o custo dos Encargos do Serviço do Sistema - ESS por motivo de segurança energética, que era rateado integralmente entre os consumidores livres e distribuidoras, passaria a ser rateado por todos os agentes do Sistema Interligado Nacional – SIN, inclusive geradores e comercializadores.

A APINE – Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica, da qual a Companhia é associada, obteve liminar suspendendo os efeitos dos artigos 2º e 3º da Resolução CNPE nº 3, isentando os geradores do pagamento do ESS em conformidade à Resolução mencionada.

O valor do risco é de aproximadamente, R\$1.420. Baseado no entendimento da Administração e dos seus assessores jurídicos esse risco é classificado como “possível” justificando o não provisionamento.

20. Patrimônio líquido e remuneração aos acionistas

a) Capital social

Durante o exercício de 2012, foram registrados na Companhia os seguintes aumentos de capital:

1. Aumento de capital através do plano de opções de compra de ações

A quantidade total de opções outorgadas, exercidas e integralizadas no exercício de 2012 por meio do plano de opções de compra está representada no quadro a seguir:

Quantidade			Valor R\$/mil
Ações ON	Ações PN	Total de Ações	
1.928.005	3.855.380	5.783.385	53.979

2. BNDESPAR

Em 13 de julho de 2012, a Companhia autorizou o aumento de capital no valor de R\$314.700, através da emissão de 33.717.660 ações, sendo 24.987.244 ONs e 8.730.416 PNs, ao preço de R\$9,3333 por ação. O capital social da Companhia passou de R\$702.857 para R\$1.017.557. Esses valores foram subscritos da seguinte forma:

Acionistas	Quantidade			Valor R\$/mil
	Ações ON	Ações PN	Total de Ações	
BNDES	23.059.239	4.875.036	27.934.275	260.721
Minoritários	1.928.005	3.855.380	5.783.385	53.979
Total	24.987.244	8.730.416	33.717.660	314.700

Em 15 de outubro de 2012, a BNDESPAR converteu 13.747.814 ONs em PNs e um acionista minoritário converteu 2 ONs em PNs. Durante o exercício de 2012, mais 37.189 ONs foram convertidas em PNs.

Em 31 de dezembro de 2012, o capital social da Companhia era de R\$1.017.557, distribuído conforme o quadro de acionistas abaixo:

RENOVA ENERGIA	Ações ON		Ações PN		Total de Ações	% do Capital Social Total
	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%
Bloco de Controle	101.123.594	64,62%	-	0,00%	101.123.594	43,98%
RR Participações	50.561.797	32,31%	-	0,00%	50.561.797	21,99%
Light Energia	50.561.797	32,31%	-	0,00%	50.561.797	21,99%
Outros Acionistas	55.345.801	35,38%	73.445.134	100,00%	128.790.935	56,02%
RR Participações*	18.892.107	12,07%	573.416	0,78%	19.465.523	8,47%
BNDESPAR	9.311.425	5,95%	18.622.850	25,36%	27.934.275	12,15%
InfraBrasil	11.651.467	7,45%	23.302.933	31,73%	34.954.400	15,20%
Santander	2.281.404	1,46%	4.562.808	6,21%	6.844.212	2,98%
FIP Caixa Ambiental	5.470.293	3,50%	10.940.586	14,90%	16.410.879	7,14%
FIP Santa Barbara	4.666.932	2,98%	9.333.860	12,71%	14.000.792	6,09%
Outros	3.072.173	1,97%	6.108.681	8,31%	9.180.854	3,99%
Total	156.469.395	100,00%	73.445.134	100,00%	229.914.529	100,00%

* Ações fora do bloco de controle

Nota: Bloco de controle considera ações sujeitas ao acordo de acionistas

Em 2013 ocorreram as seguintes movimentações:

Aumento de capital por meio do plano de opções de compra de ações

A Companhia possui um plano de remuneração de longo prazo para seus colaboradores, por meio do qual são outorgadas opções de compra de ações da Companhia para colaboradores elegíveis quando do cumprimento de marcos estabelecidos pelo plano. No exercício findo em 31 de dezembro de 2013, a quantidade total de opções outorgadas, exercidas e integralizadas por meio do plano de opções de compra está representada no quadro a seguir:

Data	Quantidade			Valor
	Ações ON	Ações PN	Total de Ações	
18/03/2013	39.112	78.224	117.336	13
12/08/2013	356.849	713.698	1.070.547	121
19/09/2013	62.535	125.070	187.605	21
20/12/2013	6.003	12.006	18.009	2
Total	464.499	928.998	1.393.497	157

Da subscrição de capital de R\$157, o montante de R\$140 foi integralizado e R\$17 restou a integralizar. Durante o exercício 34.684 ONs foram convertidas em PNs.

Em 31 de dezembro de 2013, o capital social da Companhia era de R\$1.017.697, distribuído conforme o quadro de acionistas a seguir:

RENOVA ENERGIA	Ações ON		Ações PN		Total de Ações		% do Capital Social Total
	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%	
Bloco de Controle	101.123.594	64,44%	-	0,00%	101.123.594	43,72%	
RR Participações	50.561.797	32,22%	-	0,00%	50.561.797	21,86%	
Light Energia	50.561.797	32,22%	-	0,00%	50.561.797	21,86%	
Outros Acionistas	55.775.616	35,56%	74.408.816	100,00%	130.184.432	56,28%	
RR Participações*	18.560.093	11,83%	-	0,00%	18.560.093	8,02%	
BNDESPAR	9.311.425	5,93%	18.622.850	25,03%	27.934.275	12,08%	
InfraBrasil	11.651.467	7,43%	23.302.933	31,32%	34.954.400	15,11%	
Santander	2.269.804	1,45%	4.539.608	6,10%	6.809.412	2,94%	
FIP Caixa Ambiental	5.470.293	3,49%	10.940.586	14,70%	16.410.879	7,09%	
FIP Santa Barbara	4.655.782	2,97%	9.311.560	12,51%	13.967.342	6,04%	
Outros	3.856.752	2,46%	7.691.279	10,34%	11.548.031	5,00%	
Total	156.899.210	100,00%	74.408.816	100,00%	231.308.026	100,00%	

* Ações fora do bloco de controle

Nota: Bloco de controle considera ações sujeitas ao acordo de acionistas

b) Custos na emissão de ações

Controladora

31/12/2013 31/12/2012

Custos na emissão de ações (36.112) (36.112)

A Companhia registra todos os custos das operações com emissão de ações em rubrica específica. Esses valores referem-se a gastos com consultoria e assessores financeiros, das operações de abertura de capital (IPO – Oferta Pública Inicial) ocorrido em julho de 2010, no valor de R\$13.686, aumento de capital por meio do novo investidor Light Energia ocorrido em setembro de 2011, no valor de R\$20.555 e gastos no valor de R\$1.871 com a operação de aumento de capital por meio da nova investidora BNDESPAR ocorrida em setembro de 2012.

Reservas

Reserva de capital

Na conta de reserva de capital, a Companhia reconheceu o efeito do pagamento baseado em ações em seus parques do LER 2009, LER 2010 e LEN 2011 e demais projetos, bem como os prêmios pagos referentes ao sucesso no IPO e também em acordos firmados com seus executivos. Esses registros refletem tanto provisões de ações já outorgadas quanto o registro de provisão de ações que serão outorgadas no médio e curto prazo. O detalhamento dos registros contábeis está na nota 25.

c) Dividendos

Do resultado do exercício serão deduzidos, antes de qualquer participação, os prejuízos acumulados, se houver, e a provisão para o imposto sobre a renda e contribuição social sobre o lucro líquido.

Os lucros líquidos apurados serão destinados sucessivamente e nesta ordem, observado o disposto no Capítulo XVI da Lei das S.A.:

(i) 5% (cinco por cento) serão aplicados, antes de qualquer outra destinação, na constituição da Reserva Legal, que não excederá 20% (vinte por cento) do capital social;

(ii) uma parcela, por proposta dos órgãos da Administração e mediante deliberação da Assembleia Geral, poderá ser destinada à formação de Reservas para Contingências, na forma prevista no art. 195 da Lei das S.A.;

(iii) uma parcela será destinada ao pagamento do dividendo obrigatório aos acionistas.

Os acionistas terão o direito de receber como dividendo obrigatório, em cada exercício, 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido do exercício, diminuído ou acrescido dos seguintes valores: (i) importância destinada à constituição da Reserva Legal e (ii) importância destinada à formação da Reserva para Contingências e reversão dessa reserva formada em exercícios anteriores.

Em 31 de dezembro de 2013 a Companhia auferiu lucro líquido de R\$5.528 que será utilizado para absorver prejuízos acumulados, por isso não distribuirá dividendos.

21. Receita operacional líquida

	Consolidado				Controladora	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
	MWh*	MWh*	R\$/mil	R\$/mil		
Geração/disponibilização energia						
Suprimento de energia elétrica - PCHs - Eletrobras	224.434	224.434	44.121	41.484	-	-
Suprimento de energia elétrica - Eólicas - CCEE	1.112.520	556.260	193.482	93.640	-	-
Ressarcimento CCEE/ELETOBRAS	(133.944)	(211.936)	(3.218)	(15.206)	-	-
Total da receita			234.385	119.918	-	-
(-) Deduções da Receita						
COFINS			(6.994)	(3.633)	-	-
PIS			(1.516)	(787)	-	-
Total das deduções			(8.510)	(4.420)	-	-
Outras receitas						
Operações - solar			160	160	160	160
(-) Deduções da receita						
COFINS			(12)	(12)	(12)	(12)
PIS			(3)	(3)	(3)	(3)
ISS			(3)	(3)	(3)	(3)
ICMS			(6)	(1)	(6)	(1)
			136	141	136	141
Total	1.203.010	568.758	226.011	115.639	136	141

(*) informações não auditadas pelos auditores independentes.

22. Gastos operacionais

	Consolidado					
	31/12/2013			31/12/2012		
	Custo dos serviços	Despesas operacionais	Total	Custo dos serviços	Despesas operacionais	Total
Tusd - tarifa de uso do sistema de distribuição	11.356	-	11.356	5.393	-	5.393
Taxa de fiscalização	81	-	81	87	-	87
	<u>11.437</u>	<u>-</u>	<u>11.437</u>	<u>5.480</u>	<u>-</u>	<u>5.480</u>
Pessoal e administradores	-	12.178	12.178	-	8.125	8.125
Despesa reconhecida referente a pagamentos baseados em ações	-	-	-	-	2.025	2.025
Serviços de terceiros	5.527	19.093	24.620	3.607	21.959	25.566
Aluguéis e arrendamentos	4.064	482	4.546	4.101	1.000	5.101
Viagens	-	1.594	1.594	-	3.120	3.120
Depreciação	68.449	1.077	69.526	32.942	781	33.723
Projetos descontinuados	-	1.405	1.405	-	1.887	1.887
Seguros	3.538	111	3.649	1.692	165	1.857
Telefonia e TI	-	1.694	1.694	-	1.556	1.556
Material de uso e consumo	231	572	803	-	705	705
Multa sobre ressarcimento	4.645	-	4.645	-	-	-
Outras	149	1.263	1.412	996	2.815	3.811
	<u>86.603</u>	<u>39.469</u>	<u>126.072</u>	<u>43.338</u>	<u>44.138</u>	<u>87.476</u>
Total	<u>98.040</u>	<u>39.469</u>	<u>137.509</u>	<u>48.818</u>	<u>44.138</u>	<u>92.956</u>

	Controladora					
	31/12/2013			31/12/2012		
	Custo dos serviços	Despesas operacionais	Total	Custo dos serviços	Despesas operacionais	Total
Pessoal, Administradores	-	12.178	12.178	-	8.125	8.125
Despesa reconhecida referente a pagamentos baseados em ações	-	-	-	-	2.025	2.025
Serviços de Terceiros	-	11.389	11.389	-	19.581	19.581
Aluguéis e Arrendamentos	-	482	482	-	1.000	1.000
Viagens	-	1.374	1.374	-	2.992	2.992
Depreciação	1.536	1.070	2.606	1.315	774	2.089
Projetos descontinuados	-	1.405	1.405	-	1.887	1.887
Seguros	-	111	111	-	165	165
Telefonia e TI	-	1.606	1.606	-	1.487	1.487
Material de Uso e Consumo	-	514	514	-	659	659
Outras	137	2.005	2.142	97	2.199	2.296
Total	<u>1.673</u>	<u>32.134</u>	<u>33.807</u>	<u>1.412</u>	<u>40.894</u>	<u>42.306</u>

23. Resultado financeiro

	Consolidado		Controladora	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Receitas financeiras				
Rendimentos de aplicações financeiras	32.070	26.126	19.753	18.906
Juros recebidos - mútuo	-	2	1.615	1.917
Descontos obtidos	34	1.240	26	594
Variação monetária	322	55	319	55
	<u>32.426</u>	<u>27.423</u>	<u>21.713</u>	<u>21.472</u>
Despesas financeiras				
Juros	(180)	(243)	(9)	(77)
Juros - mútuo	-	-	(596)	(695)
Encargos da dívida	(98.034)	(46.781)	(24.587)	(5.757)
IOF	(921)	(1.354)	(532)	(872)
Despesas bancárias	(142)	(107)	(41)	(14)
Outras despesas financeiras	(5.410)	(1.509)	(482)	(71)
	<u>(104.687)</u>	<u>(49.994)</u>	<u>(26.247)</u>	<u>(7.486)</u>
Total	<u>(72.261)</u>	<u>(22.571)</u>	<u>(4.534)</u>	<u>13.986</u>

24. Imposto de renda e contribuição social

	Consolidado		Controladora	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e contribuição social	16.241	112	5.528	(7.531)
Alíquota combinada do imposto de renda e contribuição social	34%	34%	34%	34%
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas da legislação	(5.522)	(38)	(1.880)	2.561
<u>Adições permanentes</u>				
Despesas não dedutíveis	(499)	(391)	(499)	(391)
Despesa reconhecida referente a pagamentos baseados em ações				(689)
<u>Exclusões (adições) permanentes</u>				
Resultado da equivalência patrimonial	-	-	14.869	7.020
Gastos na emissão de ações	-	636	-	636
Outros	(487)	617	-	-
Reversão do efeito das controladas optantes pelo lucro presumido	12.667	2.771	-	-
Efeito dos impostos diferidos não reconhecido sobre:				
Provisões temporárias	(3.838)	-	(2.259)	-
Prejuízo fiscal e base negativa	(12.315)	(10.074)	(10.231)	(9.137)
Imposto de renda e contribuição social registrado no resultado	<u>(9.994)</u>	<u>(6.479)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>

A Controladora não apurou lucro tributável no exercício. Em 31 de dezembro de 2013 a Controladora possuía prejuízos fiscais e bases negativas da contribuição social a compensar, nos montantes do quadro a seguir para os quais não foram registrados impostos diferidos:

	31/12/2013	31/12/2012
Prejuízo fiscal do período	(30.091)	(26.874)
Prejuízos fiscais e bases negativas acumulados de exercícios anteriores	(95.632)	(68.758)
Total de prejuízos fiscais e bases negativas acumulados	<u>(125.723)</u>	<u>(95.632)</u>

O imposto apresentado na posição consolidada refere-se às controladas Espra (regime de lucro presumido), aos 14 parques eólicos em operação (regime de lucro presumido), às subholdings Bahia Eólica e Salvador Eólica (regime de lucro real) e aos 15 parques em construção (regime de lucro real).

O imposto de renda e a contribuição social com base no lucro real 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.

O imposto de renda e a contribuição social com base no lucro presumido são recolhidos trimestralmente sobre a receita bruta, considerando o percentual de presunção, nas formas e alíquotas previstas na legislação vigente (base de estimativa de 8% e 12% sobre as vendas, imposto de renda e contribuição social, respectivamente, adicionado a este valor de apuração as outras receitas financeiras).

Os impostos diferidos sobre prejuízo fiscal e base negativa não foram reconhecidos por não terem uma perspectiva de lucros tributáveis futuros.

25. Transações com partes relacionadas

	Consolidado		Controladora						
	Resultado financeiro		Ativo		Passivo		Resultado financeiro	Resultado financeiro	
	31/12/2012	Vigência	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	
		Início	Fim						
RR	2	27/05/2009	28/12/2013	-	-	-	-	-	2
Enerbras	-	02/01/2008	28/12/2013	-	-	-	-	-	1
Espra	-	10/07/2009	31/12/2014	-	-	12.987	12.562	(596)	(695)
Renova Eólica	-	15/09/2009	31/12/2013	-	22	-	-	1	-
CE Ametista	-	25/09/2009	31/12/2013	-	-	-	-	-	4
CE Caetité	-	25/09/2009	31/12/2013	-	-	-	-	-	5
CE Espigão	-	25/09/2009	31/12/2013	-	-	-	-	-	5
CE Pilões	-	25/09/2009	25/09/2012	-	-	-	-	-	5
CE São Salvador	-	25/09/2009	31/12/2013	-	12	-	-	2	-
Renova PCH	-	30/04/2010	31/12/2013	-	20	-	-	2	-
Nova Renova Energia	-	30/04/2010	31/12/2013	-	17	-	-	2	-
CE Serra do Espinhaço	-	30/04/2010	30/04/2013	-	-	-	-	-	5
CE Borgo	-	30/04/2010	30/04/2013	-	-	-	-	-	4
CE Botuquara	-	30/04/2010	31/12/2013	-	10	-	-	-	-
CE Dourados	-	30/04/2010	30/04/2013	-	-	-	-	-	4
CE Itaparica	-	30/04/2010	31/12/2013	-	10	-	-	-	-
CE Maron	-	30/04/2010	30/04/2012	-	-	-	-	-	4
CE Pelourinho	-	30/04/2010	30/04/2013	-	-	-	-	-	4
Salvador Eólica	-	27/05/2011	31/12/2014	17.544	16.644	-	-	806	946
Bahia Eólica	-	17/10/2011	31/12/2014	9.045	8.579	-	-	428	502
CE Tanque	-	25/10/2012	30/12/2013	-	17.147	-	-	143	164
CE da Prata	-	25/10/2012	30/12/2013	-	12.605	-	-	105	118
CE Ventos do Nordeste	-	25/10/2012	30/12/2013	-	14.566	-	-	121	142
CE Serafina	-	14/12/2012	30/12/2013	-	329	-	-	3	1
CE Araçás	-	14/12/2012	30/12/2013	-	297	-	-	2	1
CE Morrão	-	21/12/2012	30/04/2013	-	6	-	-	-	-
Total	<u>2</u>			<u>26.589</u>	<u>70.264</u>	<u>12.987</u>	<u>12.562</u>	<u>1.019</u>	<u>1.222</u>

Os principais saldos de ativos e passivos em 31 de dezembro de 2013, assim como as transações que influenciaram o resultado do exercício, relativos às operações com partes relacionadas decorrem de transações da Companhia com sua controladora, controladas ou outras partes relacionadas. A Companhia não teve receita com juros no resultado consolidado em 31 de dezembro de 2013.

Mesmo com os vencimentos no curto prazo, a expectativa da Companhia é que esses valores sejam realizados no longo prazo.

25.1 Contas a receber e a pagar

Contas a receber – correspondem a mútuos realizados com as controladas conforme descrito no quadro. Esses mútuos foram realizados para suprir a necessidade de caixa dessas empresas.

Contas a pagar – o mútuo realizado com a coligada Espra foi realizado para suprir necessidade de caixa.

Para ambos os saldos (a receber e a pagar), o valor devido está sujeito a correção pela TJLP, acrescido de juros que podem variar de 0,25% a 0,5% a.a..

25.2 Remuneração do pessoal chave da Administração

A remuneração do pessoal chave da Administração para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e de 2012, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 560, de 11 de dezembro de 2008, alcançou o montante de R\$2.530 e R\$2.602, respectivamente, valores compostos somente por benefícios de curto prazo.

Remuneração do Conselho de Administração e Diretoria Estatutária paga pela Companhia no exercício.

Controladora	31/12/2013			31/12/2012		
	Conselho de Administração (*)	Diretoria Estatutária	Total	Conselho de Administração (*)	Diretoria Estatutária	Total
Número de membros	2	5	7	2	5	7
Remuneração fixa acumulada	104	1.755	1.859	196	1.726	1.922
Salário ou pró-labore	96	1.755	1.851	164	1.726	1.890
Benefícios diretos e indiretos	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Remuneração por participação em comitê	8	n/a	8	32	n/a	32
Remuneração variável	n/a	671	671	n/a	4.053	4.053
Bônus	n/a	671	671	n/a	680	680
Pagamento baseado em ações	n/a	n/a	n/a	n/a	3.373	3.373
Benefícios pós emprego	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Valor total da remuneração por órgão	104	2.426	2.530	196	5.779	5.975

Remuneração média mensal do Conselho de Administração e Diretoria Estatutária.

Controladora	31/12/2013		31/12/2012	
	Conselho de Administração (*)	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração (*)	Diretoria Estatutária
Número de membros	2	5	2	5
Valor da maior remuneração individual	10	40	10	40
Valor da menor remuneração individual	8	25	4	25
Valor médio de remuneração individual	9	33	7	33

(*) a Companhia possui ainda 5 Conselheiros que não possuem remuneração.

25.3 Plano de Opção de Compra de Ações

O Plano de Opção de Compra de Ações da Companhia, instituído nos termos do artigo 168, § 3º, da Lei 6.404/76 e aprovado pela Assembleia Geral Extraordinária de 18 de janeiro de 2010, estabelece as condições gerais de outorga de opções de compra de ações de emissão da Companhia. O Plano tem como principal objetivo atrair profissionais qualificados e estimular a expansão e a consecução dos objetivos sociais da Companhia, alinhando interesses de seus acionistas e administradores. O Plano de Opção de Compra de Ações estabelece que sejam elegíveis como beneficiários de outorgas de opção de compra de ações, os administradores, executivos e empregados da Companhia, bem como as pessoas naturais que prestem serviços à Companhia ou às sociedades sob seu controle.

Elaborado visando o alto desempenho de seus projetos Eólicos, as outorgas e *vestings* são simultâneos e totalmente ligados ao sucesso dos marcos de cada projeto, sendo calculado ao percentual de 3% do Valor Presente Líquido do projeto calculado em cada data dos seguintes marcos:

- 10% na assinatura do contrato de venda de energia;
- 20% na assinatura do financiamento para construção do projeto;
- 20% na data de entrada em operação do projeto;
- 50% após um ano da entrada em operação do projeto.

A outorga de opções deve respeitar sempre o limite máximo de 5% (cinco por cento) do total de ações representativas do capital social da Companhia, em bases totalmente diluídas, computando-se nesse cálculo todas as opções já outorgadas nos termos do plano, exercidas ou não, exceto aquelas que tenham sido extintas sem terem sido exercidas e que voltarão a ficar disponíveis para novas outorgas. Uma vez exercida a opção, as ações objeto da respectiva opção serão emitidas por meio de aumento de capital da Companhia, a ser deliberado nos termos da legislação aplicável e do Estatuto Social da Companhia.

Em 31 de dezembro de 2013, a quantidade total de opções outorgadas e exercida em ato contínuo da Companhia é de 4.094.055 ações, na proporção de uma ação ordinária e duas ações preferenciais. Essas ações foram integralizadas ao valor de R\$0,34 por *unit* (uma ação ordinária e duas ações preferenciais).

O atual plano de pagamento baseado em ações não contempla novas adesões nem novos projetos. Entretanto, para os beneficiários desligados durante o exercício de 2013 houve outorgas de opções relativas a novos projetos como parte de condição contratual, conforme quadro abaixo:

Data da outorga	Quantidade de opções/units outorgadas	Valor justo da outorga	Preço de exercício	Valor justo na data da outorga
18/03/13	11.573	32,32	0,34	370
19/09/13	47.288	46,55	0,34	2.185
20/12/13	4.547	47,00	0,34	212
			Outros	25
				<u>2.792</u>

O valor justo das outorgas foi registrado na reserva de benefícios a empregados no montante de R\$2.792 (2012, R\$2.561).

As demais outorgas ocorridas no exercício de 2013 referem-se a plano de pagamento baseado em ações de projetos antigos já registrados.

Segue o detalhamento dos registros dos serviços prestados por projeto:

LER 2009					
		Qtde units	Valor units - R\$	Valor Total R\$/mil	Data outorga e vesting
10%	na assinatura do contrato de venda de energia	53.385	26,86	1.434	2011
20%	na assinatura do financiamento para construção do projeto	106.771	26,86	2.868	2011
20%	na data de entrada em operação do projeto	127.319	29,16	3.713	2012
50%	após um ano da entrada em operação do projeto	344.006	30,97	10.654	2013
		<u>631.481</u>		<u>18.669</u>	
LER 2010					
		Qtde units	Valor units - R\$	Valor Total R\$/mil	Data outorga e vesting
10%	na assinatura do contrato de venda de energia	27.272	26,86	733	2011
20%	na assinatura do financiamento para construção do projeto	72.772	29,40	2.139	previsto 2014
20%	na data de entrada em operação do projeto	78.693	29,40	2.314	previsto 2014
50%	após um ano da entrada em operação do projeto	215.340	29,40	6.331	previsto 2015
		<u>394.077</u>		<u>11.517</u>	
LEN 2011					
		Qtde units	Valor units - R\$	Valor Total R\$/mil	Data outorga e vesting
10%	na assinatura do contrato de venda de energia	10.498	31,76	333	2012
20%	na assinatura do financiamento para construção do projeto	34.106	29,40	1.003	previsto 2014
20%	na data de entrada em operação do projeto	37.841	29,40	1.113	previsto 2014
50%	após um ano da entrada em operação do projeto	101.468	29,40	2.983	previsto 2015
		<u>183.913</u>		<u>5.432</u>	

A Companhia ainda distribuiu as seguintes ações a título de sucesso na Oferta Pública Inicial (IPO) e acordos com executivos-chave:

	Controladora			Data outorga e vesting
	Qtde units	Valor units - R\$	Valor Total R\$/mil	
Sucesso Oferta Pública Inicial (IPO)	360.051	24,78	8.922	2011
Sucesso Oferta Pública Inicial (IPO)	125.000	32,96	4.120	2011
Acordo executivo-chave	48.000	33,15	1.591	2011
Acordo executivo-chave	22.890	25,35	580	2012
Acordo executivo-chave	54.000	26,76	1.445	2012
	<u>609.941</u>		<u>16.658</u>	

26. Instrumentos financeiros e gestão de riscos

A Companhia e suas controladas mantêm operações com instrumentos financeiros. A administração desses instrumentos é efetuada por meio de estratégia operacional e controles internos visando assegurar liquidez, segurança e rentabilidade. Os resultados obtidos com estas operações estão de acordo com as práticas adotadas pela Administração da Companhia.

A administração dos riscos associados a estas operações é realizada por meio da aplicação de práticas definidas pela Administração e inclui o monitoramento dos níveis de exposição de cada risco de mercado e previsão de fluxo de caixa futuros. Essas práticas determinam também que a atualização das informações em sistemas operacionais, assim como a informação e operacionalização das transações junto com as contrapartes sejam feitas.

a. Valor justo dos instrumentos financeiros

Valor justo é 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. O conceito de valor justo trata de inúmeras variações sobre métricas utilizadas com o objetivo de mensurar um montante em valor confiável.

A apuração do valor justo foi determinada utilizando as informações de mercado disponíveis e metodologias apropriadas de avaliação. Entretanto, um julgamento considerável é necessário para interpretar informações de mercado e estimar o valor justo. Algumas rubricas apresentam saldo contábil equivalente ao valor justo. Essa situação acontece em função desses instrumentos financeiros possuírem características similares aos que seriam obtidos se fossem negociados no mercado.

O uso de diferentes metodologias de mercado pode ter um efeito material nos valores de realização estimados. As operações com instrumentos financeiros estão apresentadas em nosso balanço pelo seu valor contábil, que equivale ao seu valor justo nas rubricas de caixa e equivalentes de caixa, clientes, partes relacionadas, cauções e depósitos vinculados e fornecedores. Para empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas, os saldos contábeis diferem do valor justo.

preços por agências reguladoras, e se esses preços representarem transações de mercado que ocorrem regularmente entre partes independentes, sem favorecimento.

Nível 2. Sem Mercado Ativo: Técnica de Avaliação - Para um instrumento que não tenha mercado ativo o valor justo deve ser apurado utilizando-se metodologia de avaliação/apreçamento. Podem ser utilizados critérios como dados do valor justo corrente de outro instrumento que seja substancialmente o mesmo, de análise de fluxo de caixa descontado e modelos de apreçamento de opções. O objetivo da técnica de avaliação é estabelecer qual seria o preço da transação na data de mensuração em uma troca com isenção de interesses motivada por considerações do negócio.

Nível 3. Sem Mercado Ativo: Inputs para o ativo ou passivo que não são baseados em variáveis observáveis de mercado (inputs não observáveis), para 31 de dezembro de 2013 e 2012 a Companhia não possuía nenhum instrumento financeiro classificado nesta categoria.

A seguir está um resumo dos instrumentos que são mensurados pelo seu valor justo:

Descrição	Saldo em 31/12/2013	Valor justo em 31 de dezembro de 2013		
		Mercado ativo - preço cotado (Nível 1)	Sem mercado ativo - técnica de avaliação (Nível 2)	Sem mercado ativo - inputs não observáveis (Nível 3)
Ativos				
Aplicações financeiras	351.711	-	351.711	-

Aplicações Financeiras: elaborado levando-se em consideração as cotações de mercado do papel, ou informações de mercado que possibilitem tal cálculo, levando-se em consideração as taxas futuras de juros e câmbio de papéis similares. O valor de mercado do título corresponde ao seu valor de vencimento trazido a valor presente pelo fator de desconto obtido da curva de juros de mercado em reais.

No decorrer dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012 não houve transferências entre avaliações de valor justo nível 1 e nível 2 nem entre o nível 3 e nível 2.

d. Risco de Mercado

O risco de mercado é apresentado como a possibilidade de perdas monetárias em função das oscilações de variáveis que tenham impacto em preços e taxas negociadas no mercado. Essas flutuações geram impacto a praticamente todos os setores e, portanto, representam fatores de riscos financeiros.

Os empréstimos e financiamentos captados pela Companhia e suas Controladas apresentados na nota 16, possuem como contrapartes o BNB, BNDES e Debenturistas. As regras contratuais para os passivos financeiros criam riscos atrelados a essas exposições. Em 31 de dezembro de 2013, a Companhia e suas controladas possuíam um risco de mercado associado ao CDI, TJLP e Taxa pré-fixada.

e. Análise de sensibilidade (Consolidado)

A Companhia e suas controladas apresentam abaixo as informações suplementares sobre seus instrumentos financeiros que são requeridas pela Instrução CVM nº 475/08, especificamente sobre a análise de sensibilidade complementar à requerida pelas IFRSs e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil. Na elaboração dessa análise de sensibilidade suplementar, a Companhia adotou as seguintes premissas, definidas na Instrução CVM nº 475/08:

- definição de um cenário provável do comportamento do risco que, caso ocorra, possa gerar resultados adversos para a Companhia, e que é referenciado por fonte externa independente (Cenário I);
- definição de dois cenários adicionais com deteriorações de, pelo menos, 25% e 50% na variável de risco considerada (Cenário II e Cenário III, respectivamente); e
- apresentação do impacto dos cenários definidos no valor justo dos instrumentos financeiros operados pela Companhia e suas controladas.

Operação	Risco	Cenário I - Cenário Provável	Cenário II - deterioração de 25%	Cenário III - deterioração de 50%
Taxa efetiva em 31 de dezembro de 2013		9,77%	9,77%	9,77%
Aplicações financeiras:	Baixa do CDI	351.711	351.711	351.711
Taxa anual estimada do CDI para 2014		10,50%	7,88%	5,25%
Efeito anual nas aplicações financeiras:				
Ganho		2.374		
Perda			(6.164)	(14.702)

Operação	Risco	Cenário I - Cenário Provável	Cenário II - deterioração de 25%	Cenário III - deterioração de 50%
Taxa efetiva em 31 de dezembro de 2013		9,77%	9,77%	9,77%
Empréstimos:				
DEBÊNTURES - RENOVA	Alta do CDI	338.086	338.086	338.086
NOTAS PROMISSÓRIAS - LER 2010 E LEN 2011	Alta do CDI	406.147	406.147	406.147
Taxa anual estimada do CDI para 2014		10,50%	13,13%	15,75%
Efeito anual nos empréstimos:				
Perda		6.012	27.629	49.246

Operação	Risco	Cenário I - Cenário Provável	Cenário II - deterioração de 25%	Cenário III - deterioração de 50%
Taxa efetiva em 31 de dezembro de 2013		5,00%	5,00%	5,00%
Empréstimos:				
BNDES - LP - LER 2009	Alta da TJLP	929.884	929.884	929.884
BNDES - CP - LER 2010 e LEN 2011	Alta da TJLP	625.226	625.226	625.226
Taxa anual estimada da TJLP para 2014		5,00%	6,25%	7,50%
Efeito anual nos empréstimos:				
Perda		-	19.439	38.878

Para as aplicações financeiras o cenário provável considera as taxas futuras da SELIC, que é base para determinação da taxa CDI, conforme expectativas obtidas junto ao Banco Central do Brasil, com horizonte de um ano, 10,50%. Os cenários II e III consideram uma redução dessa taxa em 25% (7,88% a.a.) e 50% (5,25% a.a.), respectivamente. Estas projeções também são realizadas para as debêntures e notas promissórias que são

vinculadas à taxa CDI as quais foram projetadas nos cenários II e III considerando um aumento de 25% (13,13%) e 50% (15,75%), respectivamente.

Para os empréstimos e financiamentos vinculados à TJLP, a Companhia e suas controladas consideraram um cenário provável com base na taxa para o segundo trimestre de 2013 obtida do BNDES o qual espera-se a manutenção desta taxa para o horizonte de um ano, 5%. Os cenários II e III consideram uma alta dessas taxas em 25% (6,25%) e 50% (7,50%), respectivamente. Observa-se que o spread médio ponderado nas aplicações financeiras e nos empréstimos são: (i) 100,92% do CDI nas aplicações financeiras; (ii) 1,99% + TJLP para os empréstimos com BNDES e (iii) 123,45% do CDI para as debêntures.

Os efeitos (aumento/redução) demonstrados nessa análise de sensibilidade referem-se às variações das taxas de juros consideradas para os cenários I, II e III em relação à taxa de juros efetiva em 31 de dezembro de 2013.

Essas análises de sensibilidade foram preparadas de acordo com a Instrução CVM nº 475/2008, tendo como objetivo mensurar o impacto às mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia e de suas controladas. No entanto, a liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores diferentes dos estimados devido à subjetividade que está contida no processo utilizado na preparação dessas análises.

f. Risco de Liquidez

O risco de liquidez evidencia a capacidade da controlada e controladora em liquidar as obrigações assumidas. Para determinar a capacidade financeira da controlada em cumprir adequadamente os compromissos assumidos, os fluxos de vencimentos dos recursos captados e de outras obrigações fazem parte das divulgações. Informações com maior detalhamento sobre os empréstimos captados pela Companhia são apresentadas na nota 16.

A Administração da Companhia somente utiliza linhas de crédito que possibilitem sua alavancagem operacional. Essa premissa é afirmada quando observamos as características das captações efetivadas.

O fluxo de realização para as obrigações assumidas em suas condições contratuais são apresentadas conforme quadro a seguir:

Instrumentos a taxa de juros	Total	Consolidado			
		31/12/2013			
		De 1 a 3 meses	De 3 meses a 1 ano	De 1 ano a 5 anos	Mais de 5 anos
Pré fixadas					
Empréstimos, financiamentos e encargos da dívida	102.191	1.360	4.196	25.496	71.139
Pós fixadas					
Empréstimos, financiamentos e encargos da dívida	1.961.257	17.977	1.077.217	244.710	621.353
Debêntures	338.086	-	11.269	131.853	194.964
Total	2.401.534	19.337	1.092.682	402.059	887.456

g. Risco de crédito

O risco de crédito compreende a possibilidade da Companhia não realizar seus direitos. Essa descrição está diretamente relacionada às rubricas de caixa e equivalentes de caixa, clientes, cauções e depósitos vinculados, entre outros.

Ativos financeiros	Nota	Valor contábil			
		Consolidado		Controladora	
		31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa e aplicações	7	374.047	608.122	110.686	384.006
Contas a receber de clientes	8	20.923	21.309	1	157
Cauções e depósitos vinculados	11	27.231	25.403	40	40
Não circulante					
Cauções e depósitos vinculados	11	123.981	82.791	451	451

No setor de energia elétrica as operações realizadas estão direcionadas ao regulador que mantém informações ativas sobre as posições de energia produzida e consumida. A partir dessa estrutura planejamentos são criados buscando o funcionamento do sistema sem interferências ou interrupções. As comercializações são geradas a partir de leilões, contratos, entre outras. Esse mecanismo agrega a confiabilidade e controla a inadimplência entre participantes setoriais.

Outra fonte de risco de crédito é associada às aplicações financeiras. A administração desses ativos financeiros é efetuada por meio de estratégias operacionais e controles internos visando assegurar liquidez, segurança e rentabilidade.

A Companhia não efetua aplicações em caráter especulativo. A Companhia gerencia seus riscos de forma contínua, avaliando se as práticas adotadas na condução das suas atividades estão em linha com as políticas preconizadas pela Administração. A Companhia não faz uso de instrumentos financeiros de proteção patrimonial, pois acredita que os riscos aos quais estão ordinariamente expostos seus ativos e passivos compensam-se entre si no curso natural das suas atividades. A administração dos instrumentos financeiros é efetuada por meio de estratégias operacionais, visando liquidez, rentabilidade e segurança. A política de controle consiste em acompanhamento permanente das condições contratadas versus condições vigentes no mercado. Em 31 de dezembro de 2013 a Companhia não efetuou aplicações de caráter especulativo, em derivativos ou quaisquer outros ativos de risco.

Para os ativos financeiros resultantes de aplicações financeiras, a Companhia somente realiza operações com instituições financeiras classificadas com baixo risco avaliadas por agências de *rating*, com a finalidade de garantir uma rentabilidade maior com uma segurança agregada aos resultados. A Administração entende que as operações de aplicações financeiras contratadas não expõem a Companhia a riscos significativos que futuramente possam gerar prejuízos materiais.

h. Operações com instrumentos financeiros derivativos

Não houve operações de instrumentos financeiros derivativos nos exercícios apresentados.

i. Gestão de capital

	Consolidado	
	31/12/2013	31/12/2012
Dívida de financiamentos e empréstimos	2.390.256	1.503.522
(-) Caixa e equivalentes de caixa e aplicações	374.047	608.122
Dívida líquida	2.016.209	895.400
Patrimônio líquido	1.000.600	991.397
Índice de alavancagem financeira - %	202%	90%

Os objetivos da Companhia ao administrar seu capital são os de salvaguardar sua capacidade de continuidade para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de manter uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo.

Para manter ou ajustar a estrutura do capital, a Companhia pode rever a política de pagamento de dividendos, devolver capital aos acionistas ou, ainda, emitir novas ações ou vender ativos para reduzir, por exemplo, o nível de endividamento.

Em 31 de dezembro de 2013, o passivo circulante é maior que o ativo circulante em função dos empréstimos-ponte que tem vencimento em junho de 2014 ou na data de desembolso da primeira parcela do Contrato de Financiamento de Longo Prazo que venha a ser assinado entre o BNDES e a Companhia.

A Administração da Companhia vem conduzindo ações com o objetivo de melhorar a sua estrutura financeira e de capital de giro que incluem, principalmente a entrada da CEMIG GT no bloco de controle da Renova com um aporte de capital no montante de R\$1.414.732, sendo R\$739.943 utilizados para a aquisição da Brasil PCH e o restante para reforço de caixa conforme descrito na nota 1.1 e 31. Além disso, já enquadrou junto ao BNDES o alongamento de sua dívida por meio da contratação de financiamento de longo prazo.

j. Risco da escassez de vento

Esse risco decorre da possibilidade da falta de vento ocasionada por fatores naturais, o qual é minimizado em função das “jazidas de vento” do Brasil estarem entre as melhores do mundo, pois, além de contar com alta velocidade, os ventos são considerados bem estáveis, diferentes de certas regiões da Ásia e dos Estados Unidos, sujeitas a ciclones, tufões e outras turbulências.

k. Risco da escassez hidrológica

A controlada indireta Energética Serra da Prata S.A. gera energia por meio de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). Um período prolongado de escassez de chuva, durante a estação úmida, reduzirá o volume de água nos reservatórios dessas usinas. Numa situação extrema isso implicaria em redução de receita.

27. Lucro por ação

O lucro (prejuízo) por ação básico é calculado por meio da divisão do lucro líquido (prejuízo) do exercício atribuído aos detentores de ações ordinárias e preferenciais da controladora pela quantidade média ponderada de ações ordinárias e preferenciais disponíveis durante o exercício.

O lucro (prejuízo) por ação diluído é calculado por meio da divisão do lucro líquido (prejuízo) atribuído aos detentores de ações ordinárias e preferenciais da controladora pela quantidade média ponderada de ações ordinárias e preferenciais disponíveis durante o exercício, mais a quantidade média ponderada de ações ordinárias que seriam emitidas no pressuposto do exercício das opções de compra de ações com valor de exercício inferior ao valor de mercado.

De acordo com o estatuto social da Companhia as ações preferenciais possuem participação nos lucros distribuídos em igualdade com as ações ordinárias.

O quadro a seguir apresenta os dados de resultado e quantidade de ações utilizadas no cálculo dos lucros (prejuízos) básico e diluído por ação para cada um dos exercícios apresentados na demonstração de resultados:

	Consolidado		Controladora	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Lucro (prejuízo) do exercício	6.271	(6.017)	5.528	(7.531)
<u>Lucro (prejuízo) por ação básico:</u>				
Média ponderada das ações ordinárias disponíveis (em milhares)	230.476	209.410	230.476	209.410
Lucro (prejuízo) por ação básico (em R\$)	0,03	(0,03)	0,02	(0,04)
<u>Lucro por ação diluído:</u>				
Média ponderada das ações ordinárias disponíveis (em milhares)	230.476	209.410	230.476	209.410
Efeito dilutível das opções de compra de ações (em milhares)	28	63	28	63
Total de ações aplicáveis à diluição (em milhares)	230.504	209.473	230.504	209.473
Lucro (prejuízo) por ação diluído (em R\$)	0,03	(0,03)	0,02	(0,04)

28. Cobertura de Seguros

A Companhia e suas controladas mantêm seguros para determinados bens do ativo imobilizado bem como para responsabilidade civil e outras garantias contratuais. O resumo das apólices vigentes em 31 de dezembro de 2013 é como segue:

Riscos de geração, construção e transmissão:

Operação					
Objeto da Garantia	Importância Segurada	Vigência		Segurado	
		Início	Fim		
Garantia - Obrigações Contratuais	R\$ 183	08/09/2013	08/09/2014	COELBA	
Riscos Operacionais	R\$ 156.109	25/09/2012	25/09/2014	ESPRA	
Responsabilidade Civil	R\$ 20.000	25/09/2012	25/09/2014	ESPRA	
Construção					
Objeto da Garantia	Importância Segurada	Vigência		Segurado	
		Início	Fim		
Garantia Executante Construtor (LER 2009)	R\$ 48.519	01/10/2012	01/02/2014	ANEEL	
Garantia de execução do fiel cumprimento de implantação LER 2010	R\$ 29.470	06/12/2010	14/04/2014	ANEEL	
Garantia de execução do fiel cumprimento de implantação LEN 2011	R\$ 41.193	05/12/2011	01/06/2014	ANEEL	
Risco de Engenharia / ALOP (LER 2009)	R\$ 1.287.348	30/06/2012	28/02/2014	Renova Energia	
Risco de Engenharia / ALOP (LER 2010)	R\$ 672.254	29/11/2012	30/03/2014	ANEEL	
Risco de Engenharia / ALOP (LEN 2011)	R\$ 785.586	29/11/2012	01/05/2014	ANEEL	
Responsabilidade Civil – LER 2009	R\$ 10.000	28/06/2013	28/06/2014	Renova Energia	
Responsabilidade Civil - LER 2010	R\$ 20.000	29/11/2012	30/03/2014	Renova Energia	
Responsabilidade Civil - LEN 2011	R\$ 20.000	29/11/2012	01/05/2014	Renova Energia	
Transporte / Delay Start Up (Projeto LER 2010 / LEN 2011)	R\$ 801.500	30/11/2012	01/05/2014	Renova Energia	
Garantia Executante Construtor (LEN 2012)	R\$ 3.144	02/04/2013	01/04/2017	ANEEL	
Garantia Executante Construtor (LER 2013)	R\$ 31.750	05/12/2013	01/12/2015	ANEEL	
Administração e Portfólio					
Objeto da Garantia	Importância Segurada	Vigência		Segurado	
		Início	Fim		
Seguros de Responsabilidade Civil geral de administradores – D&O	R\$ 30.000	18/12/2013	18/12/2014	Renova Energia	
Seguro de Responsabilidade Civil para Oferta Pública de Ações – POSI	R\$ 25.000	07/07/2013	07/07/2014	Renova Energia	
Seguro Escritório - Filiais	R\$ 2.250	19/11/2013	07/11/2014	Renova Energia	
Seguro Escritório - Sede	R\$ 3.000	07/11/2012	07/11/2014	Renova Energia	
Garantia de Registro - PB - PCH Açungui	R\$ 916	13/08/2012	14/08/2014	ANEEL	
Garantia ICGLEN 2011 - 1ª Fase	R\$ 5.560	10/08/2012	03/04/2014	ANEEL	
Garantia ICGLEN 2011 - 2ª Fase	R\$ 5.560	23/08/2012	01/02/2014	ANEEL	
Garantia de Concorrência - 2013	R\$ 21.971	03/03/2013	06/05/2014	CCEE	

29. Compromissos

A Companhia e suas controladas possuem obrigações contratuais e compromissos assumidos relativos a construção dos parques do LER 2010 e LEN 2011, incluindo aquisições de máquinas e equipamentos no montante de R\$228.583 para pagamento em 2014.

30. Transações não envolvendo caixa

Durante o exercício de 2013, a Companhia realizou as seguintes operações não envolvendo caixa; portanto, essas não estão refletidas na demonstração dos fluxos de caixa:

	Consolidado		Controladora	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Encargos financeiros capitalizados	44.884	33.474	6.241	4.034
Dividendos propostos de controladas	-	-	(5.142)	(15.310)
Integralização de capital em controladas com despesas de pagamento baseado em ações (ativo imobilizado)	2.792	536	2.792	536
Integralização de capital em controladas com mútuos	-	-	-	2.908
Integralização de capital em controladas com ativo imobilizado	-	-	-	40.180
Aquisição de ativo imobilizado - fornecedores	226.657	153.685	-	-
Rendimentos financeiros capitalizados	(3.772)	-	-	-

31. Eventos subsequentes

No dia 14 de fevereiro de 2014, a CEMIG GT realizou um AFAC (adiantamento para futuro aumento de capital) de R\$739.943 na Chipley SP Participações S.A., subsidiária da Companhia, que foram utilizados integralmente para o pagamento da aquisição de 51% da Brasil PCH (49% de participação detida pela Petrobras e 2% detida pela Jobelpa), compartilhando assim o seu controle.

A Companhia oportunamente aprovará, por meio de seu Conselho de Administração, um aumento de capital no valor total de até R\$3.236 milhões, pelo preço de emissão de R\$16,2266 (dezesseis reais vinte e dois centavos e sessenta e seis milésimos) por ação ordinária, equivalente a R\$48,6798 (quarenta e oito reais sessenta e sete centavos e noventa e oito milésimos) por Unit, que será corrigido pela variação do CDI desde 31/12/2012 até a data da reunião do Conselho de Administração que aprovará esse aumento de capital.

Segundo o Acordo de Investimento celebrado em 08 de agosto de 2013 entre a Companhia, RR Participações S.A., Light Energia S.A., CEMIG Geração e Transmissão S.A. e a Chipley Participações S.A., os direitos de preferência de participar no aumento de capital das ações que integram o bloco de controle formado pelos acionistas RR Participações e Light Energia foram cedidos para a CEMIG GT, que assumiu o compromisso de até o dia 31 de março de 2014, subscrever as ações e integralizar o capital de R\$1.415 milhões (corrigido pela variação do CDI desde 31/12/2012 até a data da reunião do Conselho de Administração que aprovará o aumento de capital), sendo que, do referido valor, R\$ R\$739.943 será integralizado mediante cessão, à Companhia, do AFAC realizado pela CEMIG GT na Chipley.

Ainda segundo o Acordo de Investimento, a subscrição de ações poderá ser realizada pela própria CEMIG GT e/ou fundo de investimento em participação (“FIP”), ou, ainda, sociedade de propósito específico (“SPE”) controlada por tal fundo.

Após o aumento de capital será celebrado novo acordo de acionistas no qual CEMIG GT, RR Participações e Light Energia farão parte do bloco de controle da Companhia.

A depender do exercício do direito de preferência dos demais acionistas, a composição acionária da Renova após o aumento de capital poderá variar entre os dois casos a seguir:

Aumento de capital subscrito e integralizado apenas pela CEMIG GT

RENOVA ENERGIA	Ações ON		Ações PN		Total de Ações	% do Capital Social Total
	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%
Bloco de Controle	188.309.284	77,15%	-	0,00%	188.309.284	59,13%
RR Participações	50.561.797	20,71%	-	0,00%	50.561.797	15,88%
Light Energia	50.561.797	20,71%	-	0,00%	50.561.797	15,88%
CEMIG GT/FIP/SPE	87.185.690	35,73%	-	0,00%	87.185.690	27,37%
Outros Acionistas	55.775.616	22,85%	74.408.816	100,00%	130.184.432	40,87%
RR Participações*	18.560.093	7,60%	-	0,00%	18.560.093	5,83%
BNDESPAR	9.311.425	3,81%	18.622.850	25,03%	27.934.275	8,77%
Outros	27.904.098	11,44%	55.785.966	74,97%	83.690.064	26,27%
Total	244.084.900	100,00%	74.408.816	100,00%	318.493.716	100,00%

* Ações fora do bloco de controle

Nota: Bloco de controle considera ações sujeitas ao acordo de acionistas

Aumento de capital subscrito e integralizado pela CEMIG GT e por todos os Outros Acionistas

RENOVA ENERGIA	Ações ON		Ações PN		Total de Ações	% do Capital Social Total
	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%
Bloco de Controle	188.309.284	52,85%	-	0,00%	188.309.284	43,72%
RR Participações	50.561.797	14,19%	-	0,00%	50.561.797	11,74%
Light Energia	50.561.797	14,19%	-	0,00%	50.561.797	11,74%
CEMIG GT/FIP/SPE	87.185.690	24,47%	-	0,00%	87.185.690	20,24%
Outros Acionistas	168.016.675	47,15%	74.408.816	100,00%	242.425.491	56,28%
RR Participações*	34.562.041	9,70%	-	0,00%	34.562.041	8,02%
BNDESPAR	33.395.508	9,37%	18.622.850	25,03%	52.018.358	12,08%
Outros	100.059.126	28,08%	55.785.966	74,97%	155.845.092	36,18%
Total	356.325.959	100,00%	74.408.816	100,00%	430.734.775	100,00%

* Ações fora do bloco de controle

Nota: Bloco de controle considera ações sujeitas ao acordo de acionistas

* * *

Carlos Mathias Aloysius Becker Neto
Diretor Presidente

Alexandre Nogueira Machado
Diretor de Engenharia e de Operações

Ricardo de Lima Assaf
Diretor Jurídico e de Compras

Pedro V.B. Pileggi
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Ney Maron de Freitas
Diretor de Sustentabilidade e de Comunicação

Reinaldo Silveira
Contador CRC 014311-0/0-S- SP



RELEASE DE RESULTADOS 4T13/2013

São Paulo, 17 de fevereiro de 2013.

DESTAQUES DO PERÍODO E EVENTOS SUBSEQUENTES

- Entrada da CEMIG GT no bloco de controle da Companhia e aquisição de 51% da Brasil PCH.
- Ano de maior contratação de energia na história da Renova: 257,6 MW médios no mercado regulado e 15,0 MW médios no mercado livre.
- Desenvolvimento de projetos de energia solar.
- Importante parceria estratégica com a Alstom: contrato para fornecimento de equipamentos totalizando 1,2 GW de capacidade instalada em energia eólica.
- Alto Sertão I: *potencial eólico medido* dos parques do Alto Sertão I continua superior ao P50.
- Alto Sertão II: etapa final das obras e financiamento.
- Revisão da garantia física das PCHs da controlada ESPRA.
- Receita operacional líquida de R\$ 58,5 milhões no trimestre e de R\$ 226,0 milhões no ano, crescimento de 44,0% e 95,4% respectivamente.
- EBITDA atingiu R\$ 158,0 milhões em 2013, crescimento de 180,2% em relação ao ano anterior, com margem de 69,9%.
- Lucro líquido de R\$ 6,3 milhões em 2013, ante prejuízo de R\$ 6,0 milhões no ano anterior.

RELAÇÕES COM INVESTIDORES

Pedro Pileggi
Diretor Financeiro e de RI

Flávia Carvalho
Gerente de RI

Fernanda Kitamura
Analista de RI

ri@renovaenergia.com.br
(11) 3509-1104

ASSESSORIA DE IMPRENSA
Inês Castelo - *ines@tree.inf.br*
(11) 3093-3600

DADOS EM 14/02/2014

RNEW11 = R\$ 44,50/Unit

VALOR DE MERCADO BM&FBOVESPA
R\$ 3.431,0 milhões

Renova Energia S.A. (RNEW11) é uma companhia de geração de energia por fontes renováveis com foco em parques eólicos, pequenas centrais hidrelétricas e projetos de energia solar. A Renova é a maior empresa de energia renovável em capacidade instalada contratada no Brasil. A empresa faz a prospecção, desenvolvimento e implementação de empreendimentos de geração de energia renovável. Nos seus 13 anos de atuação, a Renova investiu na formação de uma equipe multidisciplinar, altamente capacitada e composta por profissionais com experiência no setor elétrico. A Renova comercializou 1.217,4 MW de capacidade instalada de energia eólica no mercado regulado e 545,7 MW no mercado livre. Adicionalmente, a Companhia possui 190,2 MW de capacidade instalada de energia de PCHs, sendo que 148,4 MW são provenientes da participação de 51% na Brasil PCH.

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

O ano de 2013 foi marcado por grandes conquistas para a Renova. No final do ano, a Companhia deu um passo importante na sua história de crescimento e atração de parceiros estratégicos com o acordo para a aquisição de 51% da Brasil PCH e a entrada da CEMIG GT no bloco de controle da Renova.

A Brasil PCH detém 13 pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), com capacidade instalada de 291 MW e energia assegurada de 194 MW médios.

A aquisição, que foi efetivada no dia 14 fevereiro de 2014, adicionou ativos operacionais na Companhia, melhorando o balanceamento entre os projetos em operação e os projetos em construção e desenvolvimento. Além disso, a Brasil PCH irá contribuir de forma importante para a geração de caixa da Companhia, que poderá utilizar esse caixa no crescimento da Renova, tanto em projetos já contratados, como em novos projetos.

A Companhia irá aprovar um aumento de capital no qual a CEMIG GT irá subscrever e integralizar R\$ 1.414,7 milhões (corrigidos pela variação do CDI desde 31/12/2012) e passará a compor o bloco de controle da Companhia, garantido assim, a participação direta na Renova de um dos maiores e mais experientes grupos de energia do Brasil.

No que tange à fonte eólica, em 2013 a Renova fez a maior contratação de energia da sua história e, além de já ser líder nessa fonte no Brasil, tornou-se líder em energia renovável em capacidade instalada contratada no país.

Nos dois leilões que a Companhia participou, a Renova comercializou 514,5 MW de energia em capacidade instalada, comprovando que sua estratégia de crescimento por *greenfield* também foi assertiva. A parceria com a Alstom, formalizada no início do ano, garantiu a disponibilidade dos equipamentos e a competitividade do capex dos projetos, além disso, o *know how* da equipe de prospecção garantiu parques com atraentes fatores de capacidade, escala e sinergias.

No ambiente livre, a Renova comercializou em abril um contrato de 15,0 MW médios, que será implementado na Bahia, no mesmo local onde estão sendo desenvolvidos a maioria dos projetos da Companhia.

Durante o ano de 2013, a Companhia também continuou a executar seus projetos já contratados, avançando nas obras do Alto Sertão II, que compreende os parques eólicos que comercializaram energia no LER 2010 e A-3 2011 e deu o *kick-off* para início da implantação do Alto Sertão III, complexo que compreende os demais parques que serão desenvolvidos na mesma região e que tem início de suprimento entre 2015 e 2017. Os parques do LER 2010 estão com 100% das turbinas montadas e os parques do A-3 2011 estão em fase final de montagem.

Já os parques do Alto Sertão I, que estão aptos a operar, continuam a mostrar ótimo potencial eólico. De acordo com as medições feitas nas localizações exatas de cada parque, se eles estivessem com as linhas de transmissão prontas, a produção estimada de energia desde sua conclusão teria superado em 7,2% o P50 (estimativa média de produção de energia) e em 26,1% o P90 (estimativa conservadora de produção).

Em 2013, a Companhia também avançou no desenvolvimento da fonte solar. Foram concluídos dois projetos de geração distribuída, o primeiro em uma mineradora de ouro em Goiás, o segundo em uma residência no Rio de Janeiro e a Companhia segue implementando novos projetos com essa fonte. A Renova possui uma equipe dedicada ao desenvolvimento de novas tecnologias e acredita que a energia solar tende a se tornar cada vez mais viável, à medida que receba incentivos e que sua cadeia produtiva se desenvolva, a exemplo do que aconteceu com a fonte eólica nos últimos anos.

Olhando para 2014, a Companhia segue otimista com sua capacidade de crescimento, execução e geração de valor, seja por meio de novos projetos eólicos, desenvolvimento de novas tecnologias, análise de outras fontes renováveis ou ainda por aquisições ou parcerias estratégicas.

1. DESTAQUES EM DETALHE:

1.1. Entrada da CEMIG GT no bloco de controle da Companhia e aquisição de 51% da Brasil PCH.

Em 2013, a Renova deu mais um importante passo na sua história de crescimento e atração de parceiros estratégicos com a aquisição de 51% da Brasil PCH e a entrada da CEMIG GT no bloco de controle da Companhia.

A aquisição é estratégica para a Renova que adicionou ativos operacionais em sua base, melhorando o balanceamento entre os ativos já em operação e os ativos em construção e desenvolvimento.

A Brasil PCH incrementará a geração de caixa da Companhia e irá permitir a utilização desse caixa no crescimento da Renova, tanto em projetos já contratados, como em novos projetos.

Além disso, o fortalecimento da fonte hídrica no portfólio da Companhia também é positivo, uma vez que existe complementariedade entre as fontes eólicas e hídricas e diminui o risco de dependência de uma única fonte.

Em sequência aos Fatos Relevantes divulgados em 08 de agosto de 2013 e em 28 de outubro de 2013 e nos termos do Acordo de Investimento (“AI”) celebrado em 08 de agosto de 2013 entre a Companhia, RR Participações S.A. (“RR Participações”), Light Energia S.A. (“Light Energia”), CEMIG Geração e Transmissão S.A. (“CEMIG GT”) e a Chipley Participações S.A. (“Chipley”) e, ainda, conforme aprovado na Reunião do Conselho de Administração da Renova em 12 de fevereiro de 2014, a Companhia anunciou no dia 14 de fevereiro de 2014 que a CEMIG GT realizou um adiantamento para futuro aumento de capital (“AFAC”) no valor de R\$ 739,9 milhões que foi integralmente utilizado para o pagamento da aquisição de 51% da Brasil PCH pela Chipley, subsidiária da Companhia.

A Companhia oportunamente aprovará, por meio de seu Conselho de Administração, um aumento de capital no valor total de até R\$ 3.236,0 milhões, pelo preço de emissão de R\$ 16,2266 por ação (equivalente a R\$ 48,6798 por Unit) (“Aumento de Capital”). Referido Aumento de Capital será corrigido e ajustado, desde 31 de dezembro de 2012 e até a data de sua aprovação pelo Conselho de Administração da Companhia, pela variação do Certificado de Depósito Interbancário (CDI), conforme estabelecido no AI.

De acordo com o AI, os direitos de preferência de participar no aumento de capital das ações que integram o bloco de controle dos acionistas da Companhia RR Participações e Light Energia serão cedidos para a CEMIG GT. A CEMIG GT, assim, assumirá o compromisso de subscrever e integralizar o montante de R\$ 1.414,7 milhões (data base 31/12/2012), sendo que, do referido valor, R\$ R\$ 739,9 milhões será integralizado mediante cessão, à Companhia, do AFAC realizado pela CEMIG GT na Chipley. Ainda segundo o AI, a subscrição de ações poderá ser realizada pela própria CEMIG GT e/ou fundo de investimento em participação (“FIP”), ou, ainda, sociedade de propósito específico (“SPE”) controlada por tal fundo.

Após o aumento de capital será celebrado novo acordo de acionistas no qual CEMIG GT, RR Participações e Light

Energia farão parte do bloco de controle da Companhia.

A depender do exercício do direito de preferência dos demais acionistas, a composição acionária da Renova após o aumento de capital poderá variar entre os dois casos a seguir:

Aumento de capital subscrito e integralizado apenas pela CEMIG GT

RENOVA ENERGIA	Ações ON		Ações PN		Total de Ações	
Bloco de Controle	188.309.284	77,1%	-	-	188.309.284	59,1%
RR Participações	50.561.797	20,7%	-	-	50.561.797	15,9%
Light Energia	50.561.797	20,7%	-	-	50.561.797	15,9%
CEMIG GT/FIP/SPE	87.185.690	35,7%	-	-	87.185.690	27,4%
Outros Acionistas	55.775.616	22,9%	74.408.816	100,0%	130.184.432	40,9%
RR Participações*	18.560.093	7,6%	-	0,0%	18.560.093	5,8%
BNDESPAR	9.311.425	3,8%	18.622.850	25,0%	27.934.275	8,8%
Outros	27.904.098	11,4%	55.785.966	75,0%	83.690.064	26,3%
Total	244.084.900	100,0%	74.408.816	100,0%	318.493.716	100,0%

Aumento de capital subscrito e integralizado pela CEMIG GT e por todos os Outros Acionistas

RENOVA ENERGIA	Ações ON		Ações PN		Total de Ações	
Bloco de Controle	188.309.284	52,8%	-	-	188.309.284	43,7%
RR Participações	50.561.797	14,2%	-	-	50.561.797	11,7%
Light Energia	50.561.797	14,2%	-	-	50.561.797	11,7%
CEMIG GT/FIP/SPE	87.185.690	24,5%	-	-	87.185.690	20,2%
Outros Acionistas	168.016.675	47,2%	74.408.816	100,0%	242.425.491	56,3%
RR Participações*	34.562.041	9,7%	-	-	34.562.041	8,0%
BNDESPAR	33.395.508	9,4%	18.622.850	25,0%	52.018.358	12,1%
Outros	100.059.126	28,1%	55.785.966	75,0%	155.845.092	36,2%
Total	356.325.959	100,0%	74.408.816	100,0%	430.734.775	100,0%

*Ações da RR fora do bloco de controle

Para informações mais detalhadas sobre o aumento de capital, consultar o *website* da Companhia (www.renovaenergia.com.br/ri).

Sobre a Brasil PCH

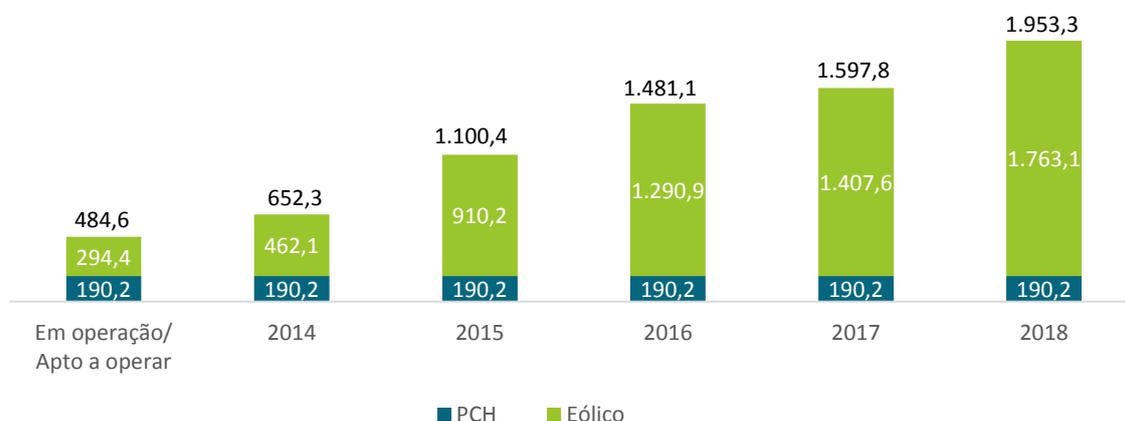
A Brasil PCH detém 13 pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), com capacidade instalada de 291 MW e energia assegurada de 194 MW médios.

Todas as PCHs possuem contratos de longo prazo (20 anos) de venda de energia no âmbito do PROINFA.

Com a aquisição, a Companhia aumenta sua base de ativos operacionais e sua consequente geração de caixa disponível para investir no crescimento da Renova.

Após a aquisição de participação na Brasil PCH, a capacidade instalada contratada da Renova passa ser de 1.953,3 MW, sendo 24,8% de ativos em operação.

Capacidade Instalada Contratada da Companhia



1.2. Ano de maior contratação de energia da história da Renova: 257,6 MW médios no mercado regulado e 15,0 MW médios no mercado livre.

Em 2013 a Renova comercializou 257,6 MW médios, o que corresponde a 514,5 MW instalados em dois leilões do mercado regulado e 15,0 MW médios no mercado livre.

- Leilão de Energia de Reserva de 2013 (LER 2013)

A Companhia comercializou no Leilão de Energia de Reserva de 2013 (LER 2013) 73,7 MW médios a serem gerados por nove parques eólicos, localizados no estado da Bahia, que correspondem a 159,0 MW de capacidade instalada.

Os contratos decorrentes desta comercialização serão celebrados com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A vigência dos contratos será de 20 anos, tendo início de suprimento de energia em 1º de setembro de 2015. Os lotes foram vendidos ao preço médio de R\$ 106,02 por MWh e o reajuste pelo IPCA ocorre anualmente a partir de 1º de setembro de 2013.

Quadro-resumo dos parques eólicos do LER 2013:

LER 2013	
Parques Eólicos	Capacidade Instalada (MW)
Abil	23,7
Acácia	16,2
Angico	8,1
Folha de Serra	21,0
Jabuticaba	9,0
Jacarandá do Cerrado	21,0
Taboquinha	21,6
Tabua	15,0
Vaqueta	23,4
TOTAL LER 2013	159,0

- Leilão de Energia Nova A-5 de 2013 (A-5 2013)

A Companhia comercializou no Leilão de Energia Nova A-5 de 2013 (A-5 2013) 183,9 MW médios a serem gerados por 17 parques eólicos, localizados no estado da Bahia, que correspondem a 355,5 MW de capacidade instalada.

Os parques eólicos foram comercializados por um consórcio formado pela Companhia e pela empresa Moinhos de Vento Energia S.A. (“Moinhos de Vento”), no qual a Renova possui 99,99% e a Moinhos de Vento possui 0,01% de participação. De acordo com as cláusulas contratuais, após a constituição das Sociedades de Propósitos Específicos (SPEs) os projetos serão 100% da Renova. Tais projetos foram desenvolvidos pela Moinhos de Vento e estão localizados também na Bahia, na região de Umburanas (450 Km de Salvador e 600 Km ao norte da região onde estão instalados os demais projetos da Renova).

Os contratos decorrentes deste certame serão celebrados com as distribuidoras de energia elétrica que declararam necessidade de compra junto ao Ministério de Minas e Energia – MME ou distribuidoras que, apesar de não terem declarado necessidade de compra, tiveram sua quantidade demandada deslocada para o leilão A-5 2013. A vigência dos contratos será de 19 anos e 8 meses, tendo início de suprimento de energia em 1º de maio de 2018.

Os lotes foram vendidos ao valor médio de ICB de R\$ 118,75 por MWh (R\$ 120,68 por MW incluindo ICB + CEC) e será reajustado pelo IPCA a partir de 1º de janeiro de 2014.

Quadro-resumo dos parques eólicos do A-5 2013:

A-5 2013	
Parques Eólicos	Capacidade Instalada (MW)
Umburanas 1	27,0
Umburanas 2	27,0
Umburanas 3	18,9
Umburanas 4	18,9
Umburanas 5	18,9
Umburanas 6	21,6
Umburanas 7	24,3
Umburanas 8	24,3
Umburanas 9	18,0
Umburanas 10	21,0
Umburanas 11	15,0
Umburanas 12	22,8
Umburanas 13	18,9
Umburanas 14	24,9
Umburanas 15	18,9
Umburanas 16	27,0
Umburanas 18	8,1
TOTAL A-5 2013	355,5

- Mercado Livre

Em abril de 2013, a Renova comercializou no mercado livre 15,0 MW médios de energia para geração a partir de abril de 2015.

Os parques eólicos que atenderão à demanda deste contrato serão instalados na mesma região onde está em operação o Alto Sertão I, no interior da Bahia.

1.3. Desenvolvimento de projetos de energia solar.

No ano de 2013 a Companhia avançou nos seus projetos de geração de energia solar e já entregou dois projetos de geração distribuída.

O primeiro projeto, com capacidade instalada de 25,65kWp, foi instalado e irá abastecer as operações da mineradora de ouro Yamana Gold e permitirá a geração de energia elétrica para o próprio abastecimento utilizando módulos fotovoltaicos com tecnologia de silício monocristalino. A Yamana Gold está localizada na cidade de Pilar de Goiás, aproximadamente 250 km de Goiânia.

A segunda planta solar entregue foi instalada em uma residência no Rio de Janeiro com 13,3kWp de capacidade instalada.

Além dos projetos de geração distribuída, em 2013 a Companhia começou a utilizar também o modelo *off grid*, sistema que não se conecta à rede e armazena energia em baterias. A equipe de prospecção eólica da Renova utiliza a energia solar armazenada para alimentar o LIDAR, equipamento para medição de vento adquirido recentemente pela Companhia.



A Companhia vem investindo continuamente em projetos de geração de energia solar e acredita na viabilidade comercial da fonte nos próximos anos, à medida que receba incentivos e que sua cadeia produtiva se desenvolva, a exemplo do que aconteceu com a fonte eólica nos últimos anos.

Para estar bem posicionada no momento em que o mercado demandar energia solar, a Renova possui uma equipe altamente capacitada dedicada à análise da viabilidade de novas tecnologias e desenvolvimento de novos negócios.

Para o ano de 2014 a Companhia já tem alguns projetos de energia solar em desenvolvimento que serão implementados nos meses de fevereiro e março nas cidades de Guanambi, Caetité, Curitiba e Rio de Janeiro.

1.4. Importante parceria estratégica com a Alstom: contrato para fornecimento de equipamentos totalizando 1,2 GW de capacidade instalada em energia eólica.

A Companhia formalizou no início do ano uma importante parceria estratégica com a Alstom, líder global em geração e transmissão de energia. A parceria visa à execução do plano de crescimento da Companhia com a implementação dos parques eólicos que já tiveram energia contratada e, ainda, futuros projetos. Dessa forma, a Renova vem ganhando eficiência na implementação dos seus parques e aumentando a sua competitividade no segmento de energia eólica.

O acordo envolve o fornecimento de 440 aerogeradores, com início de operação a partir de 2015, equivalentes a uma capacidade instalada de 1,2 GW de energia eólica e investimentos de aproximadamente R\$3,0 bilhões, além dos serviços de operação e manutenção e fornecimento de peças sobressalentes.

Em agosto de 2013 foi assinado um *MoU* (memorando de entendimento) prevendo a extensão do volume máximo contratado de 1.200 MW para 1.559 MW, totalizando aproximadamente 570 aerogeradores, nas mesmas condições comerciais.

A parceria prevê o desenvolvimento da tecnologia mais adequada aos parques da Renova, bem como pela busca do melhor aproveitamento do portfólio da empresa. Por meio da interação entre as equipes estão sendo desenvolvidas soluções customizadas para condições específicas da região tais como velocidade do vento, turbulência e características do solo, fortalecendo a troca de conhecimento técnico entre as empresas.

Os aerogeradores serão fabricados na unidade da Alstom em Camaçari, no estado da Bahia, que terá capacidade de produção equivalente a 600 MW por ano. Adicionalmente, o acordo garante o compromisso da Alstom para estabelecer um *cluster* eólico na Bahia para a produção dos principais componentes das turbinas. Mais próximas da região onde estão os parques da Renova, estas fábricas permitirão grande redução dos custos de logística dos projetos, e dos riscos associados ao transporte de equipamentos.

Ganho de escala

- Grandes volumes de compra de equipamentos e serviços de O&M de longo prazo permitem economias de escala nos projetos eólicos.

Desenvolvimento tecnológico diferenciado

- Customização dos equipamentos para as condições específicas dos projetos da Renova, gera maior eficiência na produção de energia.

Economias e mitigação de riscos de logística

- Grande escala permite que a cadeia produtiva se instale próxima dos parques da Renova.

Alinhamento estratégico com fornecedor de primeira linha

- Parceria de longo prazo com a Alstom para suportar o plano de crescimento da Companhia.

1.5. Alto Sertão I: *potencial eólico medido* dos parques do Alto Sertão I continua superior ao P50.

Com objetivo de manter a transparência e permitir o monitoramento dos parques eólicos do Alto Sertão I, que estão aptos a operar desde julho de 2012, porém sem linha de transmissão, a Renova acompanha a avaliação do *potencial eólico medido* dos 14 parques.

O *potencial eólico medido* é uma estimativa de produção de energia durante o referido período, baseada nos dados de velocidade de vento das 14 torres anemométricas respectivas aos 14 parques eólicos do Complexo Alto Sertão I, medidos continuamente em intervalos de dez em dez minutos durante todo o período e extrapolados para a localização de cada ponto de turbina. Também foram utilizadas para a estimativa a garantia de disponibilidade e a garantia da curva de potência nos termos do contrato com a General Electric (GE). O estudo foi desenvolvido pela equipe de Desenvolvimento Eólico da Companhia.

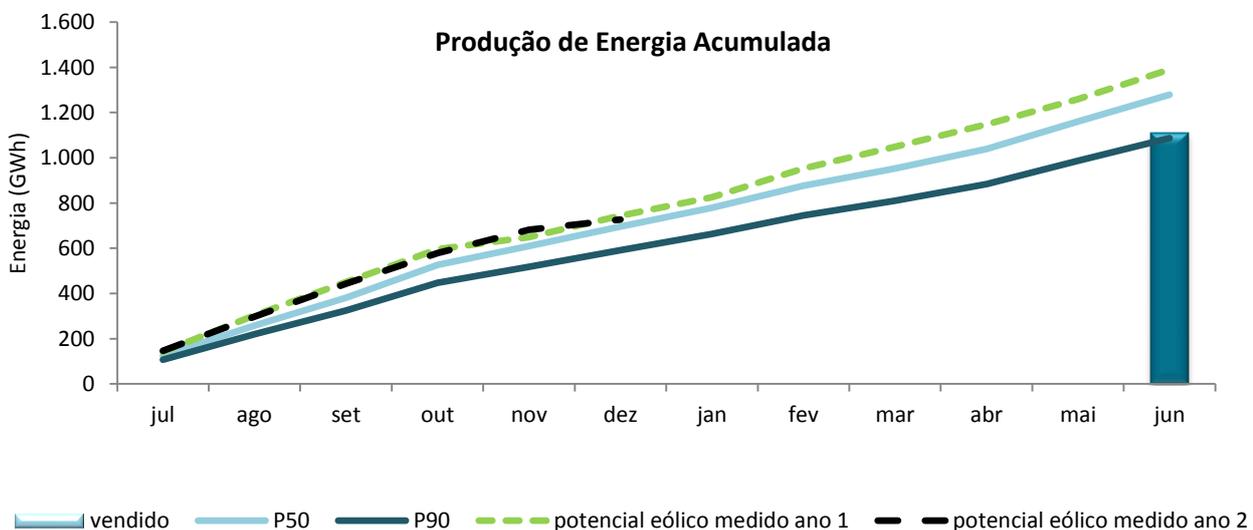
O *potencial eólico medido* dos parques do Complexo Eólico Alto Sertão I foi de 2.116,4 GWh nos primeiros 18 meses desde sua conclusão, 27,4% acima da energia vendida de 1.661,2 GWh e 7,2% acima do P50.

Os gráficos abaixo ilustram a evolução do *potencial eólico medido* mensal e acumulado comparados às estimativas de produção de energia anual das certificações P50 e P90 e à energia anual contratada. As estimativas de produção P50 e P90 significam que existe 50% e 90%, respectivamente, de probabilidade da produção real de energia no longo prazo ser acima desta estimativa.

Produção Estimada Mensal



Produção de Energia Acumulada



1.6. Alto Sertão II: etapa final das obras e financiamento do projeto.

Os parques eólicos do LER 2010, em conjunto com os parques eólicos do A-3 2011, formam o complexo eólico Alto Sertão II, que tem 386,1 MW de capacidade instalada e está localizado no interior da Bahia, na mesma região onde a Companhia possui o complexo eólico Alto Sertão I.

Quadro-resumo dos parques eólicos do Alto Sertão II:

Alto Sertão II		
Leilão	Parques Eólicos	Capacidade Instalada (MW) ¹
LER 2010	Dos Araçás	31,86
LER 2010	Da Prata	21,84
LER 2010	Morrão	30,24
LER 2010	Seraíma	30,24
LER 2010	Tanque	30,00
LER 2010	Ventos do Nordeste	23,52
TOTAL LER 2010		167,70
A-3 2011	Ametista	28,56
A-3 2011	Borgo	20,16
A-3 2011	Caetité	30,24
A-3 2011	Dourados	28,56
A-3 2011	Espigão	10,08
A-3 2011	Maron	30,24
A-3 2011	Pelourinho	21,84
A-3 2011	Pilões	30,24
A-3 2011	Serra do Espinhaço	18,48
TOTAL A-3 2011		218,40
TOTAL LER 2010 + A-3 2011		386,10

¹ Considerando a potencial mudança de máquina e ampliação dos parques eólicos sujeitas a aprovação técnica e regulatória da ANEEL.

Os parques eólicos do LER 2010 são compostos por 100 aerogeradores e tiveram montagem e instalação concluídas em dezembro de 2013.

Como a Renova alterou o ponto de conexão do LER 2010, não terá garantia de receita (regra do Leilão de Energia de Reserva), até que a linha de transmissão entre em operação. A linha deveria ter ficado pronta em 23 de maio de 2012, mas está atrasada e a previsão oficial, segundo o relatório de Acompanhamento dos Empreendimentos de Transmissão (SIGET) divulgado pela ANEEL, de entrada em operação é 28 de fevereiro de 2014. Para não estar sujeita a penalidades desde a data de início de suprimento (1º de setembro de 2013) e a efetiva entrada em operação da linha de transmissão, a Renova solicitou à ANEEL a concatenação do cronograma do início do fornecimento de energia dos parques eólicos com a entrada em operação das linhas de transmissão. Concatenando a data da nossa obrigação de começar a entregar energia com a data de conclusão da linha de transmissão, a Companhia desloca a data inicial e mantém o período original de 20 anos do contrato de venda de energia. A Companhia aguarda a decisão da ANEEL.

No A-3 2011 as atividades em curso referem-se à montagem e comissionamento de turbinas e finalização da parte eletromecânica. De um total de 130 aerogeradores, já foram entregues 120, dos quais 93 já estão montados e todas as 130 fundações já foram concretadas.

A data contratual para conclusão da linha de transmissão que escoará energia do A-3 2011 é 1º de fevereiro de 2014, mas está atrasada e a previsão oficial de entrada em operação é 21 de janeiro de 2015. Para não ter que recompor lastro (regra do Leilão de Energia Nova) entre a data de início de suprimento (1º de março de 2014) e a efetiva entrada em operação da linha de transmissão, a Renova solicitou à ANEEL a concatenação do cronograma do início do fornecimento de energia dos parques eólicos com a entrada em operação das linhas de transmissão. Concatenando a data da obrigação da Renova de começar a entregar energia com a data de conclusão da linha de transmissão, a Companhia desloca a data inicial e mantém o período original de aproximadamente 20 anos do contrato de venda de energia. A Companhia aguarda a decisão da ANEEL.

Sobre o financiamento do Alto Sertão II, no quarto trimestre de 2013 foram emitidas notas promissórias no valor R\$ 400,0 milhões, com juros de DI + 0,98% a.a. e com vencimento em 180 dias. Os recursos são destinados à implementação dos quinze parques eólicos.

As notas promissórias, assim como os empréstimos pontes tomados junto ao BNDES serão quitados na data de desembolso do Contrato de Financiamento do Longo Prazo, a ser assinado entre a Companhia e o BNDES, o que irá alongar o perfil da dívida da Renova.

O Contrato do Longo Prazo está em fase final de negociação e já teve seu crédito aprovado pelo BNDES.

1.7. Revisão da garantia física das PCHs da ESPRA.

Em 30 de janeiro de 2014 foi publicada portaria com a revisão da garantia física das pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) da Companhia.

Os novos valores da garantia física de energia serão considerados para fins de alocação no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e para verificação do lastro dos respectivos contratos de venda de energia a partir de 1º de julho de 2014.

A garantia física foi revisada conforme quadro abaixo.

Usina	Garantia Física Revisada (MW med)	Garantia Física Anterior (MW med)	%
Cachoeira da Lixa	7,44	7,46	-0,3%
Colino I	6,62	6,97	-5,0%
Colino II	4,69	9,97	-53,0%
Total	18,75	24,40	-23,2%

2. DEMONSTRAÇÕES DE RESULTADOS CONSOLIDADOS

Renova Energia S.A.						
(Valores em R\$ mil)	4T13	4T12	Varição	2013	2012	Varição
Receita operacional bruta	60.738	42.242	43,8%	234.545	120.078	95,3%
(-) Impostos - Pis, Cofins e ICMS	(2.217)	(1.598)	38,7%	(8.534)	(4.439)	92,3%
Receita operacional líquida (ROL)	58.521	40.644	44,0%	226.011	115.639	95,4%
Custos não gerenciáveis	(2.726)	(2.421)	12,6%	(11.437)	(5.480)	108,7%
Custos gerenciáveis	(7.311)	(3.962)	84,5%	(18.154)	(10.396)	74,6%
Depreciação	(17.537)	(13.164)	33,2%	(68.449)	(32.942)	107,8%
Lucro operacional	30.947	21.097	46,7%	127.971	66.821	91,5%
Despesas administrativas	(1.426)	(20.612)	-93,1%	(38.392)	(43.357)	-11,5%
Depreciação administrativa	(290)	(225)	28,9%	(1.077)	(781)	37,9%
Receitas/Despesas Financeiras	(15.534)	(16.749)	-7,3%	(72.261)	(22.571)	220,1%
IR e CS	(2.975)	(1.884)	57,9%	(9.970)	(6.129)	62,7%
Lucro líquido	10.722	(18.373)	-158,4%	6.271	(6.017)	-204,2%
<i>Margem líquida</i>	<i>18,3%</i>	<i>-45,2%</i>	<i>63,5 p.p.</i>	<i>2,8%</i>	<i>-5,2%</i>	<i>8,0 p.p.</i>
Energia vendida (MW hora)	334.240	334.238	0,0%	1.336.954	780.694	71,3%
Número de empregados	223	182	22,5%	223	182	22,5%

2.1. Receita operacional líquida consolidada

No quarto trimestre de 2013, a Companhia apresentou receita operacional líquida de R\$ 58,5 milhões, 44,0% acima da receita do mesmo período do ano anterior. No quarto trimestre de 2012, a ANEEL publicou os despachos atestando que os parques do Alto Sertão I estavam aptos a operar e alguns parques tiveram data posterior a 1º julho. Desta forma, a Companhia reconheceu no último trimestre de 2012 o ressarcimento relativo a este período que os parques não estavam aptos a operar.

No ano de 2013, a receita operacional líquida foi de R\$ 226,0 milhões, crescimento de 95,4% em relação ao ano de 2012, devido principalmente à entrada em operação comercial do Alto Sertão I no terceiro trimestre de 2012.

Da receita operacional líquida no trimestre, R\$ 47,0 milhões foram provenientes de fonte eólica (Alto Sertão I), correspondendo a 80,4% do total e as PCHs contribuíram com R\$ 11,5 milhões. No ano de 2013 a fonte eólica contribuiu com R\$ 185,3 milhões da receita operacional líquida, o que representa 82,0% do total da receita e as PCHs e a fonte solar contribuíram com 17,9% e 0,1%, respectivamente.

Renova Energia S.A.						
(Valores em R\$ mil)	4T13	4T12	Varição	2013	2012	Varição
Receita líquida - Eólicas	47.045	31.582	49,0%	185.349	76.773	141,4%
Receita líquida - PCHs	11.476	8.921	28,6%	40.525	38.725	4,6%
Receita líquida - Solar	-	141	-100,0%	137	141	-2,8%
Receita operacional líquida (ROL)	58.521	40.644	44,0%	226.011	115.639	95,4%

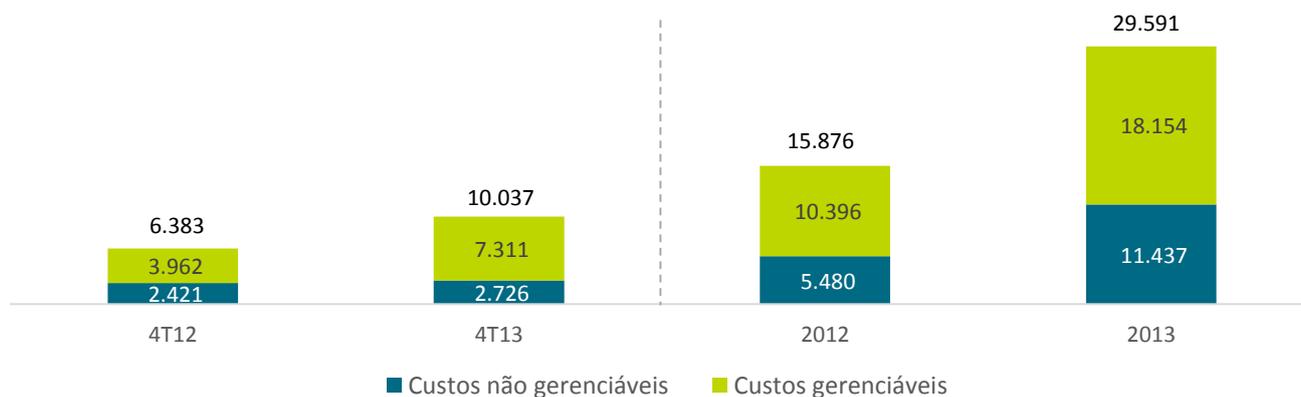
2.2. Custos consolidados

Os custos de produção de energia foram separados em gerenciáveis e não gerenciáveis.

Custos não gerenciáveis correspondem: (i) à tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD), referente ao uso do sistema de distribuição da Coelba, concessionária na qual as PCHs se conectam, e à tarifa do uso do sistema de transmissão (TUST), referente às linhas de transmissão e subestações dos parques eólicos; e (ii) à taxa de fiscalização cobrada pela ANEEL. Estes custos são relacionados às PCHs e aos parques eólicos operacionais.

Custos gerenciáveis correspondem às atividades de operação e manutenção das PCHs da controlada Energética Serra da Prata S.A. e dos parques eólicos operacionais.

Custos sem depreciação (R\$ mil)



No quarto trimestre de 2013, os custos não gerenciáveis totalizaram R\$ 2,7 milhões, aumento de 12,6% em relação ao mesmo período do ano anterior, em função principalmente de reajustes de índices de inflação.

No ano de 2013, os custos não gerenciáveis totalizaram R\$ 11,4 milhões, aumento de 108,7% quando comparado com o mesmo período no ano anterior. O crescimento refere-se principalmente ao pagamento da TUST dos 14 parques eólicos do complexo Alto Sertão I, que iniciaram o faturamento em julho de 2012.

Os custos gerenciáveis atingiram R\$ 7,3 milhões no quarto trimestre de 2013, aumento de 84,5% em relação ao mesmo período no ano anterior. O aumento deve-se principalmente a provisão para multa referente ao atraso do início de operação do LER 2010 no valor de R\$ 3,3 milhões no trimestre.

Conforme explicado anteriormente, com a alteração do ponto de conexão, a Renova deixou de ter a receita garantida para o LER 2010 e portanto, até que a ANEEL decida sobre o pedido de concatenação ou caso o pedido não seja atendido, a Companhia provisiona o valor da multa de acordo com o contrato. O contrato estabelece que o ressarcimento por desvios negativos (abaixo da faixa de tolerância – 10%) de geração será pago em 12 parcelas mensais uniformes ao longo do ano contratual seguinte, valorado a 115% do preço de venda vigente. Os ressarcimentos que estiverem na faixa de tolerância – 10% de geração serão ressarcidos em 12 parcelas após possíveis compensações com desvios positivos iniciando ao final do primeiro quadriênio.

No ano de 2013, os custos gerenciáveis totalizaram R\$ 18,2 milhões, aumento de 74,6% em relação ao ano de 2012, refletindo principalmente: (i) provisão para quatro meses de multa do LER 2010 no valor de R\$ 4,6 milhões;

(ii) reclassificações entre as linhas de custos e despesas no valor de R\$ 1,7 milhão; e (iii) aumento nos serviços de terceiros, relacionados à manutenção dos parques.

A depreciação no trimestre foi de R\$ 17,5 milhões e no ano de 2013, a depreciação totalizou R\$ 68,5 milhões, aumento de 107,8% em relação ao ano de 2012. O crescimento é explicado principalmente pela entrada em operação dos parques do LER 2009 a partir de julho de 2012.

2.3. Despesas administrativas consolidadas

Renova Energia S.A.						
(Valores em R\$ mil)	4T13	4T12	Variação	2013	2012	Variação
Pessoal e administração	(2.192)	2.469	-188,8%	12.178	8.125	49,9%
Serviços de terceiros	4.702	12.024	-60,9%	19.093	21.959	-13,1%
Aluguéis e arrendamentos	(121)	236	-151,3%	482	1.000	-51,8%
Viagens	(413)	997	-141,4%	1.594	3.120	-48,9%
Projetos descontinuados	(219)	1.242	-117,6%	1.405	1.887	-25,5%
Seguros	20	53	-62,3%	111	165	-32,7%
Telefonia e TI	153	442	-65,4%	1.694	1.556	8,9%
Material de uso e consumo	138	148	-6,8%	572	705	-18,9%
Outras	(642)	3.001	-121,4%	1.263	4.840	-73,9%
Total (*)	1.426	20.612	-93,1%	38.392	43.357	-11,5%

*Exclui depreciação administrativa.

As despesas administrativas registradas no quarto trimestre de 2013 totalizaram R\$ 1,4 milhão. Em relação ao quarto trimestre de 2012, as variações são explicadas principalmente por:

- Serviços de terceiros: redução de R\$ 7,3 milhões em relação ao quarto trimestre de 2012, em função principalmente da contratação de consultorias no ano anterior.
- Outras: representa as despesas envolvidas com fretes e correios, despesas relacionadas a programas sociais voltados às comunidades onde a Companhia atua, além de despesas não recorrentes. A variação em relação ao quarto trimestre do ano anterior refere-se principalmente a restituição de R\$ 1,2 milhão de ICMS cobrado indevidamente das PCHs e também em função da contabilização de R\$ 2,0 milhões de pagamento em ações no quarto trimestre de 2012, alocados nessa linha.
- As demais variações nas contas refletem a alocação de custos nos projetos.

No ano de 2013, as despesas administrativas totalizaram R\$ 38,4 milhões, representando uma diminuição de 11,5% em relação ao ano de 2012, as variações são explicadas principalmente por:

- Pessoal e administração: aumento de 49,9% em função do aumento do número de funcionários para suportar o crescimento da Companhia, que passou de 182 em 31 de dezembro de 2012 para 223 em 31 de dezembro de 2013 e também pela provisão de bônus para 2013, que não era realizada em 2012.
- Serviços de terceiros: redução de R\$ 3,0 milhões em relação ao ano de 2012, em função principalmente da menor contratação de consultorias neste ano.

- Projetos descontinuados: a Companhia revisa seu portfólio de projetos básicos e inventários trimestralmente e a diminuição de 25,5% em relação ao ano de 2012 foi em função da menor baixa de projetos de inventários de PCHs no ano de 2013.
- Outras: representa as despesas envolvidas com fretes e correios, despesas relacionadas a programas sociais voltados às comunidades onde a Companhia atua, além de despesas não recorrentes. A diminuição de 71,8% em relação ao ano passado deve-se principalmente a: R\$ 2,0 milhões de remuneração em ação registrada no quarto trimestre de 2012 e restituição de R\$ 1,2 milhão de ICMS cobrado indevidamente das PCHS.

2.4. Resultado financeiro consolidado

Renova Energia S.A.						
(Valores em R\$ mil)	4T13	4T12	Variação	2013	2012	Variação
Receitas Financeiras	7.367	9.412	-21,7%	32.426	27.423	18,2%
Rendimentos de aplicações financeiras	7.279	9.401	-22,6%	32.070	26.126	22,8%
Outras receitas financeiras	88	11	700,0%	356	1.297	-72,6%
Despesas Financeiras	(22.901)	(26.161)	-12,5%	(104.687)	(49.994)	109,4%
Encargos de dívida	(21.373)	(24.479)	-12,7%	(98.034)	(46.781)	109,6%
Outras despesas financeiras	(1.528)	(1.682)	-9,2%	(6.653)	(3.213)	107,1%
Resultado Financeiro	(15.534)	(16.749)	-7,3%	(72.261)	(22.571)	220,1%

O resultado financeiro líquido da Companhia no quarto trimestre de 2013 foi negativo em R\$ 15,5 milhões. A variação em relação ao mesmo trimestre do ano anterior deve-se principalmente ao menor caixa da Renova, compensado pelos menores encargos das debêntures, pois parte da emissão passou a ser capitalizada neste trimestre em função do uso dos recursos nas obras do LER 2010 e A-3 2011.

No acumulado do ano de 2013, o resultado financeiro líquido foi negativo em R\$ 72,3 milhões. A variação em relação ao ano anterior deve-se principalmente aos juros dos financiamentos dos parques eólicos do Alto Sertão I, pois até a data da inauguração dos parques, estes encargos eram capitalizados e também pelas debêntures emitidas em outubro de 2012, no valor de R\$ 300,0 milhões.

2.5. Imposto de renda, contribuição social e lucro líquido

Atualmente as receitas da Companhia são tributadas pelo regime de lucro presumido. Neste regime, a base de cálculo do imposto de renda é calculada à razão de 8% sobre as receitas brutas provenientes da geração de energia e de 100% das receitas financeiras, sobre as quais se aplicam as alíquotas regulares de 15%, acrescida do adicional de 10%, para o imposto de renda. A base de cálculo da contribuição social é calculada à razão de 12% sobre as receitas brutas provenientes da geração de energia e de 100% das receitas financeiras, sobre as quais se aplicam a alíquota regular de 9%.

No quarto trimestre de 2013, o imposto de renda e a contribuição social totalizaram R\$ 3,0 milhões, em comparação a R\$ 1,9 milhão no mesmo período do ano anterior. A diferença deve-se principalmente a receita bruta, que foi maior no quarto trimestre de 2013.

No ano de 2013, o imposto de renda e a contribuição social da Companhia totalizaram R\$ 10,0 milhões, aumento de 62,7% em relação ao ano anterior, variação principalmente em função do início do faturamento dos parques do Alto Sertão I.

No quarto trimestre de 2013, a Companhia apresentou lucro líquido de R\$ 10,7 milhões, ante prejuízo de R\$ 18,4 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior. Em 2013, o lucro líquido da Companhia foi de R\$ 6,3 milhões, ante prejuízo de R\$ 6,0 milhões no ano de 2012.

2.6. EBITDA

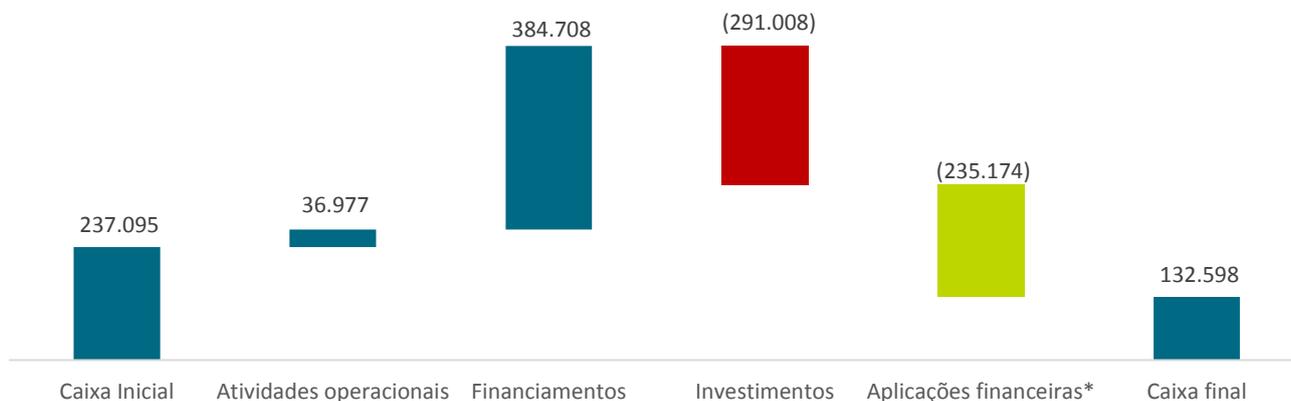
Renova Energia S.A.						
(Valores em R\$ mil)	4T13	4T12	Variação	2013	2012	Variação
Receita operacional líquida (ROL)	58.521	40.644	44,0%	226.011	115.639	95,4%
Lucro líquido	10.722	(18.373)	-158,4%	6.271	(6.017)	-204,2%
(+) IR e CS	2.975	1.884	57,9%	9.970	6.129	62,7%
(+) Depreciação	17.827	13.389	33,1%	69.526	33.723	106,2%
(+) Despesas Financeiras	22.901	26.161	-12,5%	104.687	49.994	109,4%
(-) Receitas Financeiras	(7.367)	(9.412)	-21,7%	(32.426)	(27.423)	18,2%
EBITDA	47.058	13.649	244,8%	158.028	56.406	180,2%
<i>Margem EBITDA</i>	<i>80,4%</i>	<i>33,6%</i>	<i>46,8 p.p.</i>	<i>69,9%</i>	<i>48,8%</i>	<i>21,1 p.p.</i>

O EBITDA do quarto trimestre de 2013 foi de R\$ 47,1 milhões, com margem de 80,4%. A variação do EBITDA em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, foi impactado principalmente por: (i) maior receita bruta no trimestre, principalmente em função de ajustes na receita do quarto trimestre de 2012; (ii) menor despesa administrativa; parcialmente compensado por (iii) maiores custos gerenciáveis devido principalmente a provisão de multa para o LER 2010.

No ano de 2013, o EBITDA totalizou R\$ 158,0 milhões, com margem de 69,9%, representando um aumento de 180,2% quando comparado com o EBITDA do ano anterior. No ano, o aumento do EBITDA é explicado principalmente por: (i) maior receita em função do faturamento do LER 2009 que foi considerado apto a operar a partir de julho de 2012; (ii) maiores custos também em função do LER 2009 e pela provisão da multa do LER 2010; e (iii) diluição das despesas administrativas.

3. FLUXO DE CAIXA

Fluxo de Caixa 4T13

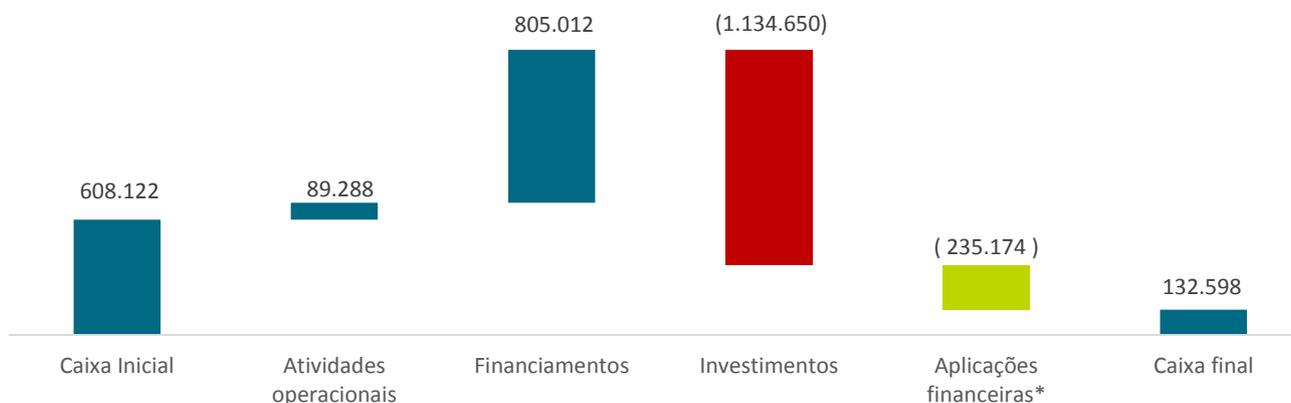


* No fluxo de caixa contábil as aplicações financeiras estão classificadas como atividade de Investimentos.

No quarto trimestre de 2013, o caixa da Renova diminuiu R\$ 104,5 milhões em relação à posição de 30 de setembro de 2013. As principais variações são decorrentes de:

- Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais de R\$ 37,0 milhões;
- Entrada de caixa de R\$ 384,7 milhões em financiamentos em função das Notas Promissórias emitidas neste trimestre;
- Consumo de caixa no valor de R\$ 291,0 milhões em investimentos, principalmente em função dos desembolsos e aplicações financeiras para construção do complexo Alto Sertão II; e
- Aplicações financeiras no valor de R\$ 235,2 milhões que são referentes a aplicações em fundos de investimentos e que até o trimestre anterior eram instrumentos de renda fixa (considerados como caixa e equivalente de caixa) e que serão utilizados na construção dos parques do Alto Sertão II.

Fluxo de Caixa 2013



* No fluxo de caixa contábil as aplicações financeiras estão classificadas como atividade de Investimentos.

No ano de 2013, o caixa da Renova diminuiu R\$ 475,5 milhões em relação ao caixa de 31 de dezembro de 2012.

As principais variações são decorrentes de:

- Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais de R\$ 89,3 milhões;
- Entrada de caixa líquido de R\$ 805,0 milhões em financiamentos em função dos empréstimos pontes tomados junto ao BNDES e da emissão de Notas Promissórias, parcialmente compensado pelo pagamento de empréstimos;
- Consumo de caixa no valor de R\$ 1.134,6 milhões em investimentos, principalmente em função dos desembolsos para construção do complexo Alto Sertão II; e
- Aplicações financeiras no valor de R\$ 235,2 milhões que são referentes a aplicações em fundos de investimentos e que até o trimestre anterior eram instrumentos de renda fixa (considerados como caixa e equivalente de caixa) e que serão utilizados na construção dos parques do Alto Sertão II.

4. ANÁLISE DOS PRINCIPAIS INDICADORES ECONÔMICOS E FINANCEIROS

Balança Patrimonial							
Valores em R\$ mil							
Ativo Consolidado				Passivo Consolidado			
	31/12/2013	30/09/2013	31/12/2012		31/12/2013	30/09/2013	31/12/2012
Circulante	441.615	311.778	669.298	Circulante	1.380.939	1.003.181	370.299
Caixa/ equival.de caixa	132.598	237.095	608.122	Emp. e Financiamentos	1.100.134	681.899	198.201
Aplicações financeiras	241.449	-	-	Debêntures	11.239	10.957	-
Clientes	20.923	30.556	21.309	Fornecedores	244.434	281.339	159.391
Outros	46.645	44.127	39.867	Outros	25.132	28.986	12.707
Não Circulante	3.230.564	2.974.615	2.008.741	Não Circulante	1.290.640	1.296.187	1.316.343
Cauções e Depósitos	123.981	112.433	82.791	Emp. e Financiamentos	953.855	968.764	1.000.126
Outros	1.098	1.145	1.047	Debêntures	325.028	315.816	305.195
				Outros	11.757	11.607	11.022
				Patrimônio Líquido	1.000.600	987.025	991.397
Imobilizado em serviço	1.459.662	1.468.706	1.507.775	Capital Social	981.585	981.524	981.445
Imobilizado em curso	1.645.823	1.392.331	417.128	Reserva de Capital	55.067	52.275	52.275
				Prejuízos Acumulados	(36.052)	(46.774)	(42.323)
Ativo Total	3.672.179	3.286.393	2.678.039	Passivo Total	3.672.179	3.286.393	2.678.039

4.1. Principais variações do ativo

Em 31 de dezembro de 2013, o valor de disponibilidades (caixa e equivalente de caixa + aplicações financeiras) era de R\$ 374,0 milhões. O aumento de R\$ 137,0 milhões em relação a 30 de setembro de 2013 foi principalmente em função da emissão de notas promissórias no montante de R\$ 400,0 milhões, parcialmente compensado pelo desembolso de caixa na construção do Alto Sertão II.

A variação da conta de disponibilidade no ano de -38,5% é decorrente principalmente do consumo de caixa para construção dos parques eólicos do Alto Sertão II e pagamento de empréstimos e da entrada de caixa de empréstimos pontes com o BNDES e Notas Promissórias, além da geração de caixa operacional.

No ativo não circulante, a conta de cauções e depósitos aumentou R\$ 11,5 milhões no quarto trimestre e R\$ 41,2 milhões no ano em função da conta de reserva especial, O&M e serviço da dívida do contrato do BNDES para os parques do LER 2009. Esta reserva tem a finalidade de garantir o pagamento integral das prestações e do principal da dívida, respeitando a cobertura do serviço da mesma.

O imobilizado em serviço foi similar ao saldo do trimestre anterior e ao saldo de 31 de dezembro de 2012 e o aumento de R\$ 253,5 milhões no imobilizado em curso no trimestre e R\$ 1.228,7 milhões no ano foi em função do avanço na implementação do complexo Alto Sertão II.

Evolução do Investimento em Imobilizado em Serviço			
(Valores em R\$ mil)	31/12/2013	30/09/2013	31/12/2012
Parques Eólicos	1.267.259	1.275.697	1.311.450
Energia Eólica - Torres de Medição	5.247	5.628	6.425
PCHs	177.729	179.099	183.270
Administrativo	9.427	8.282	6.630
Total	1.459.662	1.468.706	1.507.775

Evolução do Investimento em Imobilizado em Curso			
(Valores em R\$ mil)	31/12/2013	30/09/2013	31/12/2012
Parques Eólicos	1.614.313	1.366.354	389.581
Inventários PCHs	16.449	13.970	14.909
Projetos Básicos PCHs	15.061	12.007	12.638
Total	1.645.823	1.392.331	417.128

4.2. Principais variações do passivo

No quarto trimestre de 2013, o saldo de empréstimos e financiamentos no passivo circulante era de R\$ 1.100,1 milhões, aumento de 61,3% em relação ao saldo de 30 de setembro de 2013, em função da entrada de caixa de Notas Promissórias no valor de R\$ 400,0 milhões para construção dos parques do Alto Sertão II.

No ano, o saldo de empréstimos e financiamentos aumentou R\$ 901,9 milhões, em função da entrada de caixa de empréstimos pontes tomados junto ao BNDES e pelas Notas Promissórias para construção do Alto Sertão II.

A partir do terceiro trimestre de 2013 foram contabilizadas debêntures no passivo circulante, uma vez que o vencimento da primeira parcela será em 17/09/2014 no valor de R\$ 11,3 milhões (principal + juros).

Ainda no passivo circulante, o saldo da linha de fornecedores diminuiu 13,1% em relação a 30 setembro de 2013

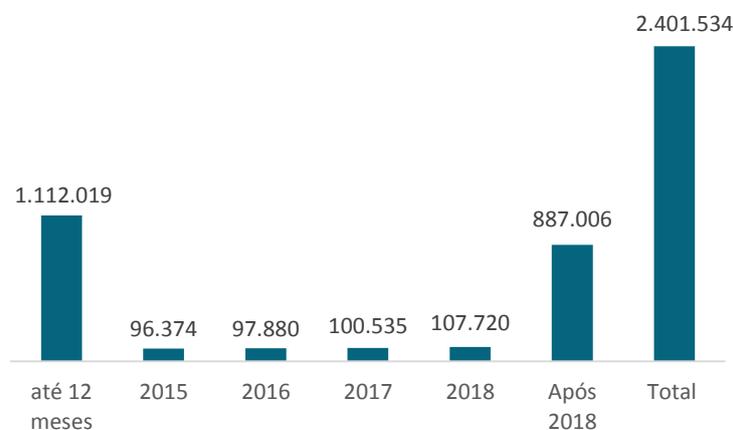
e aumentou 53,4% em relação a 31 de dezembro de 2012, em função do estágio das obras do Alto Sertão II. Essa conta é composta principalmente por fornecedores de equipamentos e materiais contratados para construção dos parques eólicos e os valores são referentes ao fornecimento dos aerogeradores e subestações e à construção civil.

4.2.1. Financiamentos

As contas de Empréstimos e Financiamentos e Debêntures de curto e longo prazo encerraram o ano de 2013 no valor total de R\$ 2.401,5 milhões¹, divididas e com prazo de amortização conforme quadro abaixo. A Companhia ressalta que o montante no curto prazo é em função dos empréstimos pontes (BNDES Nova Renova) e notas promissórias (Itaú), que tem vencimento em junho de 2014 e maio de 2014, respectivamente, ou na data de desembolso da primeira parcela do Contrato de Financiamento de Longo Prazo a ser assinado entre a Companhia e o BNDES, alongando assim o prazo da dívida. O Contrato do Longo Prazo está em fase final de negociação e já teve seu crédito aprovado pelo BNDES.

Contrato	Taxa	R\$ mil
BNDES Salvador Eólica	TJLP + 1,92%	619.381
BNDES (subcrédito social)	TJLP	2.550
BNDES Bahia Eólica	TJLP + 2,18%	305.064
BNDES (subcrédito social)	TJLP	2.889
BNDES Nova Renova	TJLP + 2,98%	625.226
Itaú (Notas Promissórias)	CDI + 0,98%	406.147
BNB ²	9,5% a.a.	102.191
Debêntures	123,45% do CDI	338.086
Total do endividamento		2.401.534
Custo de captação		(11.278)
End. líquido dos custos		2.390.256
Disponibilidades ³		374.047
Dívida líquida⁴		2.016.209

Cronograma de Vencimentos (R\$ milhões)



¹ O total representa o valor contabilizado e juros gerados, sem considerar o custo de captação das operações.

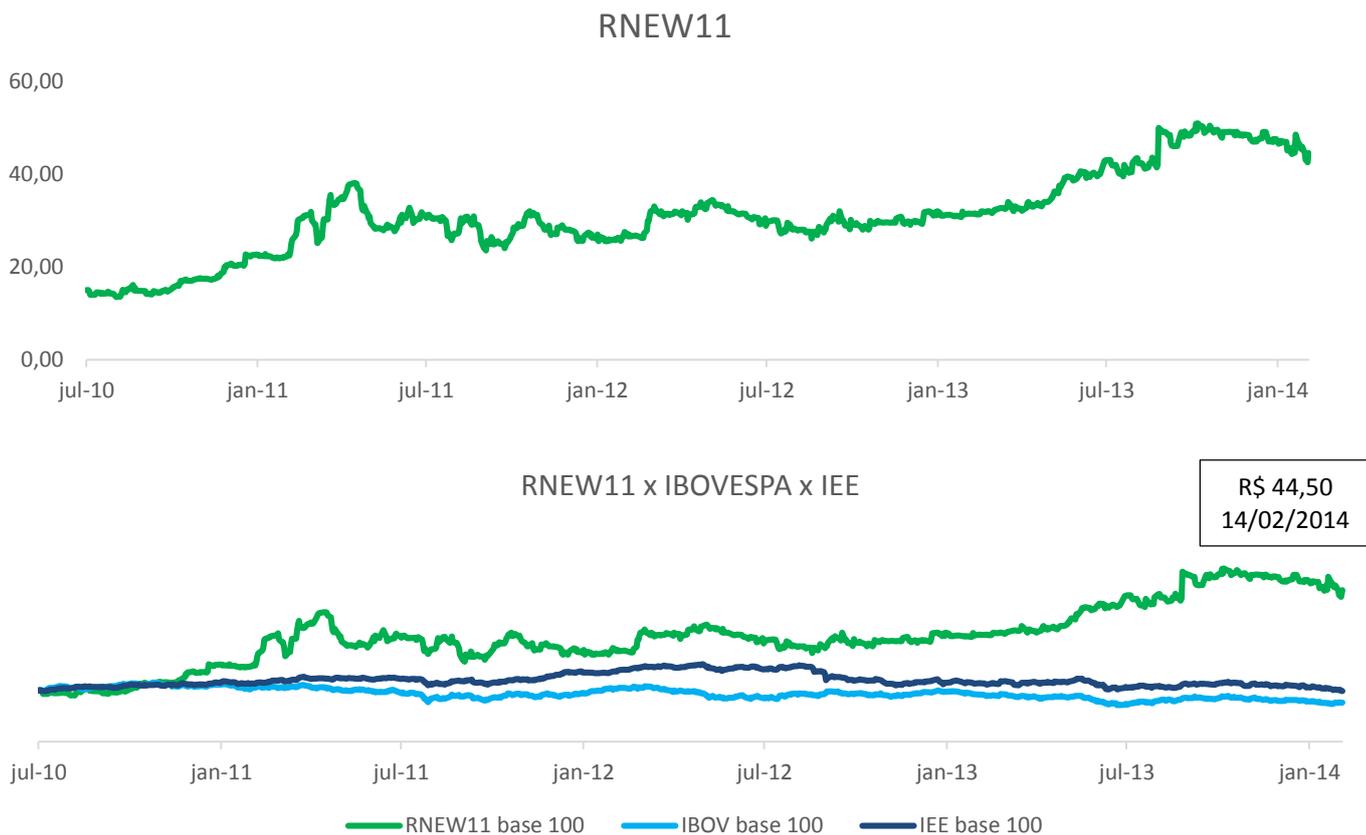
² Os financiamentos possuem taxas de juros de 9,5% a.a. (podendo ser reduzido a 8,08% devido a 15% de bônus de adimplência).

³ Considera caixa e equivalentes de caixa + aplicações financeiras.

⁴ Além das Disponibilidades, a Companhia possui R\$ 151,2 milhões em conta garantia e reserva, classificados em Cauções e Depósitos no ativo circulante e não circulante.

5. DESEMPENHO DA RNEW11 NA BM&FBOVESPA

Segue o desempenho relativo aos últimos 12 meses da RNEW11 em comparação com o Índice Bovespa e Índice de Energia Elétrica.



Fonte: Bloomberg

RNEW11	Em R\$
IPO (jul/10)	15,00
Fechamento (14/02/2014):	44,50
Maior cotação desde IPO:	50,90
Valorização desde o IPO:	196,7%
Valorização nos últimos 12 meses:	41,7%
Valorização em 2013:	53,8%

Com as ferramentas do website da Companhia e do relacionamento constante com acionistas e potenciais investidores em eventos públicos e eventos organizados por bancos de investimento, a área de Relação com Investidores da Renova busca atuar de maneira transparente junto ao mercado, atualizando seus investidores do seu posicionamento, seus projetos em desenvolvimento e perspectivas.

As informações e publicações da Companhia podem ser acessadas no website da Companhia (www.renovaenergia.com.br), no qual também ganham destaque as principais notícias do setor que possam impactar o plano de negócios da Companhia.

6. ESTRUTURA ACIONÁRIA

Bloco de Controle 64,5% ON 43,7% total		RR Participações	Light Energia	RR Participações ¹	BNDESPAR	FIP InfraBrasil	FIP Caixa Ambiental	FIP Santa Bárbara	Outros					
32,2% ON	32,2% ON	11,8% ON	5,9% ON	7,4% ON	3,5% ON	3,0% ON	4,0% ON	0,0% PN	0,0% PN	25,0% PN	31,3% PN	14,7% PN	12,5% PN	16,5% PN
21,9% total	21,9% total	8,0% total	12,1% total	15,1% total	7,1% total	6,0% total	7,9% total	0,0% total	0,0% total	0,0% total	0,0% total	0,0% total	0,0% total	0,0% total

Data base: Fev/14

¹ Ações da RR Participações fora do bloco de controle.

7. GLOSSÁRIO

Alto Sertão I - 14 parques eólicos da Renova, localizados no interior da Bahia, que comercializaram energia no LER 2009 e que possuem capacidade instalada de 294,4 MW

Alto Sertão II - 15 parques eólicos da Renova, localizados no interior da Bahia, que comercializaram energia no LER 2010 e no A-3 2011 e que possuem capacidade instalada de 386,1 MW

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

A-3/A-5 - Leilão de Energia Nova no qual a contratação de energia antecede 3 anos no A-3 e 5 anos no A-5 do início do suprimento

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

ESPR - Energética Serra da Prata S.A., controlada indireta da Renova e composta pelas 3 PCHs da Companhia

ICSD - Índice de Cobertura do Serviço da Dívida

LEN - Leilão de Energia Nova

LER - Leilão de Energia de Reserva

MCPSE - Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico

Mercado Livre - Ambiente de contratação de energia elétrica onde os preços praticados são negociados livremente entre o consumidor e o agente de geração ou de comercialização

Mercado Regulado - Ambiente de contratação de energia elétrica onde as tarifas praticadas são reguladas pela ANEEL

MRE - Mecanismo de Realocação de Energia

O&M - Operação e Manutenção

P50 - estimativa que indica que existe 50% de probabilidade da produção real de energia no longo prazo ser acima deste valor. Estimativa média de produção de energia

P90 - estimativa que indica que existe 90% de probabilidade da produção real de energia no longo prazo ser acima deste valor. Estimativa conservadora de produção de energia

PCHs - Pequenas Centrais Hidrelétricas

PLD - Preço de Liquidação de Diferenças, divulgado semanalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

PROINFA - Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia

SPE - Sociedade de Propósito Específico

Nos termos da Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, a Companhia informa que firmou contrato com a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes (“Deloitte”), para prestação de serviços de auditoria de suas demonstrações contábeis e financeiras de suas controladas.

DECLARAÇÃO

Em atendimento ao artigo 25, parágrafo 1º, incisos V e VI, da Instrução CVM 480 de 7 de dezembro de 2009, a Diretoria declara que revisou, discutiu e concorda com as Demonstrações Financeiras contidas neste Relatório e com as opiniões expressas no Parecer dos Auditores Independentes - Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes.

São Paulo, 17 de fevereiro de 2013.

Carlos Mathias A. Becker Neto

Diretor Presidente

Pedro Villas Boas Pileggi

Diretor de RI e Novos Negócios

Ricardo de Lima Assaf

Diretor Jurídico e Regulatório

Ney Maron de Freitas

Diretor de Sustentabilidade e Comunicação

Alexandre Nogueira Machado

Diretor de Engenharia e Construção