



Energisa Paraíba | Resultados do 1º trimestre de 2015

João Pessoa, 15 de maio de 2015 - A Administração da Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S/A (“Companhia” ou “Energisa Paraíba” ou “EPB”) apresenta os resultados do primeiro trimestre de 2015 (1T15).

As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado o contrário, são apresentadas em base consolidada de acordo com os Padrões Internacionais de Demonstrações Financeiras (International Financial Reporting Standards - IFRS).

1 Perfil do negócio e destaques econômico-financeiros

A Energisa Paraíba é uma distribuidora de energia elétrica que atende a mais de 1.326 mil clientes e uma população de aproximadamente 3,3 milhões de habitantes em 216 municípios do Estado da Paraíba, em uma área de 54.595 Km².

Resume-se a seguir o desempenho econômico-financeiro da Companhia no primeiro trimestre de 2015 e 2014:

Descrição	1T15	1T14	Variação %
Resultados - R\$ milhões			
Receita Operacional Bruta	520,0	399,8	+ 30,1
Receita Operacional Bruta, sem receita de construção	486,5	368,4	+ 32,1
Receita Operacional Líquida	344,1	278,5	+ 23,6
Receita Operacional Líquida, sem receita de construção	310,6	247,1	+ 25,7
Resultado antes das Receitas e Despesas Financeiras (EBIT)	69,4	38,8	+ 78,9
EBITDA	83,6	52,0	+ 60,8
EBITDA Ajustado	93,7	56,8	+ 65,0
Resultado financeiro	(58,5)	11,1	-
Lucro Líquido	24,7	39,5	- 37,5
Indicadores Financeiros - R\$ milhões			
Ativo Total	1.905,3	1.552,4	+ 22,7
Caixa / Equivalentes de Caixa / Aplicações Financeiras	118,2	192,8	- 38,7
Patrimônio Líquido	680,2	631,3	+ 7,7
Endividamento Líquido	619,9	472,3	+ 31,3
Indicadores Operacionais			
Número de Consumidores Cativos (mil)	1.326	1.278	+ 3,8
Vendas de energia a consumidores cativos (GWh)	993,8	989,0	+ 0,5
Energia Elétrica Total Distribuída (GWh)	1.079,9	1.065,1	+ 1,4
Perdas de Energia (% últimos 12 meses)	12,35	11,56	+ 0,79 p.p
Indicadores Relativos			
EBITDA Ajustado / Receita Líquida (%)	27,2	20,4	+ 6,8 p.p
Endividamento líquido / EBITDA Ajustado anualizado (vezes)	1,7	2,1	- 19,0

Obs.: EBITDA Ajustado: EBITDA mais acréscimos moratórios de contas de energia.

2 Desempenho financeiro

2.1 Receita operacional bruta e líquida

No 1T15, a Energisa Paraíba apresentou receita operacional bruta, sem a receita de custo de construção que é atribuída margem zero, de R\$ 486,5 milhões, ante R\$ 368,4 milhões registrados no 1T14, um aumento de 32,1% (R\$ 118,1 milhões). A receita operacional líquida, também deduzida da receita de construção, obteve um crescimento 25,7% (R\$ 63,5 milhões), para R\$ 310,6 milhões no período.

A composição da receita líquida é a seguinte:

Receita por Classe de Consumo Valores em R\$ milhões	Trimestre		Variação	
	1T15	1T14	%	R\$ milhões
(+) Receita de energia elétrica (mercado cativo)	489,2	364,1	+ 34,4	+ 125,1
▫ Residencial	250,5	176,9	+ 41,6	+ 73,6
▫ Industrial	55,9	43,3	+ 29,1	+ 12,6
▫ Comercial	100,0	74,7	+ 33,9	+ 25,3
▫ Rural	18,8	20,8	- 9,6	- 2,0
▫ Outras classes	64,0	48,4	+ 32,2	+ 15,6
(+) Suprimento de energia elétrica	1,3	1,9	- 31,6	- 0,6
(+) Fornecimento não faturado líquido	(6,8)	(11,3)	- 39,8	+ 4,5
(+) Disponibilidade do sistema elétrico	10,1	7,7	+ 31,2	+ 2,4
(+) Receitas de construção	33,5	31,4	+ 6,7	+ 2,1
(+) Outras receitas	(7,3)	6,0	-	- 13,3
(=) Subtotal 1 - Receita bruta	520,0	399,8	+ 30,1	+ 120,2
(-) Impostos sobre vendas	(157,9)	(116,5)	+ 35,5	- 41,4
(-) Encargos setoriais	(18,0)	(4,8)	+ 275,0	- 13,2
(=) Subtotal 2 - Receita líquida	344,1	278,5	+ 23,6	+ 65,6
(-) Receitas de construção	33,5	31,4	+ 6,7	+ 2,1
(=) Total - Receita líquida, sem receitas de construção	310,6	247,1	+ 25,7	+ 63,5

2.2 Ambiente regulatório - revisão tarifária

2.2.1 Bandeiras tarifárias

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) aprovou o “Sistema de Bandeiras Tarifárias” nas contas de energia elétrica a partir de janeiro de 2015. O acionamento da bandeira é sinalizado mensalmente pela Aneel, de acordo com as informações prestadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), com base na capacidade de geração de energia elétrica no país. A aplicação da bandeira é o primeiro dia do mês posterior à data de divulgação. As bandeiras são verde, amarela e vermelha e indicam se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de energia elétrica do país e do acionamento das usinas térmicas. O sistema tem por objetivo aliviar o dispêndio de caixa das distribuidoras no curto prazo, conforme descrição seguinte:

Bandeira Verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa de energia elétrica não sofre nenhum acréscimo; Bandeira Amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,025 para cada quilowatt-hora consumido; e Bandeira Vermelha: condições mais onerosas de geração de energia. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,055 para cada quilowatt-hora consumido.

2.2.2 Revisão tarifária extraordinária

A Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica), em reunião realizada em 27/02/2015, deliberou por conceder revisão tarifária extraordinária (RTE) para a Energisa Paraíba, cujo efeito médio a ser percebido pelos consumidores foi de 3,8% a partir de 02/03/2015.

A Energisa Paraíba recebeu o montante de R\$ 25,7 milhões provenientes dos recursos da conta ACR (Conta no Ambiente de Contratação Regulada) repassados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE para cobertura da exposição involuntária no Mercado de Curto Prazo - MCP e despacho termoeletrico vinculado aos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado na modalidade por

disponibilidade - CCEAR-D relativo aos meses de novembro e dezembro de 2014. Os valores foram registrados como redução dos custos de energia comprada e de encargos de serviço do sistema.

A Aneel também homologou em cumprimento ao disposto no Decreto nº 7.891/2013, recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) a serem repassados a Energisa Paraíba pelas Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobras referentes aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica no montante de R\$ 11,9 milhões. O valor foi registrado pela Companhia como receita de venda de energia.

2.3 Despesas operacionais

No 1T15, as despesas operacionais totalizaram R\$ 274,7 milhões, crescimento de 14,6% (R\$ 35,0 milhões) em relação ao 1T14. Desse total, o crescimento das despesas controláveis foi de R\$ 6,4 milhões. As despesas não controláveis de compra de energia elétrica e transporte apresentaram aumento 25,8% (R\$ 36,5 milhões) no trimestre, decorrente da elevação dos custos da energia elétrica comprada em função da hidrologia desfavorável no país. A composição das despesas operacionais pode ser assim demonstrada:

Composição das despesas operacionais (R\$ milhões)	Trimestre		Variação	
	1T15	1T14	%	R\$ milhões
1 - Despesas controláveis	51,7	45,3	+ 14,1	+ 6,4
1.1 Pessoal (inclui fundo de pensão)	27,3	24,1	+ 13,3	+ 3,2
1.2 Material	3,3	2,9	+ 13,8	+ 0,4
1.3 Serviços de terceiros	21,1	18,3	+ 15,3	+ 2,8
2 - Despesas não controláveis (compra de energia e transporte)	177,8	141,3	+ 25,8	+ 36,5
3 - Depreciação e amortização	14,1	13,1	+ 7,6	+ 1,0
4 - Provisões contingências e devedores duvidosos	(9,1)	3,7	-	- 12,8
5 - Outras despesas/receitas	6,7	4,9	+ 36,7	+ 1,8
Subtotal	241,2	208,3	+ 15,8	+ 32,9
6 - Custo de construção (*)	33,5	31,4	+ 6,7	+ 2,1
Total	274,7	239,7	+ 14,6	+ 35,0

(*) Os custos de construção estão representados pelo mesmo montante em receita de construção. Tais valores são de reconhecimento obrigatório pela ICPC 01 - Contratos de Concessão e correspondem aos custos de construção de obras de ativos da concessão de distribuição de energia elétrica, sendo o custo de construção igual à receita de construção.

2.4 Lucro líquido e geração de caixa

No primeiro trimestre de 2015, a Energisa Paraíba alcançou lucro líquido de R\$ 24,7 milhões, redução de 37,5% em relação ao registrado no 1T14. Esse decréscimo do lucro líquido deve-se fundamentalmente aos efeitos decorrentes da variação cambial e da marcação a mercado dos derivativos de proteção cambial. A geração operacional de caixa (EBITDA ajustado), entretanto, atingiu R\$ 93,7 milhões no período, ante os R\$ 56,8 milhões apurados no 1T14, um crescimento de 65,0%.

Apresenta-se a seguir a evolução da geração de caixa da Companhia:

Composição da Geração de Caixa Valores em R\$ milhões	Trimestre		
	1T15	1T14	Var. %
(=) Lucro Líquido	24,7	39,5	- 37,5
(-) Contribuição social e imposto de renda	13,7	(10,5)	-
(-) Resultado financeiro	(58,5)	11,1	-
(-) Depreciação e amortização	(14,1)	(13,1)	+ 7,6
(=) Geração de caixa (EBITDA)	83,6	52,0	+ 60,8
(+) Receita de acréscimos moratórios	10,1	4,8	+ 110,4
(=) Geração ajustada de caixa (EBITDA Ajustado)	93,7	56,8	+ 65,0
Margem do EBITDA Ajustado (%)	27,2	20,4	+ 6,8 p.p

2.5 Resultado financeiro

O resultado financeiro (receitas financeiras menos despesas financeiras) no 1T15 representou uma despesa financeira líquida de R\$ 58,5 milhões, contra a receita financeira líquida de R\$ 11,1 milhões registrada em igual período do ano passado. Esse resultado decorre, principalmente, da variação cambial e da marcação a mercado dos derivativos, o que reflete o valor presente dos mecanismos de proteção cambial.

O quadro a seguir apresenta as dívidas de curto e longo prazo, líquidas de disponibilidades financeiras (caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras) da Energisa Paraíba em 31 de março de 2015 e em 31 de dezembro de 2014:

Descrição Valores em R\$ milhões	31/03/2015	31/12/2014
Curto Prazo	137,0	152,3
Empréstimos e financiamentos	109,7	138,3
Encargos de dívidas	16,5	3,2
Parcelamento de impostos e déficit atuarial	10,8	10,8
Longo Prazo	601,1	540,3
Empréstimos e financiamentos	543,2	483,3
Parcelamento de impostos e déficit atuarial	57,9	57,0
Total das dívidas	738,1	692,6
(-) Disponibilidades financeiras	118,2	83,7
Total das dívidas líquidas	619,9	608,9

3 Mercado de energia

No primeiro trimestre de 2015, as vendas de energia elétrica a consumidores finais (mercado cativo), localizados na área de concessão do Energisa Paraíba, somadas à energia associada aos consumidores livres (TUSD), totalizaram 1.103,4 GWh, redução de 0,7% em relação a igual período do ano anterior. O consumo cativo apresentou um crescimento de 0,5% no trimestre, sustentado pelo consumo das classes residencial e comercial, que cresceram 3,8% e 4,6%, respectivamente. A energia total distribuída no 1T15 foi de 1.079,9 GWh, ante os 1.065,1 GWh registrados em igual período do ano passado, conforme composição seguinte:

Energia Total Distribuída por Classe de Consumo (Em GWh)

Descrição	1T15	1T14	Var. %
1) Vendas de energia no mercado cativo	993,8	989,0	+ 0,5
✓ Residencial	424,8	409,1	+ 3,8
✓ Industrial	136,0	158,0	- 13,9
✓ Comercial	188,2	180,0	+ 4,6
✓ Rural	74,5	70,4	+ 5,8
✓ Outras Classes	170,3	171,5	- 0,7
2) Energia associada aos consumidores livres (TUSD)	109,6	122,2	- 10,3
3) Mercado cativo + TUSD (1+2)	1.103,4	1.111,2	- 0,7
4) Suprimento de energia e não faturado	(23,5)	(46,1)	- 49,0
5) Energia Total Distribuída (3+4)	1.079,9	1.065,1	+1,4

A Energisa Paraíba encerrou o 1T15 com 1.326.204 unidades consumidoras cativas, quantidade 3,8% superior à registrada no fim de março de 2014. O número de consumidores livres totalizou 21 no fim de março de 2015.

Nos últimos 12 meses terminados em março de 2015, as perdas de energia elétrica encerraram em 12,35%, aumento de 0,79 ponto percentual em relação a igual período encerrado em março do ano passado.

4 Investimentos

No primeiro trimestre de 2015, os investimentos da Energisa Paraíba totalizaram R\$ 35,4 milhões, ante R\$ 38,5 milhões registrados no 1T14.

5 Serviços prestados pelo auditor independente

A remuneração total da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes pelos serviços prestados para a Energisa Paraíba no primeiro trimestre de 2015 foi de R\$ 84,0 mil pela revisão contábil das demonstrações financeiras.

A política de contratação adotada pela Companhia atende aos princípios que preservam a independência do auditor, de acordo com as normas vigentes, que determinam, principalmente, que o auditor não deve auditar seu próprio trabalho, nem exercer funções gerenciais para seu cliente ou promover os seus interesses.

A Administração.

Demonstrações financeiras

1. Balanço Patrimonial Ativo

ENERGISA PARAÍBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
BALANÇO PATRIMONIAL
EM 31 DE MARÇO DE 2015 E 31 DE DEZEMBRO DE 2014
 (Em milhares de reais)

	31/03/2015	31/12/2014
Ativo		
Circulante		
Caixa e equivalente de caixa	71.068	45.979
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	17.326	8.731
Consumidores e concessionárias	197.106	167.729
Títulos de créditos a receber	29.690	34.397
Estoques	5.031	4.651
Impostos a recuperar	53.062	47.855
Instrumentos financeiros derivativos	8.079	8.901
Despesas pagas antecipadamente	531	914
Ativos regulatórios	140.806	97.466
Outros créditos	60.584	61.566
Total do circulante	583.283	478.189
Não circulante		
Realizável a longo prazo		
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	29.851	28.990
Consumidores e concessionárias	51	40
Títulos de créditos a receber	13.958	19.795
Impostos a recuperar	25.137	27.705
Créditos tributários	148.803	126.621
Cauções e depósitos vinculados	23.924	23.334
Instrumentos financeiros derivativos	32.129	39.484
Ativos regulatórios	57.424	91.878
Contas a receber da concessão	294.442	276.224
Outros créditos	1.504	1.504
	627.223	635.575
Investimentos	107	110
Imobilizado	11.767	12.410
Intangível	670.542	668.384
Total do não circulante	1.309.639	1.316.479
Total do ativo	1.892.922	1.794.668

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

2. Balanço Patrimonial Passivo

ENERGISA PARAÍBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
BALANÇO PATRIMONIAL
EM 31 DE MARÇO DE 2015 E 31 DE DEZEMBRO DE 2014
 (Em milhares de reais)

	31/03/2015	31/12/2014
Passivo		
Circulante		
Fornecedores	122.445	117.345
Encargos de dívidas	16.817	3.182
Empréstimos e financiamentos	109.402	138.322
Folha de pagamento	961	1.992
Tributos e contribuições sociais	71.315	67.297
Obrigações estimadas	9.376	8.100
Taxa de iluminação pública arrecadada	5.392	5.057
Benefícios a empregados	10.847	10.847
Obrigações Intrassetoriais	16.888	14.871
Passivos regulatórios	85.713	39.891
Outras contas a pagar	24.578	14.626
Total do circulante	473.734	421.530
Não circulante		
Fornecedores	2.646	2.646
Empréstimos e financiamentos	543.236	483.328
Tributos e contribuições sociais	30.745	28.260
Passivos regulatórios	43.320	69.313
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	50.649	51.097
Benefícios a empregados	57.932	56.955
Outros	10.433	10.063
Total do não circulante	738.961	701.662
Patrimônio líquido		
Capital social	461.424	461.424
Reservas de capital	97.002	97.002
Reservas de lucros	89.763	105.664
Dividendos adicionais propostos	28.931	28.931
Lucros acumulados	24.652	-
Outros resultados abrangentes	(21.545)	(21.545)
Total do patrimônio líquido	680.227	671.476
Total do passivo e patrimônio líquido	1.892.922	1.794.668

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

3. Demonstrações de Resultados

ENERGISA PARAÍBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO
TRÊS MESES FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2015 E 2014
 (Em milhares de reais)

	1T15	1T14
Receita operacional bruta		
Fornecimento de Energia Elétrica	482.430	352.846
Disponibilização do sistema	10.080	7.733
Suprimento de energia	1.273	1.893
Receita de construção	33.489	31.365
Outras Receitas Operacionais	(7.298)	5.925
	519.974	399.762
Deduções à receita operacional		
ICMS faturado	112.767	82.351
PIS, Cofins e ISS	45.123	34.125
Outras (CCC, CDE, P&D, PEE e RGR)	17.943	4.788
	175.833	121.264
Receita operacional líquida	344.141	278.498
Despesas operacionais		
Energia elétrica comprada	157.907	130.151
Encargos de uso do sistema	19.890	11.153
Pessoal	27.291	24.069
Material	3.348	2.865
Serviços de terceiros	21.125	18.272
Depreciação e amortização	14.091	13.127
Provisão para crédito de liquidação duvidosa / contingência	(9.068)	3.693
Custo de construção	33.489	31.365
Outras despesas	4.811	4.928
	272.884	239.623
Resultado antes das outras receitas e despesas operacionais	71.257	38.875
Outras receitas operacionais	314	1.455
Outras despesas operacionais	(2.127)	(1.494)
	(1.813)	(39)
Resultado antes das receitas e despesas financeiras	69.444	38.836
Resultado financeiro		
Receita de aplicações financeiras	2.058	4.253
Acréscimo moratório energia vendida	10.143	4.817
Encargos de dívidas - Juros	(9.696)	(9.656)
Encargos de dívidas - variação monetária e cambial	(66.947)	9.134
Marcação a mercado derivativos	(32.757)	10.133
Instrumentos financeiros derivativos	45.702	(11.630)
Ajuste a valor presente	(8.599)	909
(-) Transferências para obras em curso	901	762
Outras receitas (despesas) financeiras	685	2.357
	(58.510)	11.079
Resultado antes dos tributos	10.934	49.915
Imposto de renda e contribuição social	13.718	(10.464)
Lucro líquido do período	24.652	39.451

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Notas Explicativas

Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S/A
Notas explicativas às informações trimestrais
Período findo em 31 de março de 2015
(Em milhares de reais, exceto quando indicado ao contrário)

1. Contexto operacional

A Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S/A (“Companhia ou Energisa PB”), empresa integrante do GRUPO ENERGISA - é uma concessionária distribuidora de energia elétrica, que atua em 216 municípios no Estado da Paraíba, atendendo a 1.312.789 consumidores (informação não revisada pelos auditores independentes). A Companhia possui sede na cidade de João Pessoa, Estado da Paraíba e obteve registro de Companhia aberta na CVM em 29 de janeiro de 2010.

As obrigações da concessionária, previstas no contrato de concessão do serviço público de energia elétrica são:

I - fornecer energia elétrica a consumidores localizados em sua área de concessão, nos níveis de qualidade e continuidade estabelecidos em legislação específica;

II - realizar as obras necessárias à prestação dos serviços concedidos, reposição de bens, e operar a infraestrutura de forma a assegurar a regularidade, continuidade, eficiência, segurança e modicidade das tarifas, em conformidade com as normas técnicas e legais específicas;

III - organizar e manter registro e inventário dos bens vinculados à concessão e zelar por sua integridade, sendo vedado à concessionária alienar ou conceder em garantia tais bens sem a prévia e expressa autorização do regulador;

IV - atender todas as obrigações de natureza fiscal, trabalhista, previdenciária e regulatória, inclusive prestando contas aos consumidores;

V - implementar medidas que objetivem o combate ao desperdício de energia, por meio de programas de redução de consumo de energia e inovações;

VI - submeter à prévia aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) alterações posições acionárias que impliquem em mudanças de controle. Na hipótese de transferência de ações representativas do controle acionário, o novo controlador deverá assinar termo de anuência e submissão às cláusulas do contrato de concessão e às normas legais e regulamentares da concessão;

VII - a concessão poderá ser extinta pelo término do contrato, encampação do serviço, caducidade, rescisão, irregularidades ou falência da concessionária, podendo ser prorrogada, mediante requerimento da concessionária e a critério exclusivo do Poder Concedente.

As informações referentes à revisão e aos reajustes tarifários, ativos e passivos regulatórios, contas a receber da concessão, ativos vinculados à concessão, receita de construção e prazo de concessão, estão apresentados nas notas explicativas nº 10, 11, 15, 16, 22 e 28, respectivamente.

2. Apresentação das informações financeiras intermediárias (informações trimestrais)

As informações financeiras intermediárias (informações trimestrais) da Companhia, aprovadas em 14 de maio de 2015 pelo Conselho de Administração, compreendem:

- As informações financeiras intermediárias elaboradas e apresentadas de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 (R1) - Demonstração Intermediária e IAS 34 - Interim Financial Reporting e de forma

condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR.

As demais informações referentes às bases de elaboração, apresentação das informações financeiras intermediárias e resumo das principais práticas contábeis não sofreram alterações em relação àquelas divulgadas na Nota Explicativa nº 2 às Demonstrações Financeiras Anuais referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014 (doravante denominadas de “Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2014”), publicadas na imprensa oficial em 31 de março de 2015.

Dessa forma, estas informações financeiras intermediárias (informações trimestrais) devem ser lidas em conjunto com as referidas demonstrações financeiras.

3. Adoção dos padrões internacionais de contabilidade

Novos procedimentos contábeis emitidos pelo IASB - International Accounting Standards Board

As informações referentes aos novos procedimentos contábeis emitidos pelo IASB não trouxeram alterações significativas em relação àquelas divulgadas na nota explicativa 3.1 das Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2014.

4. Informações por segmento

Um segmento operacional é um componente que desenvolve atividades de negócio das quais pode obter receitas e incorrer em despesas, incluindo receitas e despesas relacionadas com transações com outros componentes da Companhia. Todos os resultados operacionais dos segmentos são revistos frequentemente pela Administração para decisões sobre os recursos a serem alocados ao segmento e para avaliação de seu desempenho, e para o qual informações financeiras individualizadas estão disponíveis.

Os resultados de segmentos que são reportados à Administração incluem itens diretamente atribuíveis ao segmento, bem como aqueles que podem ser alocados em bases razoáveis. O item não alocado compreende principalmente ativos corporativos.

A Companhia atua somente no segmento de distribuição de energia elétrica em 216 municípios do Estado da Paraíba, e sua demonstração de resultado reflete essa atividade.

5. Caixa e equivalente de caixa, aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados

a) Caixa e equivalente de caixa

a.1 Aplicações financeiras avaliadas ao valor justo por meio do resultado					
Instituição financeira	Tipo	Vencimento (1)	Remuneração	31/03/2015	31/12/2014
Caixa Econômica Federal	CDB	31/01/2018	100,5% do CDI	19.612	18.069
Santander	Debêntures (2)	21/03/2017	103,2% do CDI	8.070	-
				27.682	18.069
Caixas e bancos				43.386	27.910
Total caixa e equivalente de caixa				71.068	45.979

b) Aplicação no mercado aberto e recursos vinculados

b.1 Aplicações financeiras avaliadas ao valor justo por meio do resultado					
Instituição financeira	Tipo	Vencimento (1)	Remuneração	31/03/2015	31/12/2014
ABC Brasil	CDB	25/09/2015	103,0% do CDI	2	2
Banrisul	Fundo de Investimento	-	CDI	52	51
BES	CDB	06/05/2015 a 09/03/2017	102,5% a 103,0% do CDI	14	14
BICBanco	CDB	24/08/2015 a 10/02/2016	98,0% a 108,0% do CDI	70	68
BMG	CDB	19/01/2015	100,0% do CDI	-	10
Bradesco	CDB	03/09/2015	103% do CDI	178	341
BTG Pactual	CDB	05/12/2015	103,0% do CDI	78	75
Caixa FI Energisa (4)	Fundo de Investimento	-	CDI	10.429	106
Caixa Econômica Federal	Poupança	-	Poupança	87	87
Caixa FI Energisa (4)	NTNB	15/05/2045	SELIC	4.057	4
Bradesco	Poupança	-	Poupança	58	58
HSBC	CDB	03/08/2015	100,0% do CDI	685	666
Itaú	CDB	25/11/2015 a 26/02/2016	95,0% a 102,0% do CDI	101	99
Itaú	Debêntures	24/11/2015 a 11/07/2016	90,0% a 102,0% do CDI	297	284
Itaú	Fundo de Investimento	-	CDI	980	735
Nordeste	CDB	15/02/2019 a 30/08/2019	90,0% a 99,0% do CDI	25.784	31.009
Pine	CDB	08/02/2017	104,0% do CDI	204	199
Safra	Debentures	20/08/2015	100,8% do CDI	29	28
Votorantim	CDB	27/05/2015	98,0% do CDI	6	5
				43.111	33.841

B.3 Aplicações financeiras mantidas até o vencimento					
Instituição financeira	Tipo	Vencimento (1)	Remuneração	31/03/2015	31/12/2014
Itaú	Fundo de Investimento em Direitos Creditórios	29/12/2020	100,0% do CDI	4.066	3.880
				4.066	3.880
Total aplicações no mercado aberto e recursos vinculados (3)				47.177	37.721

Circulante

17.326

8.731

Não circulante

29.851

28.990

- (1) As datas apresentadas representam o vencimento do título que lastreia a aplicação financeira. Por cláusula contratual, essas aplicações financeiras são resgatáveis em até 90 dias da data de sua contratação pelas taxas contratadas.
- (2) Operações compromissadas em debêntures - São operações de venda de títulos com compromisso de recompra assumido pelo vendedor, concomitante ao compromisso de revenda assumido pelo comprador. Essas operações possuem liquidez imediata, são remuneradas pelo CDI e estão lastreadas em debêntures emitidas pelo Banco.
- (3) Inclui R\$32.691 (R\$37.610 em 31 de dezembro de 2014) referente recursos vinculados a empréstimos, leilões de energia e bloqueios judiciais.
- (4) Fundos de investimentos exclusivos, inclui aplicações em CDB, Debêntures, DPGE, Fundos de Renda Fixa, LFT, LF, LTN, NTN-B e Fundos Multimercados.

6. Consumidores e concessionárias

Classes de Consumidores	Saldos vincendos ⁽¹⁾	Vencidos					31/03/2015	31/12/2014
		até 30 dias	de 31 a 90 dias	de 91 a 180 dias	de 181 a 360 dias	Há mais de 360 dias		
Residencial	25.360	24.803	8.211	2.902	187	39	61.502	45.482
Industrial	23.752	1.634	257	350	160	5.249	31.402	28.035
Comércio, serviços e outras atividades	22.665	4.689	1.407	568	369	1.801	31.499	25.081
Rural	3.013	1.657	789	361	12	53	5.885	4.923
Poder Público:								
Federal	3.055	628	748	17	28	2	4.478	2.823
Estadual	4.894	1.006	1.199	28	42	-	7.169	4.517
Municipal	3.493	718	856	20	31	-	5.118	3.225
Iluminação pública	7.282	1.621	140	23	-	6	9.072	7.053
Serviço público	5.564	81	85	33	49	1	5.813	4.664
Subtotal - consumidores	99.078	36.837	13.692	4.302	878	7.151	161.938	125.803
Concessionárias ⁽²⁾	-	-	-	-	-	40	40	40
Fornecimento não faturado	45.386	-	-	-	-	-	45.386	52.192
Outros	681	-	-	-	-	-	681	664
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	-	(2.859)	(878)	(7.151)	(10.888)	(10.930)
Total	145.145	36.837	13.692	1.443	-	40	197.157	167.769
Curto prazo							197.106	167.729
Longo prazo							51	40

(1) Os vencimentos são programados para o 5º dia útil após a entrega das faturas, exceto os clientes do Poder Público que possuem 10 dias úteis para efetuar os pagamentos.

(2) Inclui energia vendida na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

O saldo da conta de consumidores e concessionárias em 31 de março de 2015, inclui o registro dos valores referentes à comercialização de energia no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE no montante de R\$40 (R\$40 em 31 de dezembro de 2014), deduzido das liquidações parciais ocorridas até 31 de março de 2015. Esses saldos foram apurados com base em cálculos preparados e divulgados pela CCEE.

A composição desses valores, incluindo os saldos registrados na rubrica “fornecedores” no passivo circulante de R\$31.039 (R\$13.867 em 31 de dezembro de 2014), referente a aquisição de energia elétrica e aos encargos de serviços do sistema de R\$6.732 (R\$3.137 em 31 de dezembro de 2014), conforme demonstrados a seguir:

Composição dos créditos da CCEE	31/03/2015	31/12/2014
Créditos vencidos (*)	40	40
(-) Aquisições de energia na CCEE	(31.039)	(13.867)
(-) Encargos de serviços do sistema	(6.732)	(3.137)
	(37.731)	(16.964)

(*) A Companhia possui provisão para crédito de liquidação duvidosa.

As transações ocorridas na CCEE são liquidadas após 45 dias do mês de competência.

Os valores da energia no curto prazo que se encontram vinculados a liminares podem estar sujeitos à modificação, dependendo de decisão dos processos judiciais em andamento, movidos por determinadas empresas do setor, relativos a interpretação das regras do mercado em vigor. Essas empresas, não incluídas na área do racionamento, obtiveram liminar que torna sem efeito o Despacho nº 288 da ANEEL, de 16 de maio de 2002, que objetivou o esclarecimento às empresas do setor sobre o tratamento e a forma de aplicação de determinadas regras de contabilização do MAE (atualmente CCEE), incluídas no

Acordo Geral do Setor Elétrico. O pleito dessas empresas envolve a comercialização da cota-parte de Itaipu no sub-mercado Sudeste/Centro-Oeste durante o período de racionamento de 2001 a 2002, quando havia discrepância significativa de preços na energia de curto prazo entre os sub-mercados.

A Companhia não constituiu provisão para créditos de liquidação duvidosa sobre os saldos vinculados às referidas liminares, por entender que os valores serão integralmente recebidos seja dos devedores que questionaram os créditos judicialmente ou de outras empresas que vierem a ser indicadas pela CCEE.

7. Títulos de créditos a receber

Correspondem às contas de energia elétrica em atraso, renegociadas com os consumidores através de Termos de Confissão de Dívida, que na sua grande maioria são atualizados com base na variação do IGPM. Determinadas operações que foram renegociadas com taxas diferentes a praticada para esse conjunto de contas a receber, tiveram seus valores a receber ajustados a valor presente com base na variação da taxa do CDI.

Em 31 de março de 2015 e 31 de dezembro de 2014, os saldos estão demonstrados como se segue:

	31/03/2015	31/12/2014
Títulos de créditos a receber	76.890	86.729
Ajuste a valor presente	(17.214)	(8.615)
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (*)	(16.028)	(23.922)
	<u>43.648</u>	<u>54.192</u>
Circulante	29.690	34.397
Não circulante	13.958	19.795

(*) Incluído no total apresentado como redutora no ativo circulante.

Em 31 de março de 2015, os títulos de créditos têm seus vencimentos assim programados:

	31/03/2015
Vencidos	16.028
2015	22.268
2016	10.971
2017	2.033
2018	1.403
2019	591
2020 em diante	6.382
Total	<u>59.676</u>

8. Provisão para créditos de liquidação duvidosa

Movimentação das provisões	31/03/2015	31/12/2014
Saldo - inicial - circulante - 31/12/2014 e 31/12/2013	34.852	29.652
Provisões constituídas no período	659	9.532
Reversão de provisões no período	(8.595)	(4.332)
Saldo - final - circulante - 31/03/2015 e 31/12/2014	<u>26.916</u>	<u>34.852</u>
Clientes, consumidores e concessionárias	10.888	10.930
Títulos de créditos a receber	16.028	23.922

A provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída em bases consideradas suficientes para fazer face às eventuais perdas na realização dos créditos e se baseiam nas instruções da ANEEL a seguir resumidos:

Clientes com débitos relevantes.

- Análise individual do saldo a receber dos consumidores, por classe de consumo, considerado de difícil recebimento.

Para os demais casos:

- Consumidores residenciais - Vencidos há mais de 90 dias;
- Consumidores comerciais - Vencidos há mais de 180 dias;
- Consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação pública, serviços públicos e outros - Vencidos há mais 360 dias.
- Títulos de créditos a receber com parcelas vencidas há mais de 90 dias, são constituídas provisão dos valores vencidos e vincendos.

9. Impostos a recuperar

	31/03/2015	31/12/2014
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	22.223	22.532
Imposto de Renda Retido na Fonte	870	679
Imposto de Renda - IRPJ	22.125	18.541
Contribuição Social Sobre o Lucro - CSSL	6.495	3.846
Contribuição do PIS e COFINS	26.127	29.568
Outros	359	394
	78.199	75.560
Circulante	53.062	47.855
Não circulante	25.137	27.705

10. Revisão e reajuste tarifário periódico

Reajuste tarifário:

Pela execução dos serviços públicos de energia elétrica, a concessionária tem o direito de cobrar dos consumidores as tarifas determinadas e homologadas pelo Poder Concedente. Os valores das tarifas serão reajustados em periodicidade anual e a receita da concessionária será dividida em duas parcelas: Parcela A (composta pelos custos não gerenciáveis) e Parcela B (custos operacionais eficientes e custos de capital). O reajuste tarifário anual tem o objetivo de repassar os custos não gerenciáveis e atualizar monetariamente os custos gerenciáveis.

A ANEEL através da Resolução Homologatória nº 1.785 de 26 de agosto de 2014, aprovou o reajuste tarifário da Companhia em vigor desde 28 de agosto de 2014. O impacto tarifário médio percebido pelos consumidores, a partir de 28 de agosto de 2014, foi um aumento de 21,81%.

Reajuste tarifário extraordinário:

A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), em reunião realizada em 27 de fevereiro de 2015, deliberou por conceder, a partir de 02/03/2015 até 27/08/2015, reajuste tarifário extraordinário (RTE) diferenciado para todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica do país. O efeito médio para a Companhia foi de 3,8%.

O reajuste tarifário extraordinário (RTE) aplicado tem por objetivo adequar a cobertura tarifária dos custos atuais com Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e compra de energia.

Bandeiras tarifárias

A partir de janeiro de 2015, as contas de energia sofreram a aplicação do Sistema de Bandeiras Tarifárias. O acionamento da bandeira tarifária será sinalizado mensalmente pela ANEEL, de acordo com as informações prestadas pelo Operador Nacional do Sistema - ONS, conforme a capacidade de geração de energia elétrica no país.

As bandeiras verde, amarela e vermelha indicarão se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade.

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$0,025 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos;
- Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$0,055 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos.

A distribuidora de energia divulgará, na conta de energia, a aplicação das bandeiras para que o consumidor possa compreender então, qual bandeira estaria valendo no mês atual.

As bandeiras tarifárias são homologadas pela ANEEL, a cada ano civil, considerada a previsão das variações relativas aos custos de geração por fonte termelétrica e à exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo que afetem os agentes de distribuição de energia elétrica conectados ao Sistema Interligado Nacional - SIN, cabendo a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE criar e manter a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, destinada a administrar os recursos decorrentes da aplicação das bandeiras tarifárias instituídas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Revisão tarifária:

A revisão tarifária periódica ocorre a cada 4 anos sendo a próxima revisão em agosto de 2017. Neste processo, a ANEEL procede ao recálculo das tarifas, considerando as alterações na estrutura de custos e mercado da concessionária, estimulando a eficiência e a modicidade das tarifas. Os reajustes e as revisões são mecanismos de atualização tarifária, ambos previstos no contrato de concessão. A Concessionária também pode solicitar uma revisão extraordinária sempre que algum evento provoque significativo desequilíbrio econômico-financeiro da concessão.

A ANEEL através da Resolução Homologatória nº 1.592 de 27 de agosto de 2013, aprovou o resultado da terceira revisão tarifária da Companhia em vigor desde 28 de agosto de 2013. O impacto tarifário médio percebido pelos consumidores, a partir de 28 de agosto de 2013, foi uma redução de 3,02%.

11. Ativos e passivos regulatórios

A conta de compensação dos valores da parcela A - CVA é o mecanismo destinado a registrar as variações de custos relacionados à compra de energia e encargos regulatórios, ocorridas no período entre reajustes tarifários e/ou revisões periódicas, de modo a permitir maior neutralidade no repasse dessas variações para as tarifas.

Em 25 de novembro de 2014, a ANEEL decidiu aditar os contratos de concessão e permissão, das companhias de distribuição de energia elétrica, com vistas a eliminar eventuais incertezas, até então existentes, quanto ao reconhecimento e à realização das diferenças temporais, cujos valores são repassados anualmente na tarifa de distribuição de energia elétrica - Parcela A (CVA) e outros itens financeiros. No termo aditivo emitido pela ANEEL, o órgão regulador garante que os valores de CVA e outros itens financeiros serão incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão.

A Companhia contabilizou as variações destes custos como ativos e passivos regulatórios, conforme demonstrado a seguir:

Ativos regulatórios	31/03/2015	31/12/2014
Itens da Parcela A (i)		
Energia elétrica comprada para revenda	187.630	177.186
Transporte de Energia Elétrica Rede Básica	5.879	6.016
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	79	832
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	2.139	930
Itens financeiros		
Diferim. Parcela Fronteira	2.503	4.380
Total Ativo	198.230	189.344
Circulante	140.806	97.466
Não circulante	57.424	91.878
Passivos regulatórios	31/03/2015	31/12/2014
Itens da Parcela A (i)		
Sobrecontratação de energia (ii)	88.593	69.530
Encargo de serviços de sistema - ESS (iii)	31.819	30.662
Itens financeiros		
CUSD	5.891	5.783
Exposição submercados	1.037	1.815
Neutralidade da Parcela A	1.693	1.414
Total Passivo	129.033	109.204
Circulante	85.713	39.891
Não circulante	43.320	69.313
Saldo líquido dos ativos e passivos regulatórios	69.197	80.140

Efeito na demonstração do resultado	31/03/2015
Receita operacional	(15.467)
Outras despesas financeiras	4.524
Total - resultado	(10.943)

(i) Valores tarifários não gerenciáveis a compensar da Parcela A - CVA

A Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia nº 25, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” - CVA, com o propósito de registrar as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais. Os valores considerados na CVA são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC.

(ii) Repasse de sobrecontratação de energia (energia excedente)

O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seu art. 38, determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até 103% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Este repasse foi regulamentado pela Resolução ANEEL nº 255, de 6 de março de 2007.

As distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a garantir 100% do seu mercado de energia por meio de contratos aprovados, registrados e homologados pela ANEEL, tendo também a garantia do repasse às tarifas dos custos ou receitas decorrentes das sobras e déficits de energia elétrica, limitados em 3% do requisito de carga.

(iii) **Encargo de Serviço do Sistema - ESS** - representa um encargo destinado a cobertura dos custos dos serviços do sistema, que inclui os serviços ancilares, prestados pelos usuários dos Sistemas Interligado Nacional - SIN;

A Companhia assinou junto a ANEEL, aditivo ao contrato de concessão com inclusão de cláusula específica que possibilitou o reconhecimento contábil dos ativos e passivos regulatórios como ativo ou passivo financeiro.

De acordo com o OCPC 08 a contabilização dos saldos existentes deve ser efetuada a partir do exercício da assinatura do aditivo ao contrato de concessão de forma prospectiva.

Desta forma os valores iniciais reconhecidos de ativos e passivos regulatórios tiveram a contrapartida a receita de venda de bens e serviços.

12. Outros créditos

	31/03/2015	31/12/2014
Baixa renda (1)	21.027	23.574
Ordens de serviço em curso - PEE e P&D	10.697	8.893
Ordens de serviço em curso - outros	1.044	1.388
Subvenção CDE - desconto tarifário (2)	27.129	26.642
Créditos com terceiros - Alienação de bens e direitos	1.649	1.303
Adiantamentos	103	144
Outros	439	1.126
Total	62.088	63.070
Circulante	60.584	61.566
Não circulante	1.504	1.504

Segue a movimentação do baixa renda e da subvenção CDE-desconto tarifário:

(1) Baixa Renda

	31/03/2015	31/12/2014
Saldo - inicial 31/12/2014 e 31/12/2013	23.574	13.053
Subvenção baixa renda	21.027	84.457
Ressarcimento Eletrobrás	(23.574)	(73.936)
Saldo- final - circulante -31/03/2015 e 31/12/2014	21.027	23.574

Esses créditos referem-se a subvenção da classe residencial baixa renda, com consumo mensal inferior a 220 kWh, desde que cumpridos certos requisitos. Essa receita é custeada com recursos financeiros oriundos da RGR - Reserva Global de Reversão e da CDE - Conta de Desenvolvimento Energético ambos sob a administração da Eletrobrás. A Administração não espera apurar perdas na realização do saldo.

(2) Subvenção CDE - desconto tarifário

	31/03/2015	31/12/2014
Desconto tarifário subvenção Irrigante e Rural aplicados nas tarifas	95.717	83.845
Ressarcimento Eletrobrás	(68.588)	(57.203)
Total	27.129	26.642

Refere-se a recursos transferidos às concessionárias autorizados pelo Governo Federal, através do Decreto nº 7.891 de 23 de janeiro de 2013, para fazer frente à Subvenção CDE para os descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, nos termos do inciso VII do caput do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

Em 31 de março de 2015, o saldo em aberto corresponde a subvenção incorrida nos meses de setembro de 2014 a março de 2015, cujo ressarcimento a administração da companhia espera receber da CDE no segundo trimestre de 2015.

13. Transações com partes relacionadas

A Companhia é controlada pela ENERGISA S/A, (100% do capital total), que por sua vez detém o controle acionário da Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S/A (ESE), Energisa Borborema - Distribuidora de Energia S/A (EBO), Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S/A (ENF), Energisa Soluções S/A (ESO), Energisa Comercializadora Ltda. (ECOM), Energisa Serviços Aéreos S/A (ESER), Energisa Planejamento e Corretagem de Seguros Ltda. (EPLA), Energisa Geração Usina Mauricio, Energisa Geração Central Solar Coremas S/A.

Em abril de 2014 a controladora **ENERGISA S/A**, adquiriu a participação nas sociedades J.Q.M.J. Participações S.A., BBPM Participações S.A., Denerge Desenvolvimento Energético S.A. e Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. - em recuperação judicial, que conferiram à Energisa S.A. o controle indireto da Rede Energia S/A e, por consequência, das sociedades: Empresa Energética do Mato Grosso do Sul S/A (Enersul), Centrais Elétricas Matogrossenses S/A (CEMAT), Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins (Celtins), Caiuá Distribuição de Energia S/A (Caiuá), Companhia Força e Luz do Oeste (CFLO), Companhia Nacional de Energia Elétrica (CNAEE), Empresa de Distribuição de Energia Elétrica do Vale Paranapanema S/A (EDEV), Empresa Elétrica Bragantina S/A (EEB), Rede Eletricidade e Serviços S/A (REDESERV), Rede Power do Brasil S/A (REDE POWER), Companhia Técnica e Comercialização de Energia S/A (REDECOM), Tangará Energia S/A, Vale do Vacaria Açúcar e Álcool S/A, Companhia Geral e QMRA Participações S/A, (empresas que passaram a compor o Grupo Energisa).

Transações efetuadas durante o período/exercício pela Companhia:

	Serviços contratados (Despesa) ⁽¹⁾	Energia Elétrica comprada para revenda (Custo) ⁽²⁾	Comissão aval (Despesa financeira) ⁽³⁾	Saldo a receber (Consumidores e concessionárias)	Saldo a pagar (fornecedores)
ENERGISA S/A	5.934	-	1.678	-	1.889
EBO	-	234	-	20	-
31/03/2015	5.934	234	1.678	20	1.889
31/03/2014	5.649	1.125	1.536	-	-
31/12/2014	22.963	4.432	6.635	250	2.465

(1) Os serviços contratados junto a Controladora refere-se a serviços administrativos, suportados por contratos que foram submetidos à aprovação da ANEEL. Os custos são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL para fins regulatórios.

(2) Os valores de energia elétrica comprada estão suportados por contratos que foram submetidos à aprovação da ANEEL e foram efetuados em condições usuais de mercado.

(3) Refere-se custo de comissão de aval, iniciado em fevereiro de 2013, de garantias da controladora sobrecontratos da Companhia a razão de 1,5% a.a.

Remuneração dos Administradores

No período findo em 31 de março 2015, a remuneração dos membros do Conselho de Administração foi de R\$363 (R\$282 em 31 de março de 2014) e da Diretoria foi de R\$261 (R\$416 em 31 de março de 2014). Além da remuneração, a Companhia é patrocinadora dos benefícios de previdência privada, seguro saúde e seguro de vida para seus diretores, sendo a despesa no montante de R\$161 (R\$123 em 31 de março de 2014). Os encargos sociais sobre as remunerações totalizaram R\$146 (R\$173 em 31 de março de 2014).

A maior e a menor remuneração atribuídas a dirigentes e conselheiros, relativas ao mês de março, foram de R\$60 e R\$5 (R\$60 e R\$5 em 31 de março de 2014), respectivamente. A remuneração média no período de 2015 foi de R\$16 (R\$17 em 31 de março de 2014).

Na AGO de 30 de abril de 2015, foi aprovado o limite global da remuneração anual dos administradores para o exercício de 2015 no montante de R\$9.280 (R\$8.721 para o exercício de 2014).

14. Créditos tributários, impostos diferidos e despesa de imposto de renda e contribuição social corrente

Os impostos diferidos são oriundos de diferenças temporárias, que estão registrados segundo as normas do CPC 32 e apresentado conforme normas do CPC 26.

A estimativa consolidada para as realizações dos impostos diferidos está apresentada a seguir, ressaltando que as projeções de resultados utilizadas no estudo de recuperabilidade desses ativos foram aprovadas pelo Conselho de Administração.

Impostos diferidos reconhecidos no balanço:

	31/03/2015	31/12/2014
Ativo - diferenças temporárias		
Imposto de renda	127.425	112.270
Contribuição social sobre o lucro líquido	45.872	40.417
Total - não circulante	173.297	152.687
Passivo - diferenças temporárias		
Imposto de renda	18.010	19.166
Contribuição social	6.484	6.900
	24.494	26.066
Totais líquidos - ativos não circulantes	148.803	126.621

As diferenças temporárias são como segue:

	31/03/2015		31/12/2014	
	base de cálculo	IRPJ + CSSL	base de cálculo	IRPJ + CSSL
Ativo				
Créditos fiscais - ágio (1)	176.356	59.961	179.369	60.985
Provisão ajuste atuarial	68.780	23.385	67.802	23.052
Provisões para riscos	50.649	17.221	51.097	17.373
Provisão para crédito de liquidação duvidosa - PCLD	20.272	6.892	28.209	9.591
Outras provisões (PEE; P&D; honorários e outras)	30.745	10.453	30.475	10.362
Variações cambiais passivas	138.648	47.140	72.030	24.490
Ajuste a valor presente	17.214	5.853	8.615	2.929
Ativos regulatórios (CVA's)	(3.400)	(1.156)	-	-
Outras adições (exclusões) temporárias	10.435	3.548	11.482	3.905
Marcação a mercado - derivativo	(40.208)	(13.671)	(48.385)	(16.451)
IRPJ e CSSL sobre a parcela do VNR das contas a receber da concessão e atualizações:	(31.833)	(10.823)	(28.280)	(9.615)
Total - ativo não circulante	437.658	148.803	372.414	126.621

- (1) O benefício fiscal do ágio está sendo amortizado pelo período remanescente de exploração da concessão, segundo a curva de rentabilidade projetada, conforme aprovado pela Resolução Autorizativa ANEEL nº 759 de 12 de dezembro de 2006.

Segue as realizações dos créditos fiscais:

Período	Realização dos créditos fiscais
2015	7.997
2016	10.563
2017	10.563
2018	10.463
2019	10.363
2020	10.363
2021 a 2024	88.491
Total	148.803

Os valores de imposto de renda e contribuição social que afetaram o resultado do período, bem como a compensação dos créditos tributários registrados, são demonstrados como segue:

	31/03/2015	31/03/2014
Lucro antes dos impostos	10.934	49.915
Alíquota fiscal combinada	34%	34%
Despesa de imposto de renda e da contribuição social calculados às alíquotas fiscais combinadas	(3.717)	(16.971)
Ajustes:		
Redução do imposto de renda e adicionais (*)	16.949	6.344
Outras exclusões permanentes (**)	486	163
Receita (Despesa) de imposto de renda e contribuição social	13.718	(10.464)
Alíquota efetiva	-	21%

(*) Os valores de redução do imposto de renda e adicionais - Incentivo SUDENE- auferidos no período findo em 31 de março de 2015 e 2014, foram registrados diretamente na demonstração de resultado do período na rubrica "imposto de renda e contribuição social corrente" de acordo com a Lei nº 11.638/07 e Medida Provisória nº 449/08.

(**) Referem-se basicamente as despesas contabilizadas em doações, patrocínios, participações e brindes.

A Companhia possui redução do imposto de renda e adicionais. Em dezembro de 2012 obteve aprovação do Ministério da Integração Social seu novo pedido de benefício fiscal de 75% para o período de 01 de janeiro de 2012 a 31 de dezembro de 2021 e o deferimento de seu pedido junto a Receita Federal - Despacho decisório nº 128 DRF/JPA de 23 de maio de 2013 e consiste na redução de até 75% do Imposto de Renda calculado sobre o lucro de exploração.

15. Contas a receber da concessão

A Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei 12.783/2013, confirmou a intenção do Poder Concedente de utilizar o VNR - Valor novo de reposição para valoração dos créditos a receber, ao final da concessão, a título de indenização dos investimentos efetuados e não recuperados por meio da prestação de serviços outorgados.

No entendimento da Administração da Companhia, este fato alterou as condições contratuais da concessão relacionadas à forma de remunerar a Companhia pelos investimentos realizados na infraestrutura vinculados à prestação de serviços outorgados, que até o exercício de 2011, era reconhecido pelo custo histórico.

A partir de 31 de dezembro de 2012 a Companhia passou a reconhecer o VNR - Valor novo de reposição, homologados pela ANEEL, dos ativos que compõe a concessão, corrigidos pela variação do IGPM. No período findo em 31 de março de 2015, foram reconhecidos em receita financeira - atualização do contas a receber da concessão - VNR o montante de R\$3.553.

Esse direito está classificado como disponíveis para venda no não circulante. Em 31 de março de 2015, o saldo dessa rubrica monta:

Movimentação	31/03/2015	31/12/2014
Ativo financeiro - 31/12/2014 e 31/12/2013	276.224	225.555
Adições no período/exercício (*)	14.928	45.523
Baixas no período/exercício	(263)	(1.916)
Ativo financeiro	290.889	269.162
Atualização contas a receber da concessão - VNR	3.553	7.062
Ativo financeiro custo corrigido- 31/03/2015 e 31/12/2014	294.442	276.224

(*) Transferência do intangível para o contas a receber da concessão.

16. Intangível e Imobilizado

	31/03/2015	31/12/2014
Intangível - Contrato de concessão	670.542	668.384
Imobilizado	11.767	12.410
Total	682.309	680.794

Intangível - Contrato de concessão

Referem-se a parcela da infraestrutura utilizada na concessão da distribuição de energia elétrica a ser recuperada pelas tarifas elétricas durante o prazo da concessão.

Intangível	Saldo 31/12/2014	Adição	Transferências	Baixas (*)	Amortização/ Depreciação	Saldo 31/03/2015
Intangível em Serviço						
Custo	1.254.486	-	23.274	(2.319)	-	1.275.441
Amortização Acumulada	(494.761)	-	-	762	(15.683)	(509.682)
Subtotal	759.725	-	23.274	(1.557)	(15.683)	765.759
Em Curso	81.636	35.381	(23.274)	(15.356)	-	78.387
Total	841.361	35.381	-	(16.913)	(15.683)	844.146
(-) Obrigações Vinculadas a concessão						
Em Serviço						
Custo	192.254	-	790	-	-	193.044
Amortização Acumulada	(46.312)	-	-	-	(2.272)	(48.584)
Subtotal	145.942	-	790	-	(2.272)	144.460
Em Curso	27.035	3.327	(790)	(428)	-	29.144
Total das Obrigações Vinculadas a concessão	172.977	3.327	-	(428)	(2.272)	173.604
Total Intangível	668.384	32.054	-	(16.485)	(13.411)	670.542
Imobilizado em Serviço						
Custo:						
Edificações e benfeitorias	327	-	-	-	-	327
Máquinas e equipamentos	15.925	-	36	-	-	15.961
Veículos	120	-	-	-	-	120
Móveis e utensílios	12.172	-	-	-	-	12.172
Total do imobilizado em serviço	28.544	-	36	-	-	28.580
Depreciação acumulada:						
Edificações e benfeitorias	(103)	-	-	-	(3)	(106)
Máquinas e equipamentos	(8.152)	-	-	-	(534)	(8.686)
Veículos	(97)	-	-	-	(4)	(101)
Móveis e utensílios	(7.782)	-	-	-	(138)	(7.920)
Total Depreciação acumulada	(16.134)	-	-	-	(679)	(16.813)
Subtotal Imobilizado	12.410	-	36	-	(679)	11.767
Imobilizado em curso	-	36	(36)	-	-	-
Total do Imobilizado	12.410	36	-	-	(679)	11.767
Total Geral	680.794	32.090	-	(16.485)	(14.090)	682.309

(*) Das baixas realizadas no período findo em 31 de março de 2015 de R\$16.485, R\$14.928 foi transferido para o contas a receber da concessão e R\$1.557 referem-se às baixas operacionais realizadas no período.

A infraestrutura utilizada pela Companhia nas suas operações é vinculada ao serviço público de distribuição de energia, não podendo ser retirada, alienada, cedidas ou dada em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 20/99, regulamenta a desvinculação da infraestrutura das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para sua desvinculação, quando destinados à alienação. Determina, também, que o produto da alienação seja depositado em conta bancária específica e os recursos reinvestidos na infraestrutura da própria concessão.

A amortização do intangível está sendo efetuada pelo prazo da concessão com base nos benefícios econômicos gerados anualmente. A taxa média ponderada de amortização utilizada é de 4,49% (4,43% em 31 de dezembro de 2014).

O saldo do intangível e do contas a receber da concessão está reduzido pelas obrigações vinculadas a concessão, que são representadas por:

Obrigações vinculadas à concessão:	31/03/2015	31/12/2014
Contribuições do consumidor	75.517	73.948
Participação da União - recursos CDE	140.117	140.117
Participação do Governo do Estado	11.938	11.938
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	7.857	6.098
(-) Amortização acumulada	(48.584)	(46.312)
Total	186.845	185.789
Alocação:		
Contas a receber da concessão	13.241	12.812
Infraestrutura - Intangível em serviço	144.460	145.942
Infraestrutura - Intangível em curso	21.287	20.937
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	7.857	6.098
Total	186.845	185.789

As contribuições do consumidor representam a participação de terceiros em obras para fornecimento de energia elétrica em áreas não incluídas nos projetos de expansão das concessionárias de energia elétrica.

As subvenções da União - recursos CDE e a participação do Governo do Estado, são provenientes da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e estão destinados ao Programa Luz para Todos.

A partir da segunda revisão tarifária periódica, ocorrida em agosto de 2009, as obrigações vinculadas a concessão (obrigações especiais) passaram a ser amortizadas pela taxa média de depreciação do ativo imobilizado da respectiva atividade em que tiverem sido aplicados os recursos das obrigações especiais.

Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente

A ANEEL, através da REN nº 463 de 22 de novembro de 2011, determinou que os valores provenientes do faturamento de multas por ultrapassagem de demanda e consumo de energia reativa excedente, a partir do 3º ciclo de revisões tarifárias, passem a ser contabilizadas como Obrigações especiais. Anteriormente ao 3º ciclo esses valores eram contabilizados como receita operacional. A Companhia passou pelo 3º ciclo de revisão tarifária em agosto de 2013, a partir dessa data, os faturamentos das ultrapassagens de demanda passaram a ser contabilizado na rubrica Obrigações vinculadas à concessão.

Até 31 de março de 2015, o montante contabilizado naquela rubrica é de R\$7.857 (R\$6.098 em 31 de dezembro de 2014).

A ABRADDEE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica), como representante das distribuidoras de energia elétrica, ingressou no judiciário questionando o tratamento dado a esse faturamento.

Imobilizado

Taxas de depreciação praticadas pela Companhia foram:

Taxas de depreciação do ativo imobilizado	Taxas %
Edificações e benfeitorias	3,33%
Máquinas e equipamentos	16,26%
Veículos	14,29%
Móveis e utensílios	6,25%

17. Fornecedores

	31/03/2015	31/12/2014
Suprimento:		
CCEE	31.039	13.867
Contratos Bilaterais (1)	62.856	70.246
Encargos do serviço de sistema (1)	6.732	3.137
Conexão à rede (1)	325	325
Uso do sistema de distribuição (CUSD) (1)	495	810
Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS	4.625	4.660
Materiais, serviços e outros (2)	19.019	26.946
Total	125.091	119.991
Circulante	122.445	117.345
Não Circulante	2.646	2.646

(1) Refere-se à aquisição de energia elétrica de geradores, uso da rede básica e uso do sistema de distribuição, cujo prazo médio de liquidação é de 25 dias.

(2) Refere-se às aquisições de materiais, serviços e outros, necessários à execução, conservação e manutenção dos serviços de distribuição e comercialização de energia elétrica, com prazo médio de liquidação de 40 dias.

18. Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

Operações	Encargos da dívida	Principal		Total		Ref.
		Circulante	Não Circulante	31/3/2015	31/12/2014	
Em moeda nacional						
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios-Grupo Energisa III(*)	637	-	61.000	61.637	61.591	
Eletrobrás - Luz para Todos - 1ª tranche	29	354	261	644	741	
Eletrobrás - Luz para Todos - 2ª tranche	74	520	1.204	1.798	1.939	
Eletrobrás - Luz para Todos - 3ª tranche	67	445	1.298	1.810	1.912	
Eletrobrás - Luz para Todos - 4ª tranche	58	324	1.623	2.005	2.093	
Eletrobrás - Luz para Todos - 5ª tranche	260	407	2.372	3.039	3.051	
Eletrobrás - Luz para Todos - 6ª tranche	104	865	-	969	971	
Eletrobrás - Subtransmissão	14	4.285	-	4.299	5.830	
Eletrobrás - Eletrificação Rural	6	-	-	6	6	
Eletrobrás - Devolução LPT	-	13.646	-	13.646	13.646	
Banco do Nordeste - Financ.Investimentos 2007-2008 (FNE)	31	9.782	11.576	21.389	23.773	
Banco do Nordeste - Financ.Investimentos 2008-2009 (FNE)	10	9.039	37.411	46.460	48.019	
Banco do Nordeste - Financ.Investimentos 2007-2008 (FAT)	-	2.227	3.235	5.462	6.071	
Banco ITAU BBA - BNDES FINEM	168	1.598	30.494	32.260	33.715	
Banco BNB - repasse BNDES	34	7.794	23.030	30.858	32.793	
Banco Itaú BBA - FINAME	186	3.771	33.747	37.704	36.546	
Banco Itaú CCB	-	-	-	-	40.269	
Banco Itaú CCB	268	9.700	-	9.968	-	
Subtotal em moeda nacional	1.946	64.757	207.251	273.954	312.966	
(-) custos de captação incorridos na contratação	-	(339)	(969)	(1.308)	(1.392)	
Total em moeda nacional	1.946	64.418	206.282	272.646	311.574	
Em moeda estrangeira						
Banco Itaú BBA I	9.660	44.984	-	54.644	45.511	(1)
Banco Itaú BBA II	2.493	-	193.606	196.099	161.438	(1)
Citibank	2.718	-	143.348	146.066	106.309	(1)
Total em moeda estrangeira	14.871	44.984	336.954	396.809	313.258	
Total	16.817	109.402	543.236	669.455	624.832	

(*) Para garantia do pagamento das parcelas de curto prazo, a Companhia mantém aplicações financeiras no montante R\$29.851 (R\$28.990 em 31 de dezembro de 2014), registrados na rubrica, "recursos vinculados" no ativo circulante.

(1) Os contratos de financiamentos junto ao Banco Itaú BBA e Citibank, possuem proteção de swap cambial e instrumentos financeiros derivativos (vide nota explicativa nº 25).

Os financiamentos obtidos junto ao Finame estão garantidos pelos próprios equipamentos financiados.

A Companhia tem como prática alocar o pagamento de juros na atividade de financiamento na demonstração do fluxo de caixa.

Condições contratuais dos empréstimos e financiamentos em 31 de março de 2015:

Operação	Vencimento	Características da Operação		Prazo Médio meses	Custo da Dívida		TIR (Taxa efetiva de juros)	Ref.
		Periodicidade Amortização	Garantias Reais		Indexador	Taxa de Juros a.a.		
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios- Grupo Energisa III	dez-2020	mensal, após dez.2017	Recebíveis	69	CDI	+ 0,7%	2,99%	
Eletrobrás - Luz para Todos - 1ª tranche	nov-2016	mensal	Recebíveis	20	RGR	5,0%	1,25%	
Eletrobrás - Luz para Todos - 2ª tranche	abr-2018	mensal	Recebíveis	37	RGR	5,0%	1,25%	
Eletrobrás - Luz para Todos - 3ª tranche	jul-2019	mensal	Recebíveis	24	RGR	5,0%	1,25%	
Eletrobrás - Luz para Todos - 4ª tranche	out-2020	mensal	Recebíveis	79	RGR	5,0%	1,25%	
Eletrobrás - Luz para Todos - 5ª tranche	jun-2021	mensal	Recebíveis	75	RGR	5,0%	1,25%	
Eletrobrás - Luz para Todos - 6ª tranche	mar-2022	mensal	Recebíveis	84	RGR	5,0%	1,25%	
Eletrobrás - Subtransmissão	mar-2016	mensal	Recebíveis	12	RGR	5,0%	1,25%	
Eletrobrás - Devolução LPT	mar-2016	mensal	Recebíveis	12	Selic	Acumulada	0,72%	
Banco do Nordeste - Financ.Investimentos 2007-2008 (FNE)	jun-2017	mensal	Recebíveis + Fundo Reserva	15	pré-fixado	7,8%	1,95%	(2)
Banco do Nordeste - Financ.Investimentos 2008-2009 (FNE)	jun-2019	mensal	Recebíveis + Fundo Reserva	51	pré-fixado	8,1%	2,03%	(2)
Banco do Nordeste - Financ.Investimentos 2007-2008 (FAT)	jun-2017	mensal	Recebíveis + Fundo Reserva	15	TJLP	+ 4,0%	6,5%	
Banco BNB - repasse BNDES FINEM	Dez-2023	mensal	Aval Energisa S.A	105	TJLP	+ De 3,50% a 8,90%	6,38% a 7,73%	
Banco do Nordeste - Repasse BNDES	jan-2019	mensal	Aval Energisa S.A.	46	TJLP	+ De 3,4% a 4,4%	6,35% a 6,6%	
Banco Itaú BBA - FINAME	até ago-2023	Mensal	Aval Energisa S.A.	101	TJLP	+ 2,5% a 10%	0,63% a 2,50%	
Banco Itaú BBA I	Ago-2015	final	Aval Energisa S.A	5	Dólar	+ 3,2466	21,58%	(1)
Banco Itaú BBA II	Abr-18	anual após abr2017	Aval Energisa S.A	37	Dólar	+ 3,4892%	21,64%	(1)
Citibank	Set-2017	Anual após set.2016	Aval Energisa S.A	30	Libor	+ 1,8987%	21,51%	(1)

(1) Possui Swap.

(2) Considera Bônus de adimplemento 25% e 15% sobre juros, para investimentos no semiárido e fora do semiárido, respectivamente.

Os principais indicadores utilizados para a atualização de empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações percentuais no período/exercício:

Moeda/indicadores	31/03/2015	31/12/2014
US\$ x R\$	20,77%	13,39%
TJLP	5,50%	5,00%
SELIC	2,87%	10,90%
CDI	2,81%	10,81%
IPCA	3,83%	6,41%
IGP-M	2,02%	3,67%
LIBOR	0,26	0,23%

Os financiamentos de longo prazo têm seus vencimentos assim programados:

	31/03/2015
2016	97.932
2017	200.161
2018	150.264
2019	55.692
Após 2019	39.187
Total	543.236

Seguem as movimentações ocorridas no período/exercício:

Descrição	31/03/2015	31/12/2014
Saldo em 31/12/2014 e 31/12/2013	624.832	531.735
Novos empréstimos e financiamentos obtidos	27.229	104.328
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e cambial	76.643	69.846
Pagamento de principal	(50.801)	(50.516)
Pagamento de juros	(8.448)	(30.561)
Saldo em 31/03/2015 e 31/12/2014	669.455	624.832
Circulante	126.219	141.504
Não circulante	543.236	483.328

Os custos de captações dos financiamentos a serem amortizados nos exercícios subsequentes é como segue:

Contratos	31/03/2015	31/12/2016	31/12/2017 em diante	Total
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios- Grupo Energisa III	97	-	460	557
Banco do Nordeste - Financ.Investimentos 2007-2008 (FNE)	83	110	55	248
Banco do Nordeste - Financ.Investimentos 2007-2008 (FAT)	21	28	13	62
Banco do Nordeste - Financ.Investimentos 2008-2009 (FNE)	77	104	261	442
	278	242	789	1.309

19. Tributos e Contribuições Sociais

	31/03/2015	31/12/2014
ICMS	36.168	29.609
Encargos sociais	2.080	2.293
IRPJ	22.097	21.766
CSSL	9.113	8.722
PIS / COFINS	31.228	30.410
IRRF	520	1.198
Outros	854	1.559
Total	102.060	95.557
Circulante	71.315	67.297
Não circulante	30.745	28.260

20. Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais

A Administração da Companhia, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, constituiu provisão para riscos de natureza trabalhistas, cíveis e fiscais, como segue:

	Saldo inicial 31/12/2014	Provisões constituídas	Reversões de provisões	Atualização	Saldo final 31/03/2015
Trabalhistas	19.988	717	(1.846)	590	19.449
Cíveis	28.461	1.447	(2.137)	849	28.620
Fiscais	2.648	9	(150)	73	2.580
Total	51.097	2.173	(4.133)	1.512	50.649
Depósitos e cauções vinculados (*)	(8.392)				(6.950)

(*) A Companhia possui depósitos e cauções vinculados no ativo não circulante, no montante de R\$23.924 (R\$23.334 em 31 de dezembro de 2014) dos quais R\$16.974 (R\$14.942 em 31 de dezembro de 2014) não foram constituídas provisões para riscos pelo fato do prognóstico de ganho ser possível ou remoto.

No período findo em 31 de março de 2015 foram pagos o montante de R\$1.643 (R\$6.355 em 31 de dezembro de 2014), sendo de indenizações trabalhistas R\$182 (R\$2.548 em 31 de dezembro de 2014) e de indenizações cíveis R\$1.461 (R\$3.807 em 31 de dezembro de 2014).

Perdas prováveis:

Trabalhistas

A maioria dessas ações tem por objeto pedido de verbas contratuais/legais: horas extras, equiparação salarial, FGTS, entre outros.

Cíveis

Nos processos cíveis discutem-se principalmente indenizações por danos morais/materiais e reclamações de consumidores, envolvendo débitos de energia. Há também ações judiciais de consumidores reivindicando o reembolso de valores pagos à Companhia resultantes da majoração de tarifas com base nas portarias do DNAEE nº 38 e nº 45, aplicadas durante a vigência do Plano Cruzado no ano de 1986.

Fiscais

Refere-se a discussões relacionadas a Cofins, PIS, INSS, ISS, ICMS e CSLL. Os processos encontram-se com a exigibilidade de seus créditos suspensa, seja por estarem em trâmite os processos administrativos, seja porque se encontram devidamente garantidas as execuções fiscais em andamento.

A Administração entende que todas as provisões constituídas são suficientes para cobrir eventuais perdas com os processos em andamento. Com base na opinião dos seus consultores jurídicos foram provisionados todos os processos judiciais, cuja probabilidade de desembolso futuro foi estimada como provável.

Perdas possíveis:

A Companhia possui processos de naturezas trabalhistas, cíveis e fiscais em andamento em um montante total de R\$314.949 (R\$315.922 em 31 de dezembro de 2014), cuja probabilidade de êxito foi estimada pelos consultores jurídicos como possível, não requerendo a constituição de provisão.

Segue os comentários de nossos consultores jurídicos referente às ações consideradas com riscos possíveis:

Trabalhistas

Ações judiciais de natureza trabalhistas no montante R\$20.465 (R\$19.826 em 31 de dezembro de 2014), têm como objeto o pleito de horas extras, de adicional de periculosidade, horas de sobreaviso, indenizações por danos decorrentes de acidente de trabalho, bem como a responsabilidade subsidiária da Companhia em relação às verbas referentes aos contratos de trabalho firmados entre as empresas que lhe prestam serviços e seus empregados.

Cíveis

Ações judiciais de natureza cível, no montante de R\$80.347 (R\$88.733 em 31 de dezembro de 2014), têm majoritariamente os seguintes objetos: (i) revisão ou o cancelamento de faturas de energia elétrica em razão da incerteza de seu valor; (ii) indenizações por danos materiais e morais decorrentes da suspensão do fornecimento de energia elétrica por falta de pagamento, por irregularidades nos aparelhos de medição, de variações de tensão elétrica, ou de falta momentânea de energia; e (iii) multas regulatórias originárias de procedimentos de fiscalização do poder concedente que encontram-se em processo de defesa administrativa.

Fiscais

Ações de natureza fiscal e tributária no montante de R\$214.137 (R\$207.363 em 31 de dezembro de 2014) referem-se basicamente aos seguintes objetos: (i) ICMS incidente sobre a demanda de energia; (ii) compensação e aproveitamento de créditos de ICMS; (iii) diferencial de alíquota; e (iv) imposto de renda e contribuição social sobre o lucro, leilão de energia, entre outros.

21. Patrimônio líquido

21.1. Capital Social

O capital social, subscrito e integralizado é de R\$461.424 (R\$461.424 em 31 de dezembro de 2014) está representado por 918.160 ações ordinárias, todas nominativas sem valor nominal.

Independentemente de modificação estatutária, o capital social poderá ser aumentado em até o limite de 6.000.000 de ações, sendo até 4.092.176.000 em ações ordinárias e até 1.907.824.000 em ações preferenciais.

22. Receita operacional

	31/03/2015			31/03/2014		
	Informações não revisadas pelos auditores independentes			Informações não revisadas pelos auditores independentes		
	Nº de consumidores	MWh	R\$	Nº de consumidores	MWh	R\$
Residencial	1.087.878	424.762	238.793	1.047.202	409.087	176.896
Industrial	4.449	136.037	55.906	4.522	157.970	43.282
Comercial	93.226	188.244	102.341	91.782	180.048	74.694
Rural	122.898	74.449	26.360	117.442	70.406	20.847
Poder Público:						
Federal	617	14.633	12.961	602	14.194	9.592
Estadual	3.235	19.942	10.285	3.155	19.344	7.611
Municipal	11.964	25.118	6.823	11.667	24.364	5.049
Iluminação Pública	665	57.404	18.626	655	55.790	12.999
Serviço Público	1.035	52.078	17.141	1.021	56.607	13.134
Consumo Próprio	237	1.154	-	233	1.158	-
Subtotal	1.326.204	993.821	489.236	1.278.281	988.968	364.104
Receita de Remuneração dos Ativos da Concessão	-	-	5.015	-	-	3.948
Suprimento	-	21.490	1.273	-	-	1.893
Fornecimento não faturado (líquido)	-	(45.054)	(6.806)	-	(46.146)	(11.258)
Disponibilização do sistema de transmissão e de distribuição	21	-	10.080	20	-	7.733
Receita de Construção (1)	-	-	33.489	-	-	31.365
Ativos e passivos regulatórios (2)	-	-	(15.467)	-	-	-
Outras receitas	-	-	3.154	-	-	1.977
Total - Receita Operacional Bruta	1.326.224	970.257	519.974	1.278.301	942.822	399.762
Deduções da Receita Operacional						
ICMS	-	-	112.767	-	-	82.351
PIS	-	-	8.029	-	-	6.079
COFINS	-	-	36.983	-	-	27.998
ISS	-	-	111	-	-	48
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	1.554	-	-	1.229
Conta de Desenvolvimento Energia CDE	-	-	7.580	-	-	798
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento- P&D	-	-	1.554	-	-	1.229
Excedente de Bandeiras tarifárias	-	-	5.496	-	-	-
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	-	-	1.759	-	-	1.532
Total - deduções da receita operacional	-	-	175.833	-	-	121.264
Total Receita Operacional Líquida	1.326.225	970.257	344.141	1.278.301	942.822	278.498

(1) A receita de construção está representada pelo mesmo montante em custo de construção. Tais valores são de reconhecimento obrigatório pela ICPC 01 - Contratos de Concessão e correspondem a custo de construção de obras de ativos da concessão de distribuição de energia elétrica.

(2) Refere-se a montante de ativos e passivos regulatórios reconhecidos no período findo em 31 de março de 2015 de acordo com a Deliberação CVM nº 732/14 e Comunicado Técnico Ibracon nº 05/2014.

23. Custo de Energia Elétrica Comprada para Revenda

	MWH (**)		Energia elétrica comprada p/revenda	
	31/03/2015	31/03/2014	31/03/2015	31/03/2014
Energia de leilão	578.809	434.100	109.611	76.657
Energia bilateral	108.288	108.200	21.195	19.684
Cotas de Angra REN 530/12	37.515	37.400	6.178	5.633
Energia de curto prazo - CCEE	-	129.300	42.595	112.005
Cotas Garantia Física-Res. Homol. ANEEL 1410 - Anexo I	411.962	385.000	12.531	12.280
Programa incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	20.934	20.500	5.369	5.755
Ressarcimento pela exposição térmica (*)	-	-	(25.742)	(91.260)
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo	-	-	(13.830)	(10.603)
Total	1.157.508	1.114.500	157.907	130.151

(*) Através do Decreto presidencial n.º 8.221, foi criada a Conta no Ambiente de Contratação Regulada (CONTA-ACR), destinada a cobrir, total ou parcialmente, as despesas incorridas pelas concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica em decorrência de: (i) exposição involuntária no mercado de curto prazo; e (ii) despacho de usinas termelétricas vinculadas a Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR, na modalidade por disponibilidade de energia elétrica.

(**) Não revisado pelos auditores independentes.

Para os meses de janeiro a março de 2015 a Aneel já homologou os valores conforme abaixo:



Os valores referentes aos Despachos de março de 2015, foram repassados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE nas contas correntes vinculadas ao aporte de garantias financeiras do mercado de curto prazo das concessionárias.

Os montantes foram registrados no resultado como redução de custo de energia comprada e sobre eles foram registrados encargos de PIS e COFINS.

24. Cobertura de seguros

A Companhia adota a política de contratar cobertura de seguros para os bens sujeitos aos riscos para cobrir eventuais sinistros, considerando a natureza de sua atividade. Os seguros da Companhia são contratados conforme os preceitos de gerenciamento de riscos e seguros geralmente empregados por empresas de distribuição de energia elétrica. As premissas de riscos adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo da revisão das informações financeiras intermediárias e, conseqüentemente, não foram revisadas pelos nossos auditores independentes.

As apólices de riscos nomeados e responsabilidade civil são contratadas em conjunto com as demais empresas do Grupo Energisa, sendo o limite máximo de indenização os montantes constantes da cobertura securitária.

As principais coberturas são:

Ramos	Data de Vencimento	Importância Segurada	Prêmio Anual
			31/03/2015 e 31/12/2014
Risco Operacional	23/10/2015	35.606	410
Responsabilidade Civil Geral	23/10/2015	50.600	316
Frota- Danos Materiais e Corporais a Terceiros	23/10/2015	Até R\$ 360 mil/veículo	231
Vida em Grupo - Morte e Acidentes pessoais	31/12/2015	91.062	404
			1.361

Risco Operacional

Na apólice contratada foram destacadas as subestações, prédios e equipamentos com seus respectivos valores segurados e seus limites máximos de indenização. Possui cobertura securitária básica tais como incêndio, raio e explosão de qualquer natureza, danos elétricos, queda de aeronave, impacto de veículo aéreo e terrestre, tumultos, equipamentos móveis, alagamento/inundação, pequenas obras de engenharia, despesas extraordinárias, inclusão / exclusão de bens e locais, erros e omissões.

Responsabilidade Civil Geral

Apólice contratada na modalidade GERIP, possui cobertura securitária para Danos Morais, Materiais e Corporais causados a terceiros em decorrência das operações da Empresa.

Frota

A Companhia mantém cobertura securitária para RCF/V - Responsabilidade Civil Facultativa/Veículos, garantindo aos terceiros envolvidos em sinistros, cobertura de danos pessoais e/ou materiais incorridos.

Vida em Grupo e Acidentes Pessoais

Garante cobertura securitária no caso de morte por qualquer causa, invalidez permanente total ou parcial por acidente e invalidez funcional permanente de seus empregados.

25. Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos

Abaixo, são comparados os valores contábeis e valor justo dos principais ativos e passivos de instrumentos financeiros:

ATIVO	31/03/2015		31/12/2014	
	Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Caixa e equivalente de caixa	71.068	71.068	45.979	45.979
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	47.177	47.177	37.721	37.721
Consumidores e concessionárias	197.157	197.157	167.769	167.769
Títulos de créditos a receber	43.648	43.648	54.192	54.192
Conta a receber da concessão	294.442	294.442	276.224	276.224
Ativos regulatórios líquidos	69.197	69.197	80.140	80.140
Instrumentos financeiros derivativos	40.208	40.208	48.385	48.385

PASSIVO	31/03/2015		31/12/2014	
	Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Fornecedores	125.091	125.091	119.991	119.991
Empréstimos, financiamentos, debêntures e encargos de dívidas	669.455	669.445	624.832	624.832

Em atendimento à Instrução CVM nº 475/2008 e à Deliberação nº 604/2009, a descrição dos saldos contábeis e do valor justo dos instrumentos financeiros inclusos no balanço patrimonial em 31 de março de 2015 e 2014, estão identificadas a seguir:

Não derivativos - classificação e mensuração

Empréstimos e recebíveis

Incluem clientes, consumidores e concessionárias, títulos de créditos a receber, outros créditos e contas a receber da concessão e ativos regulatórios líquidos. São inicialmente mensurados pelo custo amortizado, usando-se a taxa de juros efetiva, sendo seus saldos aproximados ao valor justo.

Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados

Os saldos das aplicações financeiras em Certificados de Depósitos Bancários e fundos de investimentos são avaliados ao seu valor justo por meio do resultado, exceto se mantidos até o vencimento, quando a Companhia manifestar intenção e capacidade financeira para mantê-los até o vencimento. Após a avaliação inicial, esses ativos são avaliados ao custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, menos perdas por redução ao valor recuperável.

Ativos financeiros disponíveis para venda

Os ativos financeiros disponíveis para venda são aqueles ativos financeiros não derivativos que não são classificados como: (a) empréstimos e recebíveis, (b) investimentos mantidos até o vencimento ou (c) ativos financeiros pelo valor justo por meio do resultado.

Após mensuração inicial, ativos financeiros disponíveis para venda são mensurados a valor justo, com ganhos e perdas não realizados reconhecidos diretamente dentro dos outros resultados abrangentes até a baixa do investimento, com exceção das perdas por redução ao valor recuperável, dos juros calculados utilizando o método de juros efetivos e dos ganhos ou perdas com variação cambial sobre ativos monetários que são reconhecidos diretamente no resultado do período.

Passivos financeiros pelo custo amortizado

Fornecedores - são mensurados pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos, variações monetárias e/ou cambiais incorridos até a data do balanço, sendo o seu valor contábil aproximado de seu valor justo.

Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures - Os instrumentos financeiros estão classificados como passivos financeiros ao custo amortizado. Os valores contábeis dos empréstimos e financiamentos vinculados aos investimentos, obtidos em moeda nacional, junto a Eletrobrás, BNB, BNDES, e empréstimos com bancos comerciais, se aproximam de seus respectivos valores justos, já que operações similares não estão disponíveis no mercado financeiro, com vencimentos e taxas de juros comparáveis. O valor justo dos passivos financeiros que são negociados em mercados ativos é determinado com base nos preços observados nesses mercados (fonte: CETIP). Para os instrumentos financeiros sem mercado ativo, sendo esse o FIDC, a Companhia estabeleceu o seu valor justo como sendo equivalente ao valor contábil do instrumento.

Derivativos

O valor justo estimado de ativos e passivos financeiros foi determinado por meio de informações disponíveis no mercado e por metodologias apropriadas de avaliação.

A Companhia tem como política o gerenciamento dos riscos, evitando assumir posições relevantes expostas a flutuações de valor justo. Nesse sentido, buscam operar instrumentos que permitam maior controle de riscos. Os contratos de derivativos são efetuados com operações de *swap* e opções envolvendo juros e taxa de câmbio, visando eliminar a exposição à variação do dólar além de adequação do custo das dívidas de acordo com o direcionamento do mercado.

As operações de proteção contra variações cambiais adversas requerem monitoramento constante, de forma a preservar a eficiência das suas estruturas. As operações vigentes são passíveis de reestruturação a qualquer tempo e podem ser objeto de operações complementares ou reversas, visando reduzir eventuais riscos de perdas relevantes.

- **Incertezas**

Os valores foram estimados na data do balanço, baseados em informações disponíveis no mercado e por metodologias apropriadas de avaliações. Entretanto, considerável julgamento foi requerido na interpretação dos dados de mercado para produzir a estimativa mais adequada do valor justo. Como consequência, as estimativas utilizadas e apresentadas a seguir não indicam, necessariamente, os montantes que poderão ser realizados no mercado de troca corrente.

- **Administração financeira de risco**

O Conselho de Administração tem responsabilidade geral pelo estabelecimento e supervisão do modelo de administração de risco da Companhia. Assim, fixou limites de atuação da Companhia com montantes e indicadores preestabelecidos na “Política de Gestão de Riscos decorrentes do Mercado Financeiro” (revista anualmente e disponível na web site da Companhia, tendo sido a última revisão em 23/12/2014) e nos regimentos internos da diretoria da Companhia.

A gestão de risco da Companhia visa identificar, analisar e monitorar riscos enfrentados, para estabelecer limites e mesmo checar a aderência aos mesmos. As políticas de gerenciamento de riscos e sistemas são revisadas regularmente, a fim de avaliar mudanças nas condições de mercado e nas atividades da Companhia. A Diretoria tem como prática reportar mensalmente a performance orçamentária e os fatores de riscos que envolvem a Companhia.

A Companhia conta com serviços de empresa especializada e independente na gestão de risco de caixa e dívida, de modo que é procedido monitoramento diário sobre o comportamento dos principais indicadores macroeconômicos e seus impactos nos resultados, em especial nas operações de derivativos. Este trabalho permite definir estratégias de contratação e reposicionamento, visando menores riscos e melhor resultado financeiro.

Gestão de Risco de Capital

O índice de endividamento no final do período/exercício é o seguinte:

	31/03/2015	31/12/2014
Dívida (a)	669.445	624.832
Caixa e equivalentes de caixa	(71.068)	(45.979)
Dívida líquida	598.377	578.853
Patrimônio líquido (b)	680.227	671.476
Índice de endividamento líquido	0,88	0,86

(a) A dívida é definida como empréstimos, financiamentos e debêntures de curto e longo prazos (excluindo derivativos e contratos de garantia financeira), conforme detalhado nas notas explicativas nº 18 e nº 19.

(b) O patrimônio líquido inclui todo o capital e as reservas da companhia, gerenciados como capital.

a) Risco de liquidez

A administração, através do fluxo de caixa projetado, programa suas obrigações que geram passivos financeiros ao fluxo de seus recebimentos ou de fontes de financiamentos de forma a garantir o máximo possível à liquidez, para cumprir com suas obrigações, evitando inadimplências que prejudiquem o andamento das operações da Companhia.

A seguir, apresentamos a estratificação dos passivos financeiros, incluindo pagamentos de juros estimados. Não é esperado que possam ocorrer alterações significativas nos fluxos de caixa incluídos nesta análise.

Taxa média de juros efetiva ponderada (%)meses	Até 6 meses	De 6 a 12 meses	De 1 a 3 anos	De 3 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	122.445				2.646	125.091
Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures - 11,34%	114.209	46.338	387.833	192.554	35.031	775.965
Total	236.654	46.338	387.833	192.554	37.677	901.056

b) Risco de crédito

A Administração avalia que os riscos das aplicações financeiras de suas disponibilidades são reduzidos, em função de não haver concentração e as operações serem realizadas com bancos de percepção de risco

aderentes à “Política de Gestão de Riscos decorrentes do Mercado Financeiro”. Constituído no primeiro trimestre de 2010, o Comitê de Auditoria do Conselho de Administração tem a função de supervisionar se a administração da Companhia vem seguindo as regras e princípios estabelecidos na política.

O risco de crédito é representado por contas a receber, o que, no entanto, é atenuado por vendas a uma base pulverizada de clientes e por prerrogativas legais para suspensão da prestação de serviços a clientes inadimplentes. Adicionalmente, parte dos valores a receber relativos às transações de venda, compra de energia e encargos de serviço do sistema, realizados no âmbito da CCEE, está sujeita a modificações, dependendo de decisões de processos judiciais ainda em andamento, movidos por algumas empresas do setor. Esses processos decorrem da interpretação de regras do mercado, vigentes entre junho de 2001 e fevereiro de 2002, período do Programa Emergencial de Redução de Energia Elétrica.

Exposição a riscos de crédito

O valor contábil dos ativos financeiros representa a exposição máxima do crédito. A exposição máxima do risco do crédito na data das informações financeiras intermediárias foi:

	31/03/2015	31/12/2014
Caixa e equivalente de caixa	71.068	45.979
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	47.177	37.721
Consumidores e concessionárias	197.157	167.769
Títulos de créditos a receber	43.648	54.192
Conta a receber da concessão	294.442	276.224
Ativos regulatórios líquidos	69.197	80.140
Instrumentos financeiros derivativos	40.208	48.385

O detalhamento desses créditos está apresentado nas notas explicativas nº 5, 6, 7, 11, 15 e 29.

c) Risco de mercado: taxa de juros e de câmbio

Parte dos empréstimos e financiamentos em moeda nacional, apresentados na nota explicativa nº 18, é composta de financiamentos obtidos junto a diversos agentes de fomento nacional (Eletrobrás, Banco do Nordeste e BNDES) e outras instituições do mercado de capitais. A taxa de juros é definida por estes agentes, levando em conta os juros básicos, o prêmio de risco compatível com as empresas financiadas, suas garantias e o setor no qual estão inseridas. Na impossibilidade de buscar alternativas ou diferentes hipóteses de mercado e/ou metodologias para suas estimativas, em face dos negócios e às peculiaridades setoriais, esses são mensurados pelo “método do custo amortizado” com base em suas taxas contratuais.

Os resultados da Companhia são suscetíveis a variações, em função dos efeitos da volatilidade da taxa de câmbio sobre as operações de vendas de opções vinculadas aos swaps dos passivos atrelados a moedas estrangeiras, principalmente ao dólar norte-americano. A taxa de câmbio do dólar norte-americano encerrou o período findo em 31 de março de 2015, com alta de 20,77% sobre 31 de dezembro de 2014, cotado a R\$3,2080/USD. A volatilidade do dólar norte-americano em 31 de março de 2015 era de 21,86%, enquanto em 31 de dezembro de 2014 era de 14,33%.

Do montante das dívidas bancárias e de emissões da Companhia em 31 de março de 2015 de R\$669.455 (R\$626.224 em 31 de dezembro de 2014), R\$336.957 (R\$313.258 em 31 de dezembro de 2014) estão representados em dólares:

- (i) US\$78,3 milhões de empréstimo com o Banco Itaú BBA (US\$77,2 milhões de principal); e
- (ii) US\$45,5 milhões de empréstimo com o Citibank (US\$45,5 milhões de principal).

Os empréstimos têm vencimento de curto e longo prazo, 17 de agosto de 2015 e 27 de fevereiro de 2019, respectivamente, e custos de até US\$ mais 4,33% ao ano.

O balanço patrimonial em 31 de março de 2015 apresenta no ativo circulante R\$8.079 (R\$8.901 em 31 de dezembro de 2014) e no não circulante, R\$32.129 (R\$39.484 em 31 de dezembro de 2014), a título de marcação a mercado e instrumentos financeiros derivativos atrelados ao câmbio e aos juros, originados da combinação de fatores usualmente adotados para precificação a mercado de instrumentos dessa natureza,

como volatilidade, cupom cambial, taxa de juros e cotação do dólar. Não se trata de valores materializados, pois refletem os valores da reversão dos derivativos na data de apuração, o que não corresponde ao objetivo de proteção das operações de hedge e não reflete a expectativa da Administração. À medida que os limitadores estabelecidos para as operações vigentes não forem ultrapassados, conforme abaixo descrito, deverá ocorrer a reversão do lançamento de marcação a mercado ora refletido nas informações financeiras intermediárias. Por outro lado, uma maior deterioração da volatilidade, do cupom cambial e da cotação do dólar poderá implicar no aumento dos valores ora contabilizados.

A Administração da Companhia está atenta aos movimentos de mercado, de forma que estas operações poderão ter sua proteção reestruturada, a depender do comportamento do câmbio (R\$/US\$), no que diz respeito à volatilidade e patamar de estabilização.

Operação	Notional (USD)	Custo Financeiro (ao ano)	Vencimento	Limitador
Loan 4131 Itaú BBA x EPB 1 P. Ativa P. Passiva	16.900	VC + 4,3288% 100,00% CDI	17/08/2015	-
Loan 4131 Itaú BBA x EPB 3 P. Ativa P. Passiva	60.277	VC + 4,105% 108,95% CDI	17/04/2018	3,11 (Abr/17) 3,30 (Abr/18)
Loan 4131 Citibank xEPB 2 P. Ativa P. Passiva	40.000	LIBOR + 1,8987% 101,00% CDI	28/09/2017	3,0185 (Set/16) 3,1975 (Set/17)
Loan 4131 Citibank xEPB 4 P. Ativa P. Passiva	5.500	LIBOR + 1,88% CDI + 1,80%	27/02/2019	-

Buscando estruturas mais simples, maior liquidez e menor exposição ao risco, em 27 de janeiro de 2015, a Administração excluiu o limitador com vencimento no ano de 2015 do swap associado ao empréstimo 4131 abaixo, de forma a eliminar o risco de perdas por alta do US\$ no swap cambial.

Operação	Notional (USD)	Custo Financeiro (ao ano)	Vencimento	Limitador
Loan 4131 Itaú BBA x EPB 1 P. Ativa P. Passiva	16.900	VC + 4,3288% 100,00% CDI	17/08/2015	2,85 (Ago/15)

A administração da Companhia tem constantemente buscado alternativas de levantar capital a um custo atraente dada as condições de mercado no momento da emissão. Com a alta da taxa de câmbio, surgiu a oportunidade de liquidar antecipadamente o instrumento de swap junto ao Banco Citibank. A operação resultou na entrada de R\$29.519, mas sem a necessidade de aumentar o valor da dívida.

A operação permitiu a monetização do hedge existente a um custo bastante atrativo, quando considerado os custos de captação de um valor equivalente a preços de mercado. Importante ressaltar que, em se tratando de monetização de um ativo (MTM), houve redução do montante alocado no balanço patrimonial ativo da Companhia com entrada de recursos equivalentes no caixa (descontados dos custos de estruturação).

A montagem do novo swap respeitou os prazos, custos e notionals da dívida associada em dólar, implicando na manutenção da exposição financeira, limitação do risco financeiro da Companhia e variações da taxa de câmbio.

Em consonância com a Deliberação CVM 603/09, apresentam-se abaixo os valores dos instrumentos financeiros derivativos da Companhia, vigentes em 31 de março de 2015 e 31 de dezembro de 2014, que podem ser assim resumidos:

Instrumentos financeiros derivativos					
	Valor de Referência		Descrição	Valor Justo	
	31/03/2015	31/12/2014		31/03/2015	31/12/2014
			Posição Ativa		
			Moeda Estrangeira- USD e LIBOR	404.184	320.737
			Posição Passiva		
Swap com Opções Itau BBA e Citibank	284.523	235.098	Taxa de Juros CDI	(296.283)	(242.930)
			Opções de Moeda Estrangeira - USD	(67.693)	(29.422)
			Posição Total		
			Swap Com Opções	-	
				40.208	48.385

O Valor Justo dos derivativos em 31 de março de 2015 e 31 de dezembro de 2014 foi apurado com base nas cotações de mercado para contratos com condições similares. Suas variações estão diretamente associadas às variações dos saldos das dívidas relacionadas na nota explicativa nº 18 e 19 e ao bom desempenho dos mecanismos de proteção utilizados, descritos acima. A Companhia não tem por objetivo liquidar esses contratos antes dos seus vencimentos, bem como possuem expectativa distinta quanto aos resultados apresentados como Valor Justo - conforme abaixo demonstrado. Para uma perfeita gestão, é procedido monitoramento diário, com o intuito de preservar menores riscos e melhores resultados financeiros.

A marcação a mercado (MtM) das operações da Companhia foi calculada utilizando metodologia geralmente empregada e conhecida pelo mercado. A metodologia consiste basicamente em calcular o valor futuro das operações, utilizando as taxas acordadas em cada contrato, descontando a valor presente pelas taxas de mercado. No caso das opções, é utilizado para cálculo do MtM uma variante da fórmula de Black & Scholes, destinada ao cálculo do prêmio de opções sobre moeda. Os dados utilizados nesses cálculos foram obtidos de fontes consideradas confiáveis. As taxas de mercado, como a taxa Pré e o Cupom de Dólar, foram obtidas diretamente do site da BM&F (Taxas de Mercado para Swaps). A taxa de câmbio (Ptax) foi obtida do site do Banco Central. No caso das opções, as volatilidades implícitas de dólar também foram obtidas na BM&F.

Análise de Sensibilidade

De acordo com a Instrução CVM 475/08 e a Deliberação nº 604/2009, a Companhia realizou análise de sensibilidade dos principais riscos aos quais os instrumentos financeiros e derivativos estão expostos, conforme demonstrado:

a) Variação cambial

Considerando a manutenção da exposição cambial de 31 de março de 2015, com a simulação dos efeitos nas demonstrações financeiras futuras, por tipo de instrumento financeiro e para três cenários distintos, seriam obtidos os seguintes resultados (ajustados a valor presente para a data base das informações financeiras intermediárias):

Operação	Exposição	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Instrumentos financeiros - Empréstimos					
Swap com Opções - Itaú e Citibank	-		65.239	(19.497)	(104.234)
Posição Ativa					
Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	404.184		338.945	423.682	508.418
Posição Passiva					
		Alta USD			
Taxa de Juros CDI	(296.283)		(296.283)	(296.283)	(296.283)
Opções de Moeda Estrangeira - USD	(67.693)		(7.810)	(67.703)	(128.889)
Subtotal	40.208		34.852	59.696	83.246
Líquido	-		100.091	40.199	(20.988)

(*) Considera o cenário macroeconômico da Pesquisa Focus vigente em 31 de março de 2015, para as datas futuras até a liquidação final das operações.

Os derivativos no “Cenário Provável”, calculados com base na análise líquida das operações acima apresentadas até o vencimento das mesmas, ajustadas a valor presente pela taxa pré-fixada brasileira em reais para 31 de março de 2015, atingem seu objetivo, o que é refletido no valor presente positivo de R\$100.091 que serve para mostrar a efetividade da mitigação das variações cambiais adversas das dívidas existentes. Neste sentido, quanto maior a deterioração do câmbio (variável de risco considerada), e desde que os limitadores dos instrumentos financeiros derivativos não sejam ultrapassados, o que faria com que a Companhia ficasse sem proteção, maiores serão os resultados positivos dos swaps. Por outro lado, com os cenários de deterioração do real frente ao dólar, de 25% e 50%, observaríamos períodos de ultrapassagem de alguns dos limitadores atualmente vigentes, levando a valor presente positivo de R\$40.199 e negativo de R\$20.988, respectivamente.

b) Variação das taxas de juros

Instrumentos	Exposição (R\$ mil)	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Instrumentos financeiros ativos:					
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	74.859	Alta do CDI	2.326	2.875	3.412
Instrumentos financeiros passivos:					
Swap	(396.809)	Alta do CDI	(12.619)	(15.595)	(18.491)
	(85.251)	Alta do CDI	(2.392)	(2.957)	(3.510)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	(68.580)	Alta da TJLP	(924)	(1.149)	(1.373)
	(67.848)	Alta do FNE	(1.318)	(1.636)	(1.950)
Subtotal (**)	(618.488)		(17.253)	(21.337)	(25.324)
Total	(543.629)		(14.927)	(18.462)	(21.912)

(*) Considera o CDI de 30 de junho de 2015 (13,3% ao ano), cotação das estimativas apresentadas pela recente Pesquisa do BACEN, datada de 31 de março de 2015, TJLP 5,5% ao ano.

(**) Não inclui as operações pré-fixadas no valor de R\$ 52.275.

Hierarquia de valor justo

A tabela abaixo apresenta instrumentos financeiros registrados pelo valor justo, utilizando um método de avaliação.

Os diferentes níveis foram assim definidos:

- Nível 1 - Preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos e passivos e idênticos.
- Nível 2 - Inputs, exceto preços cotados, incluídas no Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (preços) ou indiretamente (derivado de preços).
- Nível 3 - Premissas, para o ativo ou passivo, que não são baseadas em dados observáveis de mercado (inputs não observáveis).

Instrumentos financeiros	Nível	31/03/2015	31/12/2014
Ativos			
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	2	47.177	37.721
Instrumentos financeiros derivativos	2	40.208	48.385
Contas a receber da concessão	3	294.442	276.224
Ativos regulatórios líquidos	3	69.197	80.140

26. Benefícios a empregados

a) Plano de suplementação de aposentadoria

Plano de benefício definido

O plano de benefícios previdenciários (Funasa) mantido pela Companhia na modalidade de benefício definido, regularmente apresentava déficit atuarial.

Na busca do equacionamento desse plano a Administração apresentou e conseguiu aprovação junto a Secretaria de Previdência Privada das seguintes alterações dos referidos planos:

1. Fechamento do Plano de Benefício Definido (BD) para novos participantes;
2. Criação do Plano Saldado (PS) para o qual poderão migrar os atuais participantes ativos; e
3. Criação do Plano de Contribuição Definida (CD) para o qual poderão migrar todos os atuais participantes ativos que tenham migrado concomitantemente para o plano (PS).

Os participantes que optaram pela migração para o plano (PS) fazem jus, quando de sua aposentadoria, de um benefício proporcional que foi calculado com base nas reservas matemáticas apuradas na data de migração e serão reajustadas até a data da concessão dos benefícios. O total dos benefícios proporcionais apurados no momento da implantação do plano foi objeto de contrato de assunção pela patrocinadora Energisa PB com o respectivo fundo patrocinado - Funasa. Em função de sua característica, o plano (PS) não será objeto de contribuições mensais dos participantes ou patrocinadoras, sendo que qualquer eventual desequilíbrio atuarial deverá ser suportado pela patrocinadora.

Plano de contribuição definida

A Companhia possui plano de contribuição definida após a reestruturação apresentada acima.

O plano (CD) se caracteriza por serem conhecidos os valores das contribuições, sendo que o valor dos benefícios dependerá do acúmulo da poupança realizada pelos participantes e pela patrocinadora e dos resultados financeiros obtidos dos investimentos realizados pelos administradores do plano. Dessa forma, o plano nessa modalidade não gera para a patrocinadora, passivos em razão de desequilíbrio atuarial.

No período findo em 31 de março de 2015 a despesa de patrocínio a esses planos foi de R\$1.807 (R\$1.885 em 31 de março de 2014).

b) Plano de saúde

A Companhia participa do custeio de planos de saúde a seus empregados, administrados por operadoras reguladas pela ANS. No caso de rescisão e ou aposentadoria, os empregados podem permanecer no plano desde que assumam a totalidade do custeio, não cabendo a Companhia, qualquer vínculo e ou obrigação pós-emprego com esses empregados.

No período findo em 31 de março de 2015 as despesas com o plano de saúde foram de R\$943 (R\$709 em 31 de março de 2014).

27. Compromissos

A Companhia possui compromissos relacionados a contratos de longo prazo com a compra de energia, como segue:

Contrato de compra de energia - reais mil						
Vigência	2015	2016	2017	2018	2019	Após 2019
2015 a 2048	586.989	595.614	588.574	574.769	611.623	8.101.391

Os valores relativos aos contratos de compra de energia, com vigência de 8 a 30 anos, representam o volume contratado pelo preço corrente no final de setembro de 2014, e foram homologados pela ANEEL.

- Não estão incluídos os valores referentes à Quota do Proinfa e de Itaipu.

28. Concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica

Em 15 de janeiro de 2001, foi outorgado à Energisa PB a distribuição de energia elétrica em 216 municípios no Estado da Paraíba, pelo prazo de 30 anos. O contrato de concessão já foi homologado junto à ANEEL.

29. Informações adicionais ao fluxo de caixa

Em 31 de março de 2015 e 2014, as movimentações patrimoniais que não afetaram o fluxo de caixa da Companhia, são como seguem:

	31/03/2015	31/03/2014
Atividades operacionais		
Contas a receber da concessão	14.665	11.997
Atualização do contas a receber da concessão - VNR	3.553	4.975
Fornecedores	7.233	8.388
Atividades de investimentos		
Imobilizado e intangível	8.976	2.102
Atividades de financiamento		
Empréstimos e financiamentos	1.743	2.229

30. Evento subsequente

Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 30 de abril de 2015, foi aprovado o pagamento de dividendos adicionais propostos da Companhia, relativos ao exercício de 2014, no montante de R\$64.910, equivalentes a R\$70,6953 por ação ordinária, tendo sido liquidados R\$31.135 em 11 de junho de 2014, R\$4.844 em 04 de setembro de 2014, R\$15.900 em 19 de janeiro de 2015 e R\$13.031 em 02 de abril de 2015.

RELATÓRIO SOBRE A REVISÃO DE INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores da
Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A.
João Pessoa - PB

Introdução

Revisamos as informações financeiras intermediárias da Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A. (“Companhia”), contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR referentes ao trimestre findo em 31 de março de 2015, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2015 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A Administração da Companhia é responsável pela elaboração dessas informações financeiras intermediárias de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21(R1) - Demonstração Intermediária e de acordo com a norma internacional IAS 34 - “*Interim Financial Reporting*”, emitida pelo “*International Accounting Standards Board - IASB*”, assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR. Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações financeiras intermediárias com base em nossa revisão.

Alcance da revisão

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBCTR2410 - Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE2410 - “*Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity*”, respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, conseqüentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.

Conclusão sobre as informações financeiras intermediárias

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações financeiras intermediárias incluídas nas informações trimestrais acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com o CPC 21(R1) e o IAS 34, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR, e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

Revisamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao período de três meses findo em 31 de março de 2015, preparada sob a responsabilidade da Administração da Companhia, cuja apresentação nas informações intermediárias é requerida de acordo com as normas expedidas pela CVM - Comissão de Valores Mobiliários aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR, e como informação suplementar pelas IFRSs que não requerem a apresentação da DVA. Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de revisão descritos anteriormente e, com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que não foi elaborada, em todos os seus aspectos relevantes, de forma consistente com as informações financeiras intermediárias tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 14 de maio de 2015

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC 2SP 011.609/O-8 “F” RJ

Antônio Carlos Brandão de Sousa
Contador
CRC 1RJ 065.976/O-4

Para esclarecimentos e informações adicionais, não hesite em nos contatar:

- ✓ **Maurício Perez Botelho**
Diretor de Relações com Investidores
E-mail: mbotelho@energisa.com.br
- ✓ **Cláudio Brandão Silveira**
Diretor de Finanças Corporativas
E-mail: claudiobrandao@energisa.com.br
- ✓ **Carlos Aurélio Martins Pimentel**
Gerente de Relações com Investidores
E-mail: caurelio@energisa.com.br
- ✓ **No Rio de Janeiro (RJ): Av. Pasteur, 110 / 5º e 6º andares**
Tel.: (21) 2122-6900 / 6902
Fax: (21) 2122-6980 / 6931
- ✓ **Em Cataguases (MG): Praça Rui Barbosa, 80**
Tel.: (32) 3429-6226 / 6000
Fax: (32) 3429-6317 / 6480
- ✓ **Internet: www.energisa.com.br**
E-mail: stockinfo@energisa.com.br