



Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A Resultados do 1º trimestre de 2015

Campo Grande, 15 de maio de 2015 - A Administração da Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A (“Energisa Mato Grosso do Sul”, “EMS” ou “Companhia”) apresenta os resultados do primeiro trimestre de 2015 (1T15).

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

1 Perfil do negócio e destaques econômico-financeiros

A Energisa Mato Grosso do Sul é uma distribuidora de energia elétrica que atende a mais de 947 mil clientes e uma população de aproximadamente 2,4 milhões de habitantes em 74 municípios do Estado do Mato Grosso, em uma área de 328.335 Km². A Energisa Mato Grosso é uma empresa do Grupo Energisa, que assumiu o seu controle acionário indireto em 11 de abril de 2014.

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	796,1	500,3	+ 59,1
Receita Operacional Bruta, sem receita de construção	764,0	463,1	+ 65,0
Receita Operacional Líquida	575,2	363,2	+ 58,4
Receita Operacional Líquida, sem receita de construção	543,1	326,0	+ 66,6
Resultado antes das Receitas e Despesas Financeiras (EBIT)	87,8	(10,7)	-
EBITDA	105,2	6,1	+ 1.624,6
EBITDA Ajustado	123,7	13,6	+ 809,6
Resultado financeiro	7,1	(10,5)	-
Lucro Líquido	62,7	(15,5)	-
Indicador Relativo			
EBITDA Ajustado / Receita Líquida (%)	21,5	3,7	+ 17,8 p.p
Indicadores Operacionais			
Número de Consumidores Cativos (mil)	947,1	911,9	+ 3,9
Vendas de energia a consumidores cativos (GWh)	1.216,8	1.131,9	+ 7,5
Energia Elétrica Total Distribuída (GWh)	1.323,7	1.270,2	+ 4,2
Perdas de Energia (% últimos 12 meses)	14,30	16,50	- 2,20 p.p
Indicadores Financeiros - R\$ milhões			
	31/03/2015	31/12/2014	
Ativo Total	2.415,3	2.334,0	+ 3,5
Caixa / Equivalentes de Caixa / Aplicações Financeiras	204,8	325,1	- 37,0
Patrimônio Líquido	816,8	754,1	+ 8,3
Endividamento Líquido	552,4	525,8	+ 5,1

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

2 Desempenho financeiro

2.1 Receita operacional bruta e líquida

Em 1T15, a Energisa Mato Grosso do Sul apresentou receita operacional bruta, sem a receita de construção que é atribuída margem zero, de R\$ 764,0 milhões, ante R\$ 463,1 milhões registrados em 1T14, aumento de 65,0% (R\$ 300,9 milhões). A receita operacional líquida, também deduzida da receita de construção, cresceu 66,6% (R\$ 217,1 milhões) no período, para R\$ 543,1 milhões.

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)	574,8	430,9	+46,6	+ 200,9
✓ Residencial	248,3	179,8	+ 38,1	+ 68,5
✓ Industrial	83,7	54,0	+ 55,0	+ 29,7
✓ Comercial	152,6	112,5	+ 35,6	+ 40,1
✓ Rural	83,1	38,0	+ 118,7	+ 45,1
✓ Outras classes	64,1	46,6	+ 37,6	+ 17,5
(+) Suprimento de energia elétrica	-	2,8	-	- 2,8
(+) Fornecimento não faturado líquido	32,2	(3,0)	-	+ 35,2
(+) Disponibilidade do sistema elétrico	16,1	13,7	+ 17,5	+ 2,4
(+) Receitas de construção	32,1	37,2	- 13,7	- 5,1
(+) Outras receitas	83,9	18,7	+ 348,6	+ 65,2
(=) Subtotal 1 - Receita bruta	796,1	500,3	+ 59,1	+ 295,8
(-) Impostos sobre vendas	(179,9)	(127,0)	+ 41,7	- 52,9
(-) Encargos setoriais	(41,0)	(10,1)	+ 305,9	- 30,9
(=) Subtotal 2 - Receita líquida	575,2	363,2	+ 58,4	+ 212,0
(-) Receitas de construção	32,1	37,2	- 13,7	- 5,1
(=) Total - Receita líquida, sem receitas de construção	543,1	326,0	+ 66,6	+ 217,1

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 sobre 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 Mato Grosso, cujo efeito médio a ser percebido pelos consumidores foi de 27,9% a partir de 02/03/2015. Adicionalmente, em 8 de abril de 2015, foi concedido à Energisa Mato Grosso do Sul reajuste nas suas tarifas de energia elétrica, com efeito médio de 3,22% percebido pelos consumidores.

A Energisa Mato Grosso do Sul recebeu o montante de R\$ 14,3 milhões provenientes dos recursos da CDE (Cota de Desenvolvimento Energético) repassados pela Eletrobras à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica para cobertura dos custos com aquisição de Energia Comprada e Encargos de Serviços do Sistema. 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 Mato Grosso do Sul 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\$ 57,3 milhões. O valor foi registrado pela Companhia como receita de venda de energia.

2.3 Despesas operacionais

No 1T15, as despesas operacionais totalizaram R\$ 487,4 milhões, aumento de 30,4% (R\$ 113,6 milhões) em relação ao 1T14. Deste total, as despesas controláveis cresceram 2,5% (R\$ 1,7 milhão), totalizando R\$ 68,8 milhões. As despesas não controláveis de compra de energia elétrica e transporte apresentaram evolução R\$ 99,3 milhões no trimestre, um incremento de 42,3%, 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	68,8	67,1	+ 2,5	+ 1,7
1.1 Pessoal (inclui fundo de pensão)	33,5	32,6	+ 2,8	+ 0,9
1.2 Material	4,8	4,0	+ 20,0	+ 0,8
1.3 Serviços de terceiros	30,5	30,5	-	-
2 - Despesas não controláveis (compra de energia e transporte)	333,8	234,5	+ 42,3	+ 99,3
3 - Depreciação e amortização	17,4	16,8	+ 3,6	+ 0,6
4 - Provisões contingências e devedores duvidosos	4,9	3,2	+ 53,1	+ 1,7
5 - Outras despesas/receitas	30,4	15,0	+ 102,7	+ 15,4
Subtotal	455,3	336,6	+ 35,3	+ 118,7
6 - Custo de construção (*)	32,1	37,2	- 13,7	- 5,1
Total	487,4	373,8	+ 30,4	+ 113,6

(*) 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 Mato Grosso do Sul alcançou lucro líquido de R\$ 62,7 milhões, ante o prejuízo líquido de R\$ 15,5 milhões registrado no 1T14. A geração operacional de caixa (EBITDA ajustado) atingiu R\$ 123,7 milhões no período, ante os R\$ 13,6 milhões apurados no 1T14, incremento de 809,6%.

A evolução da geração de caixa da Companhia é a seguinte:

Composição da Geração de Caixa Valores em R\$ milhões	Trimestre		
	1T15	1T14	Var.%
(=) Lucro Líquido	62,7	(15,5)	-
(-) Contribuição social e imposto de renda	(32,2)	5,7	-
(-) Resultado financeiro	7,1	(10,5)	-
(-) Depreciação e amortização	(17,4)	(16,8)	+ 3,6
(=) Geração de caixa (EBITDA)	105,2	6,1	+ 1.624,6
(+) Receita de acréscimos moratórios	18,5	7,5	+ 146,7
(=) Geração ajustada de caixa (EBITDA Ajustado)	123,7	13,6	+ 809,6
Margem do EBITDA Ajustado (%)	21,5	3,7	+ 17,8 p.p

2.5 Resultado financeiro

O resultado financeiro líquido (receitas financeiras menos despesas financeiras) no 1T15 representou receita financeira líquida de R\$ 7,1 milhões, ante uma despesa financeira líquida de R\$ 10,5 milhões no 1T14.

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 Mato Grosso do Sul 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	32,1	122,9
Empréstimos e financiamentos	12,6	112,9
Debêntures	17,2	4,3
Encargos de dívidas	2,2	5,5
Parcelamento de impostos e déficit atuarial	0,1	0,2
Longo Prazo	725,1	728,0
Empréstimos e financiamentos	327,2	330,3
Debêntures	397,8	397,6
Parcelamento de impostos e déficit atuarial	0,1	0,1
Total das dívidas	757,2	850,9
(-) Disponibilidades financeiras	204,8	325,1
Total das dívidas líquidas	552,4	525,8

3 Mercado de energia

No primeiro trimestre de 2015, as vendas de energia elétrica a consumidores finais (mercado cativo), localizados na área de concessão da Energisa Mato Grosso do Sul, somadas à energia associada aos consumidores livres (TUSD), totalizaram 1.337,6 GWh, incremento de 6,8% em relação a igual período do ano anterior. O consumo foi impulsionado pelas classes industrial e residencial, que cresceram 13,6% e 10,4%, respectivamente, no período. A energia total distribuída no 1T15 foi de 1.323,7 GWh, ante os 1.270,2 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	1.216,8	1.131,9	+ 7,5
✓ Residencial	476,7	431,8	+ 10,4
✓ Industrial	161,6	142,2	+ 13,6
✓ Comercial	296,3	278,1	+ 6,5
✓ Rural	121,3	122,2	- 0,7
✓ Outras Classes	160,9	157,6	+ 2,1
2) Energia associada aos consumidores livres (TUSD)	120,8	120,2	+ 0,5
3) Mercado cativo + TUSD (1+2)	1.337,6	1.252,1	+ 6,8
4) Suprimento de energia e não faturado	(13,9)	18,1	-
5) Energia Total Distribuída (3+4)	1.323,7	1.270,2	+ 4,2

A Energisa Mato Grosso do Sul encerrou o 1T15 com 947.132 unidades consumidoras cativas, quantidade 3,9% superior à registrada no fim de março de 2014. O número de consumidores livres totalizou 43 ao fim do trimestre em referência.

As perdas de energia elétrica da Energisa Mato Grosso do Sul situaram em 14,30% nos últimos doze meses encerrados em março de 2015, queda de 2,2 pontos percentual em relação a igual período terminado em março do ano passado.

4 Investimentos

No 1T15, os investimentos da Energisa Mato Grosso do Sul totalizaram R\$ 37,6 milhões, ante os R\$ 37,2 milhões investidos no 1T14, o que representa um aumento de 1,1%. Os recursos foram direcionados, basicamente, para a melhoria do sistema elétrico da Companhia.

5 Dividendos do exercício de 2014

Com base nos resultados apurados no exercício de 2014, a Assembleia Geral de Acionistas realizada em 29/04/2015, deliberou distribuir, a partir de 11 de maio de 2015, dividendos no montante de R\$ 29,4 milhões, correspondentes a R\$ 0,0004665260002 por ação do capital social.

6 Serviços prestados pelo auditor independente

A remuneração total da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes pelos serviços prestados para a Energisa Mato Grosso do Sul no primeiro trimestre de 2015 foi de R\$ 135,0 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 MATO GROSSO DO SUL - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
BALANÇO PATRIMONIAL
EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2015
(Em milhares de reais)

	31/03/2015	31/12/2014
Ativo		
Circulante		
Caixa e equivalente de caixa	49.698	117.243
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	155.058	207.822
Consumidores e concessionárias	338.664	270.686
Títulos de créditos a receber	3.843	3.843
Estoques	4.125	4.125
Impostos a recuperar	39.613	34.189
Ativos regulatórios	279.225	15.452
Outros créditos	107.697	51.726
Total do circulante	977.923	705.086
Não circulante		
Realizável a longo prazo		
Consumidores e concessionárias	45.690	40.202
Impostos a recuperar	19.517	20.106
Créditos tributários	142.195	168.315
Cauções e depósitos vinculados	64.716	53.512
Ativos regulatórios	-	196.069
Contas a receber da concessão	336.045	318.859
Outros créditos	5.258	5.512
	613.421	802.575
Investimentos	643	654
Intangível	823.307	825.695
Total do não circulante	1.437.371	1.628.924
Total do ativo	2.415.294	2.334.010

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

2. Balanço Patrimonial Passivo

ENERGISA MATO GROSSO DO SUL - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
BALANÇO PATRIMONIAL
EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2015
(Em milhares de reais)

	31/03/2015	31/12/2014
Passivo		
Circulante		
Fornecedores	216.998	162.480
Encargos de dívidas	2.243	5.489
Empréstimos e financiamentos	12.551	112.862
Debentures	17.218	4.282
Financiamento por arrendamento mercantil	11	29
Folha de pagamento	1.764	2.658
Impostos e contribuições sociais	72.736	48.656
Dividendos	7.944	7.944
Obrigações estimadas	25.943	20.075
Taxa de iluminação pública arrecadada	16.414	14.925
Benefícios a empregados - plano de pensão	76	152
Obrigações intrassetoriais	63.868	39.360
Incorporação de redes	34.387	39.533
Passivo regulatório	148.925	6.451
Outros passivos	6.685	7.788
Total do circulante	627.763	472.684
Não circulante		
Fornecedores	2.468	2.468
Empréstimos e financiamentos	327.241	330.288
Debentures	397.815	397.611
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	202.325	191.969
Benefícios a empregados - plano de pensão	57	57
Obrigações intrassetoriais	11.132	6.777
Incorporação de redes	28.411	25.863
Passivos regulatórios	-	150.959
Outros passivos	1.254	1.255
Total do não circulante	970.703	1.107.247
Patrimônio líquido		
Capital social	595.649	595.649
Reservas de capital	118.594	118.594
Reservas de lucros	18.373	18.373
Dividendos adicionais propostos	21.501	21.501
Lucros acumulados	62.749	-
Outros resultados abrangentes	(38)	(38)
Total do patrimônio líquido	816.828	754.079
Total do passivo e patrimônio líquido	2.415.294	2.334.010

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

3. Demonstrações de Resultados

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

	1T15	1T14
Receita operacional bruta		
Fornecimento de energia elétrica	663.905	427.912
Disponibilização do sistema	16.133	13.705
Ativas e passivos regulatórios - CVA	64.022	-
Receita de construção	32.109	37.179
Outras receitas operacionais	19.902	21.508
	796.069	500.304
Deduções à receita operacional		
ICMS faturado	110.398	84.556
PIS, Cofins e ISS	69.470	42.433
Outras (CCC, CDE, P&D e PEE)	41.033	10.164
	220.901	137.153
Receita operacional líquida	575.168	363.151
Despesas operacionais		
Energia elétrica comprada	302.259	214.452
Encargos de uso do sistema	31.562	20.086
Pessoal	32.480	31.796
Entidade de previdência privada	991	833
Material	4.841	3.995
Serviços de terceiros	30.450	30.479
Depreciação e amortização	17.403	16.757
Provisão para crédito de liquidação duvidosa / contingências	4.901	3.200
Custo de construção	32.109	37.179
Outras despesas	25.122	11.903
Outras receitas operacionais	(546)	(640)
Outras despesas operacionais	5.824	3.794
	487.396	373.834
Resultado antes das receitas e despesas financeiras	87.772	(10.683)
Resultado financeiro		
Receita de aplicações financeiras	6.476	1.531
Acréscimo moratório energia vendida	18.495	7.536
Atualização contas a receber da concessão - VNR	4.446	5.352
Encargos de dívidas - Juros	(21.427)	(17.760)
Encargos de dívidas - variação monetária e cambial	-	(1.239)
Ajuste a valor presente	6.285	384
Marcação a mercado derivativos	(152)	(173)
Outras receitas (despesas) financeiras	(7.021)	(6.111)
	7.102	(10.480)
Resultado antes dos tributos	94.874	(21.163)
Imposto de Renda e contribuição social	(32.125)	5.707
Lucro (prejuízo) do período	62.749	(15.456)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Notas Explicativas

Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A. Notas explicativas às demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de março de 2015

(Em milhares de reais, exceto quando indicado ao contrário)

1. Contexto operacional

A Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A. (Companhia ou EMS) nova razão social da Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL é uma sociedade por ações de capital aberto, brasileira, com sede na cidade de Campo Grande - MS, controlada pela Rede Energia S.A. - em Recuperação Judicial, atuando na área de distribuição de energia elétrica em sua área de concessão legal que abrange 328.335 km², 92% da área total do Estado do Mato Grosso do Sul, atendendo 927.209 consumidores (informações não revisadas pelos auditores independentes) em 74 municípios, tendo suas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME. A Companhia obteve registro de Companhia aberta na CVM em 28 de agosto de 1981.

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 de 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 a revisão e aos reajustes tarifários, contas a receber da concessão, ativos vinculados à concessão, receita de construção e prazo de concessão, estão apresentadas nas notas explicativas nº 9,15,17,27 e 37, respectivamente.

1.1. Intervenção administrativa da ANEEL

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, através da Resolução Autorizativa nº 3.649, de 31 de agosto de 2012, determinou, cautelarmente, a intervenção administrativa na Companhia, por um prazo de 1 (um) ano, contado da edição desta resolução, podendo ser prorrogada a critério da ANEEL.

Através da Resolução Autorizativa n.º 4.283, de 20 de agosto de 2013, a ANEEL prorrogou, pelo prazo de 2 (dois) anos, a intervenção administrativa na Companhia, determinada pela Resolução Autorizativa n.º 3.649 de 03 de agosto de 2012, continuando inalteradas as disposições anteriores.

Em 08 de abril de 2014 foi publicada a Resolução Autorizativa da ANEEL n.º 4.622 que decretou o fim da intervenção federal na Companhia.

1.2. Plano de Recuperação da Companhia

Em 31 de agosto de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, por meio da Resolução Autorizativa n.º 3.649, determinou a intervenção administrativa na Companhia pelo prazo de 1 (um) ano, com prorrogação por mais dois anos conforme Resolução Autorizativa n.º 4.283 de 20 de agosto de 2013. Nos termos do § 3º do artigo 3º da Resolução, os acionistas da Companhia teriam que apresentar no prazo de 60 (sessenta) dias, contados da data da intervenção, um Plano de Recuperação e Correção das falhas e transgressões que ensejaram a intervenção.

Em 26 de outubro de 2012, o representante legal do acionista controlador protocolizou na ANEEL, um Plano de Recuperação para análise e aprovação da Agência Reguladora.

Esse plano está baseado na premissa de entrada de novo controlador para o grupo Rede, com injeção de novos recursos na Rede Energia S.A - em Recuperação Judicial. Após a entrada do novo acionista, a Rede Energia S.A. - em Recuperação Judicial injetará diretamente ou via Rede Power do Brasil S.A recursos na Companhia.

Em 01 de Outubro de 2013, a Rede Energia S.A - em Recuperação Judicial apresentou à ANEEL, um novo plano de recuperação para análise e aprovação da agência reguladora. Esse plano estava vinculado à transferência de controle acionário para a Energisa S.A. cujo compromisso de investimento, compra e venda de ações, foi firmado em 11 de julho de 2013.

Em 17 de dezembro de 2013, a ANEEL aprovou através do despacho n.º 4.463/2013 o plano de recuperação da Companhia apresentado pelo Grupo Rede Energia que foi detalhado e atualizado pelo Grupo Energisa. Em até 60 (sessenta) dias após a transferência do controle societário, o Grupo Energisa deverá comprovar o aporte dos recursos previstos nos planos aprovados para recuperação e correção das falhas e transgressões que ensejaram a intervenção.

Em 28 de janeiro de 2014, por meio da Resolução Autorizativa n.º 4.510, a ANEEL anuiu a transferência do controle societário da Companhia para a Energisa S.A. e definiu que a nova controladora deverá observar a expressa vedação para a transferência de recursos via mútuo das distribuidoras para qualquer holding, protegendo assim o serviço público de eventuais percalços financeiros.

Com o fim da intervenção passa a vigorar na Companhia o regime excepcional de sanções aprovado pela ANEEL, que está condicionado ao aporte dos recursos previstos nos planos para recuperação e correção das falhas e transgressões que ensejaram a intervenção. O regime excepcional resolve:

- Distribuição de dividendos acima do mínimo exigido pela legislação fica condicionada a uma relação entre a Dívida Líquida e o Lucro Antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização - LAJIDA, menor ou igual a 3,5 vezes.
- Autorizar que os débitos originários de multas com exigibilidade suspensa pelo Despacho n.º 1.493, de 14 de maio de 2013, possam ser pagos em até 48 (quarenta e oito) parcelas mensais e sucessivas;
- Autorizar o regime excepcional de sanções regulatórias, contemplando o caráter exclusivamente de orientação, sem aplicação de penalidades, das ações fiscalizadoras de caráter técnico/comercial, cujos termos de notificação sejam emitidos até 31 de dezembro de 2015.

1.3. Recuperação Judicial - Rede Energia

Em 19 de dezembro de 2012, a acionista direta da Companhia, Rede Energia S.A. - em Recuperação Judicial e as coligadas Companhia Técnica de Comercialização de Energia (CTCE) em Recuperação Judicial

e a QMRA Participações S.A. (QMRA) em Recuperação Judicial tiveram seus pedidos de recuperação judicial (RJ) deferidos nos termos da Lei nº 11.101/2005.

Os planos de recuperação judicial foram apresentados em juízo no dia 15 de março de 2013, dentro do prazo legal, para ser submetido à deliberação das assembleias gerais de credores das empresas, a serem instaladas no prazo de até 150 (cento e cinquenta) dias, contados do deferimento do processamento dos pedidos de recuperação (art. 56, §1º, da Lei de Recuperação). Esses planos, que foram divulgados aos acionistas e ao mercado na forma da regulamentação vigente, estavam sujeitos às modificações que poderiam ser propostas pelos credores e deliberadas em assembleia geral de credores, respeitados os quóruns legais e a aprovação das próprias empresas (art. 56, §3º, da Lei de Recuperação).

Em 09 de setembro de 2013, o juiz responsável pela recuperação judicial da Rede Energia S/A - em Recuperação Judicial, aprovou o plano deliberado em assembleia de credores do grupo em 05 de julho de 2013.

1.4. Compromisso de Investimento, compra e venda de ações e outras avenças

Em 11 de julho de 2013, a controladora Rede Energia S.A. - em Recuperação Judicial publicou fato relevante ao mercado que foi celebrado, naquela data, Compromisso de Investimento, Compra e Venda de Ações e Outras Avenças entre, de um lado, Energisa S.A. e, de outro lado, o Sr. Jorge Queiroz de Moraes Junior, pelo qual este último, mediante a verificação de determinadas condições precedentes, compromete-se a transferir à Energisa S.A. a totalidade de suas ações de emissão da REDE e das sociedades J.Q.M.J. Participações S.A., BBPM Participações S.A., Denerge Desenvolvimento Energético S.A. - em recuperação judicial e Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. - em recuperação judicial, participações societárias essas que conferirão à Energisa S.A. o controle indireto da REDE e, por consequência, das demais sociedades do Grupo, inclusive das distribuidoras de energia elétrica.

O compromisso assinado reflete o plano de recuperação judicial votado na assembleia geral de credores realizada na mesma data. A efetiva conclusão do negócio estava sujeita a condições precedentes, dentre elas: (i) à obtenção das devidas aprovações por parte dos órgãos públicos competentes e de determinados credores e investidores, nos termos da legislação, contratos e acordos de acionistas aplicáveis (vide nota 1.3); (ii) à aprovação do plano de recuperação das distribuidoras de energia elétrica, apresentado à ANEEL, para levantamento da intervenção; e (iii) à homologação do plano de recuperação judicial apresentado na assembleia geral de credores de 5 de julho de 2013, no âmbito da recuperação judicial da REDE, ajuizada em conjunto com sociedades relacionadas (nota explicativa 1.3).

Em publicação no diário oficial da União de 16 de outubro de 2013, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) aprovou, sem restrições, a aquisição, pela Energisa, do controle acionário da Rede Energia - em Recuperação Judicial.

Em 11 de abril de 2014 foram lavradas as transferências das ações passando o controle acionário do Grupo Rede para a ENERGISA S.A. e também foi realizada a Assembleia Geral Extraordinária elegendo os novos administradores.

2. Apresentação das informações financeiras intermediárias

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 28 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 nº 3 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 contábeis 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 74 municípios do Estado do Mato Grosso do Sul, 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

Instituição financeira	Tipo	Vencimento	Remuneração	31/03/2015	31/12/2014
Caixa Econômica	CDB	30/11/2017 a 07/08/2019	100,5% do CDI	10.007	27.852
Caixa Econômica	Compromissada	03/05/2017 a 06/04/2022	101,5% do CDI	6.548	66.555
Santander	Debêntures (1)	08/12/2016	103,2% do CDI	18.181	8.573
				34.736	102.980
Caixa e Depósitos bancários				14.962	14.263
Total caixa e equivalente de caixa				49.698	117.243

b) Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados

b.1) Aplicações financeiras avaliadas ao valor justo por meio do resultado

Instituição financeira	Tipo	Vencimento	Remuneração	31/03/2015	31/12/2014
Bradesco	Fundo de Investimento	-	55,55% CDI	27.903	4.617
Bradesco	CDB	27/04/2015	70% CDI	305	299
Banco do Brasil	Fundo de Investimento	-	CDI	492	136.769
Banco do Brasil	CDB	08/03/2016 a 22/03/2017	100,0% do CDI	485	492
BVA	CDB	-	103,2% do CDI	4	4
Caixa	CDB	18/01/2018	100% CDI	565	550
Itaú	CDB	13/04/2016	100% do CDI	1	1
Itaú	Debêntures	29/12/2020	100% do CDI	40	40
Itaú	Fundo de Investimento em Direitos Creditórios			15.773	10.096
Safra	CDB Automático	24/02/2015 a 27/04/2015	101% do CDI	17	17
Votorantim	CDB	-	90,0% do CDI	8	8
Caixa FI Energisa (2)	LFT	01/03/2018	SELIC	16.942	906
Caixa FI Energisa (2)	NTNB	15/05/2045	IPCA	-	1.712
Caixa FI Energisa (2)	DEBÊNTURES	15/04/2016	122,11% do CDI	1.803	1.281
Caixa FI Energisa (2)	DPGE	22/06/2015 a 18/04/2016	109,0% a 113,0% do CDI e IPCA+5,7%	21.619	13.454
Caixa FI Energisa (2)	LF	27/04/2015 a 25/04/2016	106,0% a 109,0% do CDI	18.713	13.333
Caixa FI Energisa (2)	LTN	01/07/2018	Título Público	22.980	1.264
FIM Zona da Mata (2)	CDB	28/01/2015 a 31/07/2019	100,5% a 115,0 do CDI	766	2.490
FIM Zona da Mata (2)	DEBÊNTURES	15/07/2019	IPCA + 9,23%	1.526	527
FIM Zona da Mata (2)	Compromissada	24/08/2015 a 14/11/2016	100,5% a 103,2% do CDI	6.791	6.220
FIM Zona da Mata (2)	DPGE	10/07/2015 a 21/12/2015	107,5% a 113% do CDI	3.166	1.831
FIM Zona da Mata (2)	LF	04/05/2015 a 24/05/2021	105,5% a 114,0% do CDI	2.859	2.536
FIM Zona da Mata (2)	CCB	24/02/2017	CDI + 6,1677%	5.434	1.054
FIM Zona da Mata (2)	Nota Promissória	26/01/2015	CDI + 2,25%	-	1.995
FIM Zona da Mata (2)	Fundos de Renda Fixa	-	CDI	4.998	4.465
FIM Zona da Mata (2)	LFT	07/09/2015 a 01/03/2020	SELIC	315	988
FIM Zona da Mata (2)	NTN	15/08/2016 e 01/07/2017	IPCA e IGPM	240	100
FIM Zona da Mata (2)	Fundos de Crédito	-	Fundo de Crédito	1.313	773
				155.058	207.822

- (1) Operações comprometidas 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.
- (2) 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	Vincendos (1)	Até 30 dias	31 a 90 dias	91 a 180 dias	181 a 360 dias	há mais de 360 dias	31/03/2015	31/12/2014
Residencial	52.925	28.616	6.840	3.089	1.626	84	93.180	68.677
Industrial	13.173	2.953	318	300	1.138	408	18.290	15.596
Comercial	26.957	7.734	1.858	1.384	1.222	2.033	41.188	30.780
Rural	3.459	4.320	2.030	1.497	583	23	11.912	10.110
Poder público:								
Federal	3.614	1.398	1.146	392	3	-	6.553	4.158
Estadual	3.686	2.305	44	11	7	-	6.053	3.177
Municipal	4.907	938	729	682	44	-	7.300	6.207
Iluminação pública	4.644	398	87	91	73	9	5.302	4.957
Serviço público	4.190	5	1	4	1	-	4.201	3.792
Parc.Energia (Faturas Novadas)	69.027	1.147	999	1.754	2.694	9.370	84.991	93.590
(-) Ajuste a valor presente (2)	(3.710)	-	-	-	-	-	(3.710)	(9.997)
Subtotal - consumidores	182.872	49.814	14.052	9.204	7.391	11.927	275.260	231.047
Concessionárias (3)	2.332	-	-	-	-	-	2.332	2.299
Fornecimento não faturado	122.142	-	-	-	-	-	122.142	89.895
Outros	20.512	1.621	590	565	346	2.242	25.876	24.002
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(20.765)	-	-	(3.279)	(3.043)	(14.169)	(41.256)	(36.355)
Total	307.093	51.435	14.642	6.490	4.694	-	384.354	310.888
Circulante							338.664	270.686
Não circulante							45.690	40.202

(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) Ajuste a Valor Presente: Refere-se ao valor de ajuste para os contratos renegociados sem a inclusão de juros e para aqueles renegociados com taxa de juros abaixo do WACC do setor (antes dos tributos). Para o desconto a valor presente utilizou-se uma taxa de 11,36% a.a. (conforme Resolução Homologatória nº 1.506 de 05 de abril de 2013), que a ANEEL considera como a taxa de retorno adequada para os serviços de distribuição de energia, cuja metodologia está definida na Resolução Normativa ANEEL nº 457 de 8 de novembro de 2011. Essa taxa é compatível com a natureza, o prazo e os riscos de transações similares em condições de mercado na situação atual. A Administração da Companhia entende que essa taxa de desconto representa adequadamente o custo de capital.

(3) 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, refere-se ao registro dos valores da comercialização de energia no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE no montante de R\$ 2.332 (R\$ 2.299 em 31 de dezembro 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\$55.002 (R\$4.959 em 31 de dezembro de 2014), referente a aquisição de energia elétrica e aos encargos de serviços do sistema de R\$ 5.964 (R\$2.974 em 31 de dezembro de 2014), conforme demonstrados a seguir:

Composição dos créditos da CCEE	31/03/2015	31/12/2014
Créditos vinculados a liminares até dezembro de 2002	2.299	2.299
Créditos a vencer	33	-
	2.332	2.299
(-) Aquisições de Energia na CCEE	(55.002)	(4.959)
(-) Encargos de serviços do sistema	(5.964)	(2.974)
	(58.634)	(5.634)

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

7. Títulos de créditos a receber

Corresponde a valores devidos por Municípios do Estado de Mato Grosso do Sul, referentes a faturas de energia elétrica pendentes de pagamento. Os referidos Municípios possuíam precatórios expedidos entre os anos de 2000 e 2001 e os cederam a Companhia, entre os anos de 2005 e 2006, para quitar as aludidas faturas. Até a presente data já recebemos 91% do valor devido. A Administração da Companhia possui expectativa de que o saldo remanescente de R\$3.843 (R\$3.843 em 31 de dezembro de 2014) seja totalmente realizado.

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	36.355	73.827
Perdas no período/exercício	(12.538)	(67.520)
Recuperações de perdas	2.635	945
Provisões constituídas no período/exercício	14.804	29.103
Saldo - inicial - circulante - 31/03/2015 e 31/12/2014	41.256	36.355

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 de 360 dias.
- Parcelamento energia - Faturas Novadas com parcelas vencidas há mais de 90 dias, são constituídas provisão dos valores vencidos e vincendos.

Após análise criteriosa efetuada pela Administração da Companhia, foram excluídas contas vencidas, cuja perda não é considerada como incorrida.

9. 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.

Através da Resolução Homologatória n.º 1.725 de 06 de maio de 2014 e Notas Técnicas n.º 101 de 02 de abril de 2014 e n.º 115 de 07 de abril de 2014, foram reajustadas as tarifas da base econômica da Companhia em 14,24%, sendo 11,58% referentes ao reajuste tarifário anual econômico e 2,66% relativos aos componentes financeiros pertinentes.

A Companhia teria como início de vigência do reajuste tarifário de 2014, em conformidade com o Processo Administrativo ANEEL nº 48500.006258/2013-38, a data de 08 de abril de 2014. Contudo, em razão da medida liminar deferida nos autos da ação popular nº 0002902-55.2014.403.6000, em curso na 2ª Vara Federal de Campo Grande-MS, o reajuste não passou a vigorar na data aprazada. Face a liminar deferida, a Companhia ajuizou perante o Tribunal Regional Federal da 3ª Região (SP), duas medidas judiciais: (i) pedido de suspensão de liminar, autos 0008961-17.2014.4.03.0000, e (ii) agravo de instrumento, autos 0009186-37.2014.4.03.0000. Concomitantemente, a ANEEL, por intermédio de sua Procuradoria, também aviou os mesmos recursos, que levaram respectivamente os números 0008861-62.2014.4.03.0000 e 0008860-77.2014.4.03.0000. Em 5 de maio de 2014 foi dado ciência as partes, através do Diário Eletrônico, de que foi determinado a suspensão da medida liminar, pelo Tribunal Regional Federal da 3ª Região conforme consta nos autos Nº 0008861-62.2014.403.0000.

Em 06 de maio de 2014 a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou o reajuste tarifário médio de 11,20% a ser cobrado retroativamente ao dia 08 de abril de 2014.

Revisão tarifária extraordinária

A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), em reunião realizada em 27 de fevereiro de 2015, deliberou por conceder, a partir de 02 de março de 2015, revisão tarifária extraordinária (RTE) diferenciada para todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica do país. O efeito médio para a Companhia foi de 27,9%.

A revisão tarifária extraordinária (RTE) aplicada 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 e 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 1.505 de 05 de abril de 2013, aprovou o resultado da terceira revisão tarifária da Companhia em vigor desde 08 de abril de 2013. O impacto tarifário médio percebido pelos consumidores, a partir de 08 de abril de 2013, foi uma redução de -3,17%.

10. Tributos a recuperar

	31/03/2015	31/12/2014
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS (1)	34.477	35.170
Imposto de Renda (2)	17.276	13.525
Contribuição Social (2)	6.239	5.265
Contribuição do PIS e COFINS	763	147
Outros	375	188
Total	59.130	54.295
Circulante	39.613	34.189
Não Circulante	19.517	20.106

(1) O ICMS a compensar apurado na aquisição de bens do ativo intangível será recuperado em até 48 (quarenta e oito) meses.

(2) Saldos negativos de imposto de renda e contribuição social apurados nos exercícios e em anos-calendários anteriores, decorrentes de estimativas pagas à maior, que serão utilizados para compensação de tributos administrados pela Receita Federal do Brasil - RFB.

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
Parcela A (1)		
Energia elétrica comprada para revenda	242.243	193.531
Transporte de energia pela Rede Básica	19.883	12.540
Programa de Incentivo Fontes Alternativa de Energia - PROINFA	1.152	1.297
Transporte energia elétrica - Itaipu Binacional	424	144
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	8.004	628
Conta Consumo de Combustível-CCC	727	663
Componentes financeiros		
Itens financeiros.	506	406
Outros	6.286	2.312
	279.225	211.521
Ativo circulante	279.225	15.452
Ativo não Circulante	-	196.069

Passivos regulatórios	31/03/2015	31/12/2014
Sobrecontratação (2)	67.864	96.698
Encargos de Serviço do Sistema - ESS (3)	69.795	53.957
Neutralidade (4)	7.653	4.907
Itens financeiros	1.544	1.064
Outros	2.069	784
	148.925	157.410
Passivo circulante	148.925	6.451
Passivo não circulante	-	150.959

Efeito na demonstração do resultado	31/03/2015
Receita Operacional	64.022
Outras Receitas Financeiras	22.789
Outras Despesas Financeiras	(10.622)
Total resultado	76.189

- (1) 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;
- (2) Sobrecontratação: a legislação que rege são os Decretos nº 5.163 de 30/07/2004 alterado pelo Decreto nº 7.945 de 07 de março de 2013, que determinou que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar 105% do montante total de energia elétrica contratada em relação a carga anual de fornecimento. As distribuidoras são obrigadas a garantir 100% do seu mercado de energia por meio de contratos homologados pela ANEEL;
- (3) Encargo de Serviço do Sistema - ESS: representa um encargo destinado a cobertura dos custos dos serviços do sistema, que inclui os serviços auxiliares, prestados pelos usuários do Sistema Interligado Nacional - SIN;
- (4) Neutralidade: refere-se à neutralidade dos encargos setoriais na tarifa, apurando as diferenças mensais entre os valores faturados e os valores inseridos nas tarifas.

12. Outros créditos

	31/03/2015	31/12/2014
Baixa renda (1)	8.156	6.401
Subvenção CDE - desconto tarifário (2)	56.207	6.699
Reembolso do Fundo CDE - Bandeira Tarifária	6.458	-
Adiantamentos a empregados	534	986
Adiantamentos a fornecedores	2.319	3.313
Dispêndios a reembolsar	993	1.502
Desativações em curso (3)	3.685	4.030
Alienação em curso (3)	49	46
Ordens de serviços - P&D	2.392	2.326
Ordens de serviços - PEE	18.156	15.968
Ordens de serviços - Outros	697	665
Instrumentos financeiros	-	148
Padrão baixa renda	4.068	4.969
Aplicações vinculadas	486	355
Despesas pagas antecipadamente	751	1.073
Plano de universalização	4.283	4.597
Banco Daycoval (4)	61.818	61.818
(-) Provisão para perdas Daycoval (4)	(61.818)	(61.818)
Outros créditos a receber	3.721	4.160
Total	112.955	57.238
Circulante	107.697	51.726
Não Circulante	5.258	5.512

- (1) **Subvenção à Baixa Renda - Tarifa Social:** O Governo Federal, por meio da Lei nº 10.438, de 26/4/2002, determinou a aplicação da tarifa social de baixa renda, o que causou uma redução na receita operacional da Companhia que foi compensada por meio do Decreto Presidencial nº 4.538, de 23/12/2002, em que foram definidas as fontes para concessão e subvenção econômica com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda. Conforme disposição da Lei nº 12.212, de 20/1/2010, para o consumo mensal inferior ou igual a 30 kWh o desconto será de 65%, entre 31 kWh e 100 kWh o desconto será de 40% e entre 101 kWh e 220 kWh o desconto será de 10%.

Segue abaixo a movimentação no exercício:

	31/03/2015	31/12/2014
Saldo inicial - circulante - 31/12/2014 e 31/12/2013	6.401	5.406
Subvenção baixa renda	8.156	36.448
Ressarcimento Eletrobrás	(6.401)	(35.453)
Saldo final - circulante - 31/03/2015 e 31/12/2014	8.156	6.401

(2) Subvenção CDE - desconto tarifário

	31/03/2015	31/12/2014
Saldo inicial - circulante 31/12/2014 e 31/12/2013	6.699	-
Desconto tarifário subvenção irrigante e rural aplicados na tarifa	57.282	46.727
Antecipação/Repasse	(7.774)	(40.028)
Saldo - final - circulante - 31/03/2015 e 31/12/2014	56.207	6.699

- (3) Refere-se às desativações relativas as UAR (Unidades de Adição e Retirada), determinadas por motivos técnico-operacionais e sinistro, que se encontram em fase de análise e recuperação para o retorno ao intangível ou realização.
- (4) Refere-se à transferência de valores efetuada pelo Banco Daycoval S.A. para a conta corrente da acionista Rede Energia S.A. - em Recuperação Judicial, em 28 de fevereiro de 2012, para quitação de dívidas vencidas por antecipação desta holding, conforme justificativa da Instituição Financeira. A Administração da Companhia considera essa transferência indevida e está questionando judicialmente a sua devolução. O Plano de Correção das Falhas e Transgressões (Plano ANEEL), apresentado à Agência Reguladora em 26 de outubro de 2012, no âmbito da intervenção administrativa, previa o ressarcimento à Companhia, mediante aquisição da posição do Banco Daycoval S.A. pela Rede Energia S.A. - “em Recuperação Judicial” que era condição de aprovação do plano pela ANEEL. Ocorre que o Plano ANEEL foi aditado após a aprovação do Plano de Recuperação Judicial, pela Assembleia Geral de Credores da Recuperação Judicial da Rede Energia S.A. - em Recuperação Judicial, que prevê a venda do controle do Grupo Rede à ENERGISA. Em 17 de dezembro de 2013 a ANEEL aprovou, através da Resolução Autorizativa nº 4.463, o Plano ANEEL e acolheu a proposta da ENERGISA de ressarcir a EMS por meio de AFAC - Adiantamento para futuro aumento de capital, no valor equivalente ao saque efetuado pelo Daycoval (já efetivado). Dessa forma, a realização do ativo passou a depender tão somente da demanda judicial movida contra o Banco Daycoval S.A. e, por isto, passou a ser tratada como um ativo contingente. Por este fato a Administração decidiu provisionar a perda deste valor enquanto aguarda o andamento do questionamento jurídico.

13. Transações com partes relacionadas

A Companhia é controlada pela REDE ENERGIA S/A, (63,11% do capital total), que por sua vez detém o controle acionário da Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A., Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S.A., Caiuá Distribuição de Energia S/A (Caiuá), Companhia Força e Luz do Oeste (CFLO), Companhia Nacional de Energia Elétrica (CNEE), 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), Companhia Técnica e Comercialização de Energia S/A (REDECOM), Tangará Energia S/A, Vale

do Vacaria Açúcar e Alcool S/A, Companhia Geral e QMRA Participações S/A e Rede Power do Brasil S/A (REDE POWER) que também possui 36,83% de participação no capital social.

A Rede Energia é controlada pela Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S/A (EEVP) 68,27 que por sua vez é controlada pela Denerge (99,99%). A partir de 11 de abril de 2014 a Denerge é controlada pela Energisa (49,28%), BBPM (39,89%) e JQMJ (10,81%). A BBPM passou a ser controlada pela Energisa (89,57%) e JQMJ com 10,38%. A Energisa controla a JQMJ (99,99%). Energisa S/A possui 14,25% e Denerge 11,79% da Rede Energia.

Transações efetuadas durante o período pela Companhia:

13.1. Transações e saldos com empresas relacionadas

	Relacionamento	31/03/2015	31/03/2014
Transações de mútuos:			
Receitas financeiras		-	274
Despesas financeiras		-	(274)
		<u>-</u>	<u>-</u>
Outras receitas:			
Rede Eletricidade e Serviços S.A.	Grupo Econômico	31	31
		<u>31</u>	<u>31</u>
Encargo de uso de energia elétrica (a):			
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	Grupo Econômico	(541)	(978)
Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A.	Grupo Econômico	(307)	(458)
		<u>(848)</u>	<u>(1.436)</u>
Custo de prestação de serviços:			
Rede Eletricidade e Serviços S.A.	Grupo Econômico	(1.499)	(2.248)
		<u>(1.499)</u>	<u>(2.248)</u>

	Relacionamento	31/03/2015	31/12/2014
SALDOS PASSIVOS			
Circulante			
Fornecedores (1):			
Rede Eletricidade e Serviços S.A.	Grupo Econômico	-	712
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	Grupo Econômico	57	57
Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A.	Grupo Econômico	35	36
		<u>92</u>	<u>805</u>
Dividendos:			
Rede Power Energia S.A.	Coligada	17.183	17.183
Rede Energia S.A. - em Recuperação Judicial	Controladora	12.106	12.106
		<u>29.289</u>	<u>29.289</u>

(1) Contratos relacionados ao setor elétrico

No curso normal de nossos negócios, a empresa compra e vende energia com empresas relacionadas nos termos de CCVE - Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica, CCEAR - Contratos de Comercialização no Ambiente Regulado, CCD - Contratos de Conexão ao Sistema de Distribuição e CUSD Contratos de Uso do Sistema de Distribuição.

13.2. Remuneração dos administradores

Nos primeiros três meses de 2015, a remuneração dos administradores foi de R\$569 (R\$181 em 31 de março de 2014) que corresponde em sua totalidade a benefícios de curto prazo. Os encargos sociais sobre as remunerações totalizaram R\$119 (R\$25 em 31 de março de 2014).

No 1º trimestre de 2015, a maior e a menor remuneração atribuídas a dirigentes foram de R\$63 e R\$2, respectivamente. A remuneração média no 1º trimestre de 2015 foi de R\$15.

Na AGE 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\$6.597 (R\$7.245 para o exercício de 2014).

No período findo em 31 de março de 2015 não houve benefícios de longo prazo, de rescisão de contrato de trabalho nem remuneração baseada em ações.

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

Os impostos diferidos são oriundos de prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social, assim como diferenças temporárias, que estão registrados segundo as normas do CPC 32 e apresentado conforme normas do CPC 26.

Impostos diferidos reconhecidos nas informações financeiras intermediárias:

	31/03/2015	31/12/2014
Ativo		
Prejuízos fiscais	41.058	42.999
Base negativa de contribuição social	10.874	11.572
Imposto de renda	66.370	83.635
Contribuição social	23.893	30.109
Total do Ativo Não Circulante	142.195	168.315

A natureza dos créditos diferidos são como segue:

	31/03/2015		31/12/2014	
	Base de cálculo	IRPJ + CSLL	Base de cálculo	IRPJ + CSLL
Prejuízos fiscais	164.233	41.058	171.997	42.999
Base negativa da CSLL	120.817	10.874	128.580	11.572
Provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD	41.256	14.027	36.355	12.361
Provisão para riscos	202.325	68.790	191.969	65.270
Provisão para perdas de aplicações	61.818	21.018	61.818	21.018
Amortização do ágio	141.828	48.222	146.041	49.654
Provisão ajuste atuarial - Res Abrangente	57	19	57	19
Acréscimos moratórios	(24.880)	(8.459)	(24.880)	(8.459)
Ajuste a valor presente	5.716	1.943	12.000	4.080
Marcação a mercado - derivativo	22	7	(125)	(43)
Parcela do VNR das contas a receber da concessão e atualização	(43.110)	(14.657)	(39.560)	(13.450)
Ativos regulatórios líquido	(119.549)	(40.647)	(49.136)	(16.706)
Total	550.533	142.195	635.116	168.315
Ativo não circulante		142.195		168.315

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

Período	Realização dos créditos fiscais
2015	24.901
2016	34.879
2017	15.151
2018	9.610
2019	9.610
2020	9.610
2021 a 2024	38.434
Total	142.195

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 (prejuízo) antes dos impostos	94.874	(21.163)
Alíquotas fiscais combinadas	34%	34%
Despesa de imposto de renda e da contribuição social calculadas às alíquotas fiscais	(32.257)	7.195
Multas indedutíveis	-	422
Demanda de ultrapassagem e excedente reativo	-	1.066
Incentivos fiscais	(137)	-
Outras exclusões / (adições)	5	-
Receita (despesa) de imposto de renda e contribuição social	(32.125)	5.707
Alíquota efetiva	33,86%	26,97%

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\$4.455.

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	318.859	259.774
Adições no período/exercício (*)	13.862	53.760
Baixas no período/exercício	(1.131)	(2.534)
Ativo financeiro	331.590	311.000
Atualização contas a receber da concessão - VNR	4.455	7.859
Ativo financeiro custo corrigido - 31/03/2015 e 31/12/2014	336.045	318.859

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

16. Investimentos

A Companhia mantém ativos não remunerados destinados à locação

Movimentação	31/03/2015	31/12/2014
Investimento - 31/12/2014 e 31/12/2013	654	698
Depreciação	(11)	(44)
Investimento - 31/03/2015 e 31/12/2014	643	654
Edificações, obras civis e benfeitorias	641	652
Terrenos	2	2

17. 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	Baixas (*)	Amortização	Transferências	Saldo 31/03/2015
Intangível em Serviço						
Custo:	2.077.109	-	(7.690)	-	21.470	2.090.889
Amortização Acumulada	(1.181.934)	-	4.955	(22.743)	-	(1.199.722)
Subtotal	895.175	-	(2.735)	(22.743)	21.470	891.167
Em Curso	179.741	37.612	(15.875)	-	(21.470)	180.008
Total Intangível	1.074.916	37.612	(18.610)	(22.743)	-	1.071.175
(-) Obrigações vinc. à concessão						
Em Serviço						
Custo	436.362	-	-	-	304	436.666
Amortização Acumulada	(238.103)	-	-	(4.140)	-	(242.243)
Subtotal	198.259	-	-	(4.140)	304	194.423
Em Curso	50.962	4.800	(2.013)	-	(304)	53.445
Total	249.221	4.800	(2.013)	(4.140)	-	247.868
Total Intangível	825.695	32.812	(16.597)	(18.603)	-	823.307

(*) As baixas totalizaram no período R\$16.597, sendo R\$13.862 transferido para o ativo financeiro (bifurcação) e R\$2.735 referente às baixas operacionais realizadas no período.

A infraestrutura utilizada pela Companhia nas suas operações é vinculada ao serviço público de geração, transmissão, distribuição, inclusive comercialização de energia elétrica, 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 está sendo efetuada pelo prazo da concessão com base nos benefícios econômicos gerados anualmente. A taxa média ponderada de amortização utilizada no período é de 4,32% (4,32% 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
Contribuição do consumidor	376.437	373.764
Participação da União	39.290	38.242
Universalização - CDE	141.824	141.402
Universalização - Governo do Estado	5.949	5.919
Participação do Governo do Estado	28.063	27.854
Participação de Governos Municipais	15.026	14.472
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	22.646	19.423
(-) Amortização acumulada	(242.242)	(238.103)
Total	386.993	382.973
Alocação:		
Contas a receber da concessão	139.125	133.752
Intangível em serviço	194.424	198.259
Intangível em curso	30.798	31.539
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	22.646	19.423
Total	386.993	382.973

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.

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 n° 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 abril de 2013 e, a partir dessa data, o faturamento das ultrapassagens de demanda passou ser contabilizado na rubrica Obrigações Especiais.

Em 31 de março de 2015, o montante contabilizado naquela rubrica é de R\$ 22.646 (R\$19.423 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.

Teste de recuperabilidade econômica

Por ocasião do encerramento das demonstrações financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014, a Companhia procedeu ao teste de recuperabilidade econômica dos ativos intangível e financeiro dos contratos de concessão de acordo com o CPC 01 - R1 (Redução ao valor recuperável de ativos). O ativo intangível foi testado com base no seu valor em uso, utilizando o modelo de fluxo de caixa para o período de vigência da concessão. O ativo financeiro, resultante da adoção do OCPC 05 - Contratos de Concessão, teve como principal parâmetro a base de remuneração da última revisão tarifária ajustada. Durante o período findo em 31 de março de 2015, não ocorreu nenhum evento relevante que requeresse a revisão do referido teste. Para as projeções do modelo de fluxo de caixa, utilizou-se as seguintes principais premissas:

- Relação histórica entre o crescimento da energia vendida (MWh) e o da economia, dado pelo PIB;

- Para o cenário econômico futuro e variáveis macroeconômicas, utilizou-se estudos desenvolvidos por meio de modelos econométricos e outros dados de mercado disponíveis;
- Os fluxos de caixa foram trazidos a valor presente por meio de uma taxa média, representativa do custo médio ponderado de capital.

Os valores apurados no teste acima citado, mostraram-se suficientes para a cobertura dos ativos intangível e financeiro.

18. Fornecedores

Movimentação	31/03/2015	31/12/2014
Suprimento (1)		
Contrato bilateral	123.430	105.220
CCEE	60.966	7.933
Uso do sistema de transmissão/distribuição	5.855	4.077
Materiais, serviços e outros (2)	29.215	47.718
Total	219.466	164.948
Circulante	216.998	162.480
Não circulante	2.468	2.468

1. Refere-se a 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 as 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.

19. Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

Operações	Encargos da dívida	Principal		Total	
		circulante	não circulante	31/03/2015	31/12/2014
Em moeda nacional					
Eletrobrás - IRD-1000	3	63	236	302	317
Eletrobrás - IRD-1001	11	195	927	1.133	1.182
Eletrobrás - IRD-1002	2	28	132	162	169
Eletrobrás - IRD-1003	3	44	254	301	312
Eletrobrás - IRD-1004	1	16	97	114	117
Eletrobrás - IRD-933	3	92	252	347	371
Eletrobrás - IRD-999	10	215	751	976	1.030
Eletrobrás - LUZ CAMPO II - ECF-2162	-	41	-	41	83
Eletrobrás - LT-3ª TRANCHE - ECFS-225	-	2.178	9.984	12.162	12.707
Eletrobrás - LT-2ª TRANCHE - ECFS-097	-	4.007	7.013	11.020	12.022
Eletrobrás - LT- 1ª TRANCHE - ECFS-024	-	1.628	543	2.171	2.578
Eletrobrás - LT- 4ª TRANCHE - ECFS-274	-	2.367	14.202	16.569	17.161
Eletrobrás - ECF-2943-RELUZ	-	1.254	3.029	4.283	4.599
Banco Safra - FINAME	1	354	-	355	476
Banco Itaú - Capital de Giro	-	-	-	-	105.413
FIDC	2.208	-	289.821	292.029	289.856
Volkswagen - Investimentos	-	70	-	70	246
Total em moeda nacional	2.242	12.552	327.241	342.035	448.639

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			Custo da Dívida		
		Periodicidade Amortização	Garantias Reais	Prazo Médio meses	Indexador	Taxa de Juros a.a.	TIR (Taxa efetiva de juros)
Eletrobrás - IRD-1000	nov-2019	trimestral	Livre de Garantias	56	UFIR +	8,00%	2,00%
Eletrobrás - IRD-1001	nov-2020	trimestral	Livre de Garantias	69	UFIR +	8,00%	2,00%
Eletrobrás - IRD-1002	nov-2020	trimestral	Livre de Garantias	69	UFIR +	8,00%	2,00%
Eletrobrás - IRD-1003	nov-2021	trimestral	Livre de Garantias	81	UFIR +	8,00%	2,00%
Eletrobrás - IRD-1004	mai-2022	trimestral	Livre de Garantias	87	UFIR +	8,00%	2,00%
Eletrobrás - IRD-933	nov-2018	trimestral	Livre de Garantias	44	UFIR +	8,00%	2,00%
Eletrobrás - IRD-999	ago-2019	trimestral	Livre de Garantias	53	UFIR +	8,00%	2,00%
Eletrobrás - LUZ CAMPO II - ECF-2162	jun-2015	mensal	Recebíveis	3	UFIR +	6,00%	1,50%
Eletrobrás - LT- 3ª TRANCHE - ECFS-225	out-2020	mensal	Recebíveis	68	UFIR +	6,00%	1,50%
Eletrobrás - LT- 2ª TRANCHE - ECFS-097	dez-2017	mensal	Recebíveis	34	UFIR +	6,00%	1,50%
Eletrobrás - LT- 1ª TRANCHE - ECFS-024	jul-2016	mensal	Recebíveis	16	UFIR +	6,00%	1,50%
Eletrobrás - LT- 4ª TRANCHE - ECFS-274	mar-2022	mensal	Recebíveis	85	UFIR +	6,00%	1,50%
Eletrobrás - ECF-2943-RELUZ	ago-2018	mensal	Recebíveis	42	UFIR +	7,00%	1,75%
Banco Safra - FINAME	nov-2015	mensal	Próprio bem	8	PRÉ	8,00%	2,00%
Banco Safra - FINAME	nov-2015	mensal	Próprio bem	8	URTJLP +	6,00%	1,50%
Banco Safra - FINAME	mar-2016	mensal	Próprio bem	12	PRÉ	8,00%	2,00%
Banco Safra - FINAME	mar-2016	mensal	Próprio bem	12	URTJLP +	6,00%	1,50%
Volkswagen - Investimentos	mar-2015	mensal	Próprio bem	-	PRÉ	12,00%	3,00%
Volkswagen - Investimentos	mai-2015	mensal	Próprio bem + Aval Rede Power	1	PRÉ	12,00%	3,00%
Banco Itaú - NP FIDC	jan-2015	final	Aval	-	CDI +	2,25%	3,37%
	out-2034	mensal	Recebíveis	237	TR	7,00%	1,98%

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
TJLP	5,50%	5,00%
CDI	2,81%	10,81%
TR	0,23%	0,86%

Em 31 de março de 2015, os financiamentos de longo prazo têm seus vencimentos assim programados:

	31/03/2015
2016	8.386
2017	10.458
2018	6.033
2019	5.052
2020	4.465
Após 2020	292.847
Total	327.241

Seguem as movimentações ocorridas no período/exercício:

Descrição	31/03/2015	31/12/2014
Saldos em 31/12/2014 e 31/12/2013	448.639	518.109
Novos empréstimos e financiamentos obtidos	-	390.206
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e cambial	9.529	49.094
Pagamento de principal	(103.356)	(465.784)
Pagamento de juros	(12.777)	(42.986)
Saldos em 31/03/2015 e 31/12/2014	342.035	448.639
Circulante	14.794	118.351
Não circulante	327.241	330.288

20. Debêntures (não conversíveis em ações)

Principais características das debêntures:

	7º emissão
Tipo de emissão	Pública
Data de emissão	31/05/2014
Data de vencimento	30/05/2021
Garantia	Quirografária
Rendimentos	CDI + 2,28% a.a.
TIR (taxa efetiva de juros)	12,45%a.a.
Quantidade de títulos	40.000
Valor na data de emissão	400.000
Títulos em circulação	40.000
Carência de juros	2 anos
Amortizações/parcelas	Mensal após carência
Saldo em 31/03/2015	415.033
Circulante	17.218
Não circulante	397.815
Saldo em 31/12/2014	401.893
Circulante	4.282
Não circulante	397.611

(1) Deduzido de R\$ 2.996 referente a custos de captação incorridos na contratação.

As debêntures possuem cláusulas restritivas que em geral, requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas. Em 31 de março de 2015 exigências contratuais foram cumpridas.

Em 31 de março de 2015 as debêntures têm seus vencimentos assim programados:

	31/03/2015
2015	18.029
2016	46.760
2017	80.160
2018	80.160
2019	80.160
2020	80.160
Após 2020	32.600
	418.029
Custo de captação a apropriar	(2.996)
	415.033

Seguem as movimentações ocorridas no período:

Descrição	31/03/2015	31/12/2014
Saldos em 31/12/2014 e 31/12/2013	401.893	-
Nova emissão de debêntures - 7ª emissão	-	400.000
Encargos de dívidas - juros, variação monetária	12.939	31.873
Pagamento de encargos	-	(26.782)
Pagamento de custo de captação	-	(3.668)
Apropriação de custo de captação	201	470
Saldos em 31/03/2015 e 31/12/2014	415.033	401.893
Circulante	17.218	4.282
Não circulante	397.815	397.611

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

Contratos	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2019 em diante	Total
Debêntures - 7ª emissão	607	788	642	478	481	2.996

21. Financiamento por arrendamento mercantil

Descrição	31/03/2015	31/12/2014
Saldos em 31/12/2014 e 31/12/2013	29	486
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e cambial	-	199
Pagamento de principal	(18)	(455)
Pagamento de juros	-	(201)
Saldos em 31/12/2015 e 31/12/2014 - circulante	11	29

A Companhia possui arrendamento mercantil no montante de R\$11 (R\$29 em 31 de dezembro de 2014) referentes a equipamentos, registrados no ativo intangível, adquiridos através de contrato de arrendamento mercantil, com prazo de duração de 36 meses, com cláusulas de opção de compra e com taxas de juros de CDI + 3,0%.

22. Obrigações fiscais

	31/03/2015	31/12/2014
ICMS	39.592	31.166
Encargos sociais	2.359	3.640
PIS / COFINS	29.727	12.425
IRRF	132	158
ISS	608	772
Outros	318	495
Total - circulante	72.736	48.656

23. Provisões 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	Saldo final 31/03/2015
Trabalhistas	87.713	10.881	(1.540)	97.054
Cíveis	103.033	8.417	(8.070)	103.380
Fiscais	1.223	725	(57)	1.891
Total	191.969	20.023	(9.667)	202.325
Depósitos e cauções vinculados	38.874			41.570

A Companhia possui depósitos e cauções vinculados no ativo não circulante, no montante de R\$64.716 (R\$53.512 em 31 de dezembro de 2014). Desse total, R\$23.146 (R\$14.638 em 31 de dezembro de 2014) não possuem provisões para riscos em face do prognóstico de êxito ser possível ou provável.

No período findo em 31 de março de 2015 foram pagos de R\$4.502, sendo de indenizações trabalhistas R\$514 (R\$20.644 em 31 de dezembro de 2014), de indenizações cíveis R\$3.988 (R\$13.057 em 31 de dezembro de 2014) e indenizações fiscais R\$6 em 31 de dezembro de 2014.

Perdas prováveis:

Trabalhistas

A maioria dessas ações tem por objeto a periodicidade das promoções dos funcionários, indenização por tempo de serviço e subsidiariedade/solidariedade.

A variação ocorreu devido a revisão de processos em andamento, a entrada de novos processos de diversas naturezas e correção monetária no montante de R\$10.881.

Cíveis

Nos processos cíveis discutem-se principalmente indenizações por danos morais/materiais e reclamações de consumidores, envolvendo débitos de energia, e universalização.

A variação ocorreu devido a revisão de processos em andamento, a entrada de novos processos de diversas naturezas e correção monetária no montante de R\$8.417.

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.

Fiscais

As ações de natureza fiscal e tributária referem-se basicamente, aos seguintes objetos: (i) compensação e aproveitamento de créditos de ICMS e (ii) imposto sobre serviços de qualquer natureza (ISSQN) na figura de substituto tributário dos municípios, entre outros.

Perdas possíveis:

A Companhia possui processos de naturezas trabalhistas, cíveis e fiscais em andamento em um montante total de R\$580.464 (R\$431.643 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 as ações consideradas com riscos possíveis:

Trabalhistas

As ações judiciais de natureza trabalhistas no montante R\$56.714 (R\$25.855 em 31 de dezembro de 2014) têm como objetos principais o pleito de responsabilidade subsidiária/solidária da Companhia em relação às verbas referentes aos contratos de trabalho firmados entre as empresas que lhe prestam serviços e seus empregados.

Cíveis

As ações judiciais de natureza cível, cujo montante é de R\$510.595 (R\$394.447 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. Sendo válido destacar que houve alteração efetuada pelos nossos consultores jurídicos do prognóstico em processo proposto pelo Ministério Público Estadual (0044688-64.2005.8.12.0001), com valor envolvido de R\$68.207, onde se discute o procedimento adotado para cobranças de energia consumida de forma irregular.

Fiscais

Ações de natureza fiscal e tributária no montante R\$13.155 (R\$11.341 em 31 de dezembro de 2014). Refere-se principalmente a ilegalidade da integração do PIS/Cofins na base de cálculo do ICMS.

24. Encargos do consumidor a recolher e Obrigações intrassetoriais

24.1. Taxas Regulamentares

	31/03/2015	31/12/2014
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	25.921	1.936
Taxa de fiscalização - ANEEL	190	190
Encargo Capacidade Emergencial - ECE	270	280
Encargo de Aquisição de Energia Elétrica Emergencial - EAEEE	4	4
Total - Circulante	26.385	2.410

24.2. Obrigação do programa de eficiência energética

O contrato de concessão da Companhia estabelece a obrigação de aplicar anualmente o montante de 1% da receita operacional líquida, em ações que tenham como objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica e o desenvolvimento tecnológico do setor elétrico. Esse montante é destinado aos Programas de Eficiência Energética (PEE) e Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), a ser recolhido ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e ao Ministério de Minas e Energia (MME). A participação de cada um dos programas está definida pelas Leis nº 10.848 de 15 de março de 2004, nº 11.465 de 28 de março de 2007 e nº 12.212 de 21 de janeiro de 2010.

	31/03/2015	31/12/2014
Fundo Nacional Desenv. Científico Tecnológico - FNDCT	763	436
Ministério de Minas e Energia - MME	382	219
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	15.571	14.183
Programa de Eficiência Energética - PEE	31.899	28.889
Total	48.615	43.727
Circulante	37.483	36.950
Não circulante	11.132	6.777

A atualização das parcelas referentes ao PEE e P&D é efetuada pela taxa de juros SELIC, de acordo com as Resoluções Normativas ANEEL nº 176 de 28 de novembro de 2005, nº 219 de 11 de abril de 2006, nº 300 de 12 de fevereiro de 2008, nº 316 de 13 de maio de 2008, nº 504 de 14 de agosto de 2012, nº 556 de 18 de junho de 2013 e Ofício Circular nº 1.644/2009-SFF/ANEEL de 28 de dezembro de 2009.

Por meio das Resoluções Normativas nº 316, de 13 de maio de 2008, alterada pela nº 504 de 14 de agosto de 2012 e nº 556 de 18 de junho de 2013, a ANEEL estabeleceu novos critérios para cálculo, aplicação e recolhimento dos recursos do programa de eficiência energética e pesquisa e desenvolvimento. Entre esses novos critérios, foram definidos os itens que compõem a base de cálculo das obrigações, ou seja, a receita operacional líquida.

A realização das obrigações com o PEE e P&D por meio da aquisição de ativo intangível tem como contrapartida o saldo de obrigações especiais.

25. Outros Passivos

	31/03/2015	31/12/2014
Credores diversos - consumidores	5.979	5.648
Colaboradores - PL/AGO84	1.255	1.255
Arrecadação de terceiros a repassar	686	2.140
Total	7.920	9.043
Circulante	6.666	7.788
Não circulante	1.254	1.255

26. Patrimônio líquido

26.1. Capital Social

O capital social, subscrito e integralizado é de R\$595.649 (R\$595.649 em 31 de dezembro de 2014) está representado por 63.116.354 mil ações ordinárias (63.116.354 mil em 31 de dezembro de 2014), todas nominativas sem valor nominal.

26.2. Reserva de capital - reserva especial de ágio

Constituída pela incorporação, em abril de 2005, da parcela cindida da anterior controladora Magistra Participações S.A., representada pelo ágio pago por esta quando da aquisição de ações de emissão da Companhia, o qual foi contabilizado de acordo com as Instruções CVM nº 319/99 e 349/99.

26.3. Reserva de lucros - reserva legal

Constituída com 5% do lucro líquido do exercício antes de qualquer outra destinação e limitada a 20% do capital social.

26.4. Dividendos

O Estatuto Social determina a distribuição de um dividendo mínimo obrigatório de 25% do lucro líquido do exercício, ajustado na forma do artigo 202 da Lei nº 6.404/76.

27. Receita operacional

	31/03/2015			31/03/2014		
	Informação não revisado pelos auditores independentes			Informação não revisado pelos auditores independentes		
	Nº de consumidores	MWh	R\$	Nº de consumidores	MWh	R\$
Residencial	763.261	476.679	248.271	734.227	431.792	179.773
Industrial	8.238	161.564	83.689	7.430	142.179	53.972
Comercial	76.170	296.325	152.598	74.392	278.095	112.491
Rural	87.174	121.289	83.041	84.013	122.170	38.043
Poder Público	8.753	63.309	30.856	8.476	61.105	23.586
Iluminação Pública	2.291	53.283	14.168	2.232	51.523	11.395
Serviço Público	1.059	42.507	19.033	955	43.179	11.648
Consumo Próprio	186	1.823	-	184	1.836	-
Subtotal	947.132	1.216.779	631.656	911.909	1.131.879	430.908
Suprimento	-	-	-	-	-	2.788
Fornecimento não faturado (líquido)	-	(13.895)	32.247	-	(8.607)	(2.996)
Disponibilidade do sistema de transmissão	-	-	16.133	-	-	13.705
Ativos e passivos regulatórios (a)	-	-	64.022	-	-	-
Receita de Construção (b)	-	-	32.109	-	-	37.179
Bandeiras Tarifárias	-	-	8.224	-	-	-
Outras receitas operacionais	-	-	11.678	-	-	18.720
Total - receita operacional bruta	947.132	1.202.884	796.069	911.909	1.123.272	500.304
Deduções da receita operacional						
ICMS	-	-	110.398	-	-	84.556
PIS	-	-	12.392	-	-	7.569
COFINS	-	-	57.078	-	-	34.864
ISS	-	-	2	-	-	6
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	2.639	-	-	1.643
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	32.530	-	-	3.942
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	-	-	2.639	-	-	1.643
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	-	-	3.223	-	-	2.930
Total	-	-	220.901	-	-	137.153
Total - receita operacional líquida	947.132	1.202.884	575.168	911.909	1.123.272	363.151

(a) Refere-se a montante de ativos e passivos regulatórios reconhecidos no resultado de 31 de março de 2015 de acordo com a Deliberação CVM nº 732/14.

(b) 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.

28. Despesas operacionais

	Custo do serviço			Despesas operacionais		Total	
	Com energia elétrica	De operação	Prestado a terceiros	Com vendas	Gerais e administ.	31/03/2015	31/03/2014
Energia elétrica comprada para revenda (*)	302.259	-	-	-	-	302.259	214.452
Encargo de uso-sistema de transmissão e distribuição (*)	31.562	-	-	-	-	31.562	20.086
Pessoal e administradores	-	26.722	-	-	5.758	32.480	31.796
Entidade de previdência privada	-	812	-	-	179	991	833
Material	-	3.793	25	-	1.023	4.841	3.995
Serviços de terceiros	-	17.274	38	1.458	11.680	30.450	30.479
Depreciação e amortização	-	14.155	-	-	3.248	17.403	16.757
Provisão p/créditos de liquidação duvidosa e recuperação de incobráveis	-	-	-	4.901	-	4.901	3.200
Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	-	-	-	-	5.648	5.648	2.909
Custo de construção	-	-	32.109	-	-	32.109	37.179
Outras	-	6.248	-	523	12.703	19.474	8.994
Total	333.821	69.004	32.172	6.882	40.239	482.118	370.680

(*) Deduzido de R\$14.273 referente ao despacho da ANEEL nº 773 de 27 de março de 2015 que fixou os valores dos recursos da Conta do Ambiente de Contratação Regulada - Conta ACR a serem repassados nas contas correntes vinculadas a liquidação das operações do mercado de curto prazo junto a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, referentes aos meses de novembro e dezembro de 2014, para ressarcimento pelas exposições térmicas. Os valores foram registrados como redução de custo de energia comprada e de encargos de Serviços do Sistema, de acordo com o Despacho Aneel nº 1.135 de 17 de abril de 2013.

Custo da energia comprada para revenda	MWH (**)		Energia elétrica comprada p/revenda	
	31/03/2015	31/03/2014	31/03/2015	31/03/2014
Energia de Itaipú - Binacional	181.196	137.429	43.152	18.012
Energia de Leilão	541.711	539.283	148.007	112.599
Energia Bilateral	183.584	184.678	36.899	34.567
Cotas de Angra REN 530/12	41.690	41.599	6.970	7.164
Cotas Garantia Física Res. Homol. ANEEL 1410 - Anexo I	328.941	325.287	9.714	9.709
Energia de curto prazo - CCEE	156.064	92.559	80.556	102.058
Programa Incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	24.744	16.468	6.891	4.747
Ressarcimento pela exposição térmica (*)	-	-	(14.273)	(60.767)
(-)Parcela a compensar crédito	-	-	(15.662)	(13.637)
Energia Injetada - Micro e Mini	21	-	5	-
Total	1.457.951	1.337.303	302.259	214.452

(*) Através do Decreto presidencial n.º 8.241, 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.

(**) Informação não revisada pelos auditores independentes.

29. Outros resultados

	31/03/2015	31/03/2014
Ganhos na desativação/alienação de bens e direitos	7	29
Perdas na desativação/alienação de bens e direitos	(4.296)	(3.627)
Outras receitas/(despesas)	(989)	444
Total	(5.278)	(3.154)

30. Receitas e despesas financeiras

	31/03/2015	31/03/2014
Receita de aplicações financeiras	6.476	1.531
Variação monetária e acréscimo moratório de energia vendida	18.495	7.536
Atualização contas a receber da concessão - VNR	7.003	8.146
Atualização depósitos judiciais	7.540	-
Atualização financeira - CVA	22.789	-
Ajuste a valor presente ativo	6.285	384
Outras receitas financeiras	780	3.224
Total receita financeira	69.368	20.821
Encargos de dívidas - juros	(21.427)	(17.760)
Encargos de dívidas - variação monetária e cambial	-	(1.239)
Juros e multas	(12.809)	(5.818)
Marcação a mercado derivativos	(152)	(173)
Atualização obrigações especiais - VNR	(2.547)	(2.794)
Atualização financeira - CVA	(10.623)	-
Variação monetária - energia comprada	(4.050)	(381)
Variação monetária - contingências	(4.707)	-
Outras despesas financeiras	(5.951)	(3.136)
Total despesa financeira	(62.266)	(31.301)
Receitas (despesas) financeiras líquidas	7.102	(10.480)

31. Cobertura de seguros

A Companhia mantém apólices de seguros, por montantes considerados suficientes, para cobrir prejuízos causados por eventuais sinistros em seu patrimônio, bem como por reparações em que seja civilmente responsável por danos involuntários, materiais e/ou corporais causados a terceiros decorrentes de suas operações, considerando a natureza de sua atividade.

As premissas de risco adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo de uma auditoria das demonstrações financeiras e, conseqüentemente, não foram analisadas pelos nossos auditores independentes.

As principais coberturas são:

Ramos	Data de Vencimento	Importância segurada	Prêmio anual
Vida em Grupo	31/12/2015	R\$ 57.325. (1.875 Vidas)	168
Riscos Operacionais	23/10/2015	R\$ 360.514	291
Responsabilidade Civil Geral	23/10/2015	R\$ 30.000	1.384
Frota	30/11/2015	LMI R\$ 300 / Danos Morais R\$ 60	222
Aeronáutico (Casco)	30/11/2015	US\$ 65.340	67
Aeronáutico (RETA)	30/11/2015	R\$ 852	1
Transportes	30/11/2015	R\$ 2.000	73
			2.206

Descrição dos riscos:

Vida em Grupo: Cobertura Básica-Morte, Indenização Especial de Morte por Acidente, Invalidez Permanente Total ou Parcial por Acidente e Invalidez por Doença - Funcional.

Riscos Operacionais: a apólice garante as avarias, perdas e danos materiais de origem súbita, imprevista e acidental a edifícios, equipamentos, maquinismos, ferramentas, móveis e utensílios, e demais instalações que constituem o estabelecimento segurado descrito na apólice.

Responsabilidade Civil Geral: cobertura dos danos materiais e corporais causados a terceiros em decorrência das operações comerciais e industriais. Trata-se de apólice corporativa.

Automóveis: cobertura de colisão, incêndio e roubo (casco) e de danos materiais, corporais e morais causados a terceiros (RCF) em decorrência de acidentes automobilísticos.

Aeronáutico casco/LUC: Casco: garantia ao segurado na perda e/ou avaria da aeronave. LUC - Limite Único Combinado: é o reembolso das obrigações que o segurado vier a ser obrigado a pagar judicialmente ou por acordo previamente autorizado pela seguradora, por danos pessoais e/ou materiais e transportados e/ou não transportados.

Transporte: cobertura garantindo os reparos ou a reposição dos bens de sua propriedade em decorrência de sinistros ocorridos durante os transportes terrestre, aéreos e lacustres.

32. Instrumentos financeiros e gerenciamento de risco

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 equivalentes de caixa	49.698	49.698	117.243	117.243
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	155.058	155.058	207.822	207.822
Consumidores	384.354	384.354	310.888	310.888
Títulos a receber	3.843	3.843	3.843	3.843
Ativo financeiro - bens da concessão	336.045	336.045	318.859	318.859
Ativos regulatórios	279.225	279.225	211.521	211.521
Operações de swap	-	-	149	149

Passivo	31/03/2015		31/12/2014	
	Contábil	Valor Justo	Contábil	Valor Justo
Fornecedores	219.466	219.466	164.948	164.948
Empréstimos, financiamentos, arrendamentos, encargos de dívidas e debêntures	757.079	757.079	850.561	850.561
Passivos regulatórios	148.925	148.925	157.410	157.410
Operações de <i>swap</i>	19	19	-	-

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, 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. 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 exercício.

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 das distribuidoras obtidos em moeda nacional, junto a Eletrobrás, 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), sendo a 7ª emissão de debêntures da Companhia. Para os instrumentos financeiros sem mercado ativo, 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. A controladora Energisa 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 Energisa, 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 é o seguinte:

Passivo	31/03/2015	31/12/2014
Dívida (a)	757.079	850.561
Caixa e equivalentes de caixa	(49.698)	(117.243)
Dívida líquida	707.381	733.318
Patrimônio líquido (b)	816.828	754.079
Índice de endividamento líquido	0,87	0,97

(a) A dívida é definida como empréstimos, financiamentos, arrendamentos e debêntures de curto e longo prazos (excluindo derivativos e contratos de garantia financeira), conforme detalhado nas notas explicativas nº 19, nº 20 e nº 21.

(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 a 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 significantes nos fluxos de caixa incluídos nesta análise.

PASSIVO	Taxa média de juros efetiva ponderada (%)meses	Até 6 meses	6 a 12 meses	1 a 3 anos	3 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores		216.998	-	-	-	2.468	219.466
Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	12,13%	28.685	48.196	342.582	281.513	752.750	1.453.726
Total		245.683	48.196	342.582	281.513	755.218	1.673.192

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” da controladora Energisa.

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 contábeis intermediárias foi:

	31/03/2015	31/12/2014
Caixa e equivalentes de caixa	49.698	117.243
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	155.058	207.822
Consumidores	384.354	310.888
Títulos a receber	3.843	3.843
Ativo financeiro - bens da concessão	336.045	318.859
Operações de swap	-	149

O detalhamento desses créditos está apresentado nas notas explicativas nº 5, 6, 7, 13, 15 e 32.

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

Parte dos empréstimos e financiamentos em moeda nacional, apresentados na nota explicativa nº 19, é composta de financiamentos obtidos junto a diversos agentes de fomento nacional (Eletrobrás 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.

A Companhia possui operações de swap de taxa de juros associada ao “Notional” de seu endividamento em moeda local (Reais). Segue a operação de swap de juros a seguir:

Notional (BRL)	Custo Financeiro (ao ano)	Vencimento	Valor Justo	
			31/03/2015	31/12/2014
26.667	31.111	05/09/2016		
	CDI + 3,5%		27.612	32.287
	132% CDI		(27.631)	(32.138)
			<u>(19)</u>	<u>149</u>

A Companhia não possuía instrumentos financeiros derivativos vigentes em 31 de março de 2015.

Análise de Sensibilidade

De acordo com a Instrução CVM 475/08, a Companhia realizou análise de sensibilidade dos principais riscos aos quais os instrumentos financeiros e derivativos estão expostos, conforme demonstrado:

a) Variação cambial

A Companhia não possui instrumento financeiro derivativo indexado à variação cambial.

b) Variação das taxas de juros

Considerando que o cenário de exposição dos instrumentos financeiros indexados às taxas de juros de 31 de dezembro de 2014 seja mantido e que os respectivos indexadores anuais acumulados sejam (CDI = 12,6%, TJLP = 5,0% ao ano) e caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o resultado financeiro líquido seria impactado em:

	Exposição (R\$ mil)	Risco	Cenário I (Provável) (1)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Instrumentos financeiros				(528)	(1.042)
Swap de juros					
Posição Ativa - Taxa de juros CDI	27.612		27.612	28.140	28.654
		Alta da			
Posição Passiva - Taxa de juros CDI + TJLP	(27.631)	TJLP/IPCA	(27.631)	(28.565)	(29.478)
Subtotal	<u>(19)</u>		<u>(19)</u>	<u>(425)</u>	<u>(824)</u>
Líquido - ganhos (perda)			<u>(19)</u>	<u>(953)</u>	<u>(1.866)</u>

Instrumentos	Exposição (R\$ mil)	Risco	Cenário I (Provável) (1)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Instrumentos financeiros ativos:					
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	155.058	Alta do CDI	6.051	7.480	8.878
Instrumentos financeiros passivos:					
Empréstimos, financiamento e debêntures	(710.071)	Alta do CDI	(94.652)	(117.692)	(141.231)
	(71)	Alta da TJLP	(4)	(5)	(6)
Subtotal (**)	(710.142)		(94.656)	(117.697)	(141.237)
Total (Perdas)	(555.084)		(88.605)	(110.217)	(132.359)

(*) 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%..

(**) Não inclui as operações pré-fixadas no valor de R\$ 49.580.

Hierarquia de valor justo

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

Os diferentes níveis foram definidos como a seguir:

- 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 Ativos	Nível	31/03/2015	31/12/2014
Caixa e equivalente de caixa	2	49.698	117.243
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	2	155.058	207.822
Consumidores	2	384.354	310.888
Títulos a receber	2	3.843	3.843
Instrumentos financeiros derivativos	2	-	149
Ativo financeiro - bens da concessão	3	336.045	318.859

33. Benefícios a empregados

Plano de Aposentadoria e Pensão

A Companhia é patrocinadora de planos de benefícios previdenciários aos seus empregados, na modalidade de contribuição definida e de benefício definido, sendo para este último vedado o ingresso de novos participantes e os atuais neles inscritos, estão na condição de assistidos. O plano de benefício definido é avaliado atuarialmente ao final de cada exercício, visando verificar se as taxas de contribuição estão sendo suficientes para a formação de reservas necessárias aos compromissos de pagamento atuais e futuros.

Em 31 de março de 2015, a despesa de patrocínio a esses planos foi de R\$991 (R\$1.057 em 31 de março de 2014).

Plano de saúde

A Companhia patrocina plano de saúde a seus empregados, administrados por operadoras reguladas pela ANS. No período findo em 31 de Março de 2015 as despesas com o plano de saúde foram de R\$3.413 (R\$2.843 em 31 de março de 2014).

34. Compromissos

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

Contrato de compra de energia						
Vigência	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2019	Após 31/12/2019
2015 a 2046	659.288	541.884	543.053	562.446	612.557	8.952.740

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 março de 2015, e foram homologados pela ANEEL.

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

35. Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Em 04 de dezembro de 1997, foi outorgado à Companhia a distribuição de energia elétrica em 74 municípios no Estado de Mato Grosso do Sul, pelo prazo de 30 anos. O contrato de concessão já foi homologado junto à ANEEL, podendo ser prorrogado por uma única vez, pelo mesmo período, conforme Lei 12.783/2013.

Os contratos de concessão (distribuição e geração) contem cláusulas específicas que garantem o direito à indenização do valor residual dos bens vinculados ao serviço no final da concessão. Para efeito da reversão, consideram-se bens vinculados aqueles efetivamente utilizados na prestação do serviço.

36. Informações adicionais aos fluxos de caixa

No período findo em 31 de março de 2015 e 31 de dezembro de 2014, as movimentações patrimoniais que não afetaram o fluxo de caixa da Companhia, são como segue:

	31/03/2015	31/12/2014
Atividades operacionais		
Contas a receber da concessão	13.862	53.760
Atualização contas a receber da concessão - VNR	4.455	7.859
Fornecedores	16.890	(14.019)
Estoque	538	2.517
Atividades de investimentos		
Intangível - transferência estoque	538	2.517
Intangível - fornecedor	16.890	(14.019)

37. Eventos Subsequentes

a. Reajuste tarifário

Através da Resolução Homologatória n.º 1.874 de 07 de abril de 2015 e Nota Técnica n.º 66 de 31 de março de 2015, foram reajustadas as tarifas da base econômica da Energisa Mato Grosso do Sul em 3,22% como início de vigência em 08 de abril de 2015.

b. Dividendos

A Assembleia Geral de Acionistas realizada em 29 de abril de 2015, deliberou distribuir, a partir de 11 de maio de 2015, dividendos no montante de R\$ 29.445, correspondentes a R\$ 0,0004665260002 por ação do capital social.