

Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S/A | Resultados do 3º trimestre de 2015

Aracaju, 13 de novembro de 2015 - A Administração da Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S/A ("Energisa Sergipe" ou "Companhia") apresenta os resultados do terceiro trimestre (3T15) e dos primeiros nove meses de 2015 (9M15).

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 Sergipe é uma distribuidora de energia elétrica que atende a mais de 727 mil clientes e uma população de 1,8 milhão de habitantes em 63 municípios do Estado de Sergipe, em uma área de 17.465 Km².

Resume-se a seguir o desempenho econômico-financeiro da Companhia nos primeiros nove meses de 2015 e 2014:

Descrição	9M15	9M14	Variação %
Resultados - R\$ milhões			
Receita Operacional Bruta	1.083,4	829,1	+ 30,7
Receita Operacional Bruta, sem receita de construção	1.027,5	757,7	+ 35,6
Receita Operacional Líquida	638,1	601,4	+ 6,1
Receita Operacional Líquida, sem receita de construção	582,2	530,0	+ 9,8
Resultado antes das Receitas e Despesas Financeiras (EBIT)	96,6	77,8	+ 24,2
EBITDA	134,1	113,8	+ 17,8
EBITDA Ajustado	145,9	124,4	+ 17,3
Resultado financeiro	(185,9)	(23,0)	+ 708,3
Lucro Líquido	(37,9)	49,3	-
Indicador Relativo			
EBITDA Ajustado / Receita Líquida (%)	22,9	20,7	+ 2,2 p.p
Indicadores Operacionais			
Número de Consumidores Cativos (mil)	727,4	702,5	+ 3,5
Vendas de energia a consumidores cativos (GWh)	1.837,1	1.814,2	+ 1,3
Energia Elétrica Total Distribuída (GWh)	2.695,9	2.573,8	+ 4,7
Perdas de Energia (% últimos 12 meses)	8,89	9,11	- 0,22 p.p
Descrição	30/09/2015	31/12/2014	Variação %
Indicadores Financeiros - R\$ milhões			
Ativo Total	1.487,1	1.381,3	+ 7,7
Caixa / Equivalentes de Caixa / Aplicações Financeiras	112,0	56,1	+ 99,6
Patrimônio Líquido	308,2	385,9	- 20,1
Endividamento Líquido	747,4	601,7	+ 24,2

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

2 Desempenho financeiro

2.1 Receita operacional bruta e líquida

Em 9M15, a Energisa Sergipe apresentou receita operacional bruta, sem a receita de construção que é atribuída margem zero, de R\$ 1.027,5 milhões, ante R\$ 757,7 milhões registrados em 9M14, um aumento de 35,6% (R\$ 269,8 milhões). A receita operacional líquida, também deduzida da receita de construção, cresceu 9,8% (R\$ 52,2 milhões) no período, para R\$ 582,2 milhões.

No 3T15, a receita operacional líquida, também deduzida das receitas de construção, aumentou 10,6% (R\$ 18,4 milhões) em relação a de igual trimestre do ano passado.


A composição da receita líquida é a seguinte:


Receita por Classe de Consumo (R\$ milhões)	Trimestre			9 meses		
	3T15	3T14	Var. %	9M15	9M14	Var. %
(+) Receita de energia elétrica (mercado cativo)	326,1	224,2	+ 45,5	972,3	695,0	+ 39,9
✓ Residencial	151,9	105,0	+ 44,7	457,8	329,1	+ 39,1
✓ Industrial	36,3	24,7	+ 47,0	100,9	72,6	+ 39,0
✓ Comercial	83,6	57,8	+ 44,6	249,9	178,9	+ 39,7
✓ Rural	9,0	6,5	+ 38,5	32,0	22,9	+ 39,7
✓ Outras classes	45,3	30,2	+ 50,0	131,7	91,5	+ 43,9
(+) Suprimento de energia elétrica	24,3	3,0	+ 710,0	58,1	21,4	+ 171,5
(+) Fornecimento não faturado líquido	(4,7)	(2,1)	+ 123,8	(6,1)	(9,7)	- 37,1
(+) Disponibilidade do sistema elétrico	11,6	9,2	+ 26,1	34,4	27,5	+ 25,1
(+) Receitas de construção	21,7	29,5	- 26,4	55,9	71,4	- 21,7
(+) Outras receitas (despesas)	(6,4)	13,4	-	(31,2)	23,5	- 232,8
(=) Subtotal 1 - Receita bruta	372,6	277,2	+ 34,4	1.083,4	829,1	+ 30,7
(-) Impostos sobre vendas	98,2	69,7	+ 40,9	293,5	216,2	+ 35,8
(-) Encargos setoriais	31,6	3,8	+ 731,6	71,1	11,5	+ 518,3
(-) Bandeiras tarifárias	28,5	-	-	80,7	-	-
(=) Subtotal 2 - Receita líquida	214,3	203,7	+ 5,2	638,1	601,4	+ 6,1
(-) Receitas de construção	21,7	29,5	- 26,4	55,9	71,4	- 178,3
(=) Total - Receita líquida, sem receitas de construção	192,6	174,2	+ 10,6	582,2	530,0	+ 9,8


2.2 Ambiente regulatório - revisão tarifária

2.2.1 Bandeiras tarifárias

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

 **Bandeira Verde** - condições favoráveis de geração de energia. A tarifa de energia elétrica não sofre nenhum acréscimo;

 **Bandeira Amarela** - condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,025 para cada quilowatt-hora consumido; e,

 **Bandeira Vermelha** - condições mais onerosas de geração de energia. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,055 para cada quilowatt-hora consumido.

As receitas auferidas pela Companhia provenientes das bandeiras tarifárias em 9M15 foram de R\$ 80,7 milhões (R\$ 28,5 milhões no 3T15).

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 Sergipe, cujo efeito médio a ser percebido pelos consumidores foi de 8,0% a partir de 02/03/2015. Adicionalmente, em 22 de abril de 2015, foi concedido à Energisa Sergipe reajuste nas suas tarifas de energia elétrica, com efeito médio de 13,26% percebido pelos consumidores.

A Energisa Sergipe recebeu o montante de R\$ 26,0 milhões provenientes dos recursos da conta ACR (Conta no Ambiente de Contratação Regulada) repassados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE para cobertura da exposição involuntária no Mercado de Curto Prazo - MCP e despacho termoelétrico vinculado aos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado na modalidade por disponibilidade - CCEAR-D relativo aos meses de novembro e dezembro de 2014. Os valores foram registrados como redução dos custos de energia comprada e de encargos de serviço do sistema.

A Aneel também homologou em cumprimento ao disposto no Decreto nº 7.891/2013, recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) a serem repassados a Energisa Sergipe 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\$ 24,2 milhões. O valor foi registrado pela Companhia como receita de venda de energia.

2.3 Despesas operacionais

As despesas operacionais, excluindo os custos de construção, totalizaram R\$ 485,6 milhões em 9M15 e R\$ 151,5 milhões no 3T15, aumento de 7,4% (R\$ 33,5 milhões) e 12,2% (R\$ 16,5 milhões), respectivamente, quando comparado com o mesmo período de 2014. Desse total, as despesas controláveis cresceram R\$ 5,0 milhões em 9M15 (R\$ 2,2 milhões no 3T15), totalizando R\$ 102,4 milhões (R\$ 34,6 milhões no 3T15).

As despesas não controláveis cresceram R\$ 18,1 milhões em 9M15 (R\$ 9,0 milhões no 3T15), totalizando R\$ 332,2 milhões (R\$ 99,7 milhões no 3T15), 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			9 meses		
	3T15	3T14	Variação R\$ milhões	9M15	9M14	Variação R\$ milhões
1 Despesas controláveis	34,6	32,4	+ 2,2	102,4	97,4	+ 5,0
1.1 Pessoal (inclui fundo de pensão)	19,2	17,4	+ 1,8	60,2	54,4	+ 5,8
1.2 Material	1,4	2,3	- 0,9	5,5	6,6	- 1,1
1.3 Serviços de terceiros	14,0	12,7	+ 1,3	36,7	36,4	+ 0,3
2 Despesas não controláveis (compra de energia e transporte)	99,7	90,7	+ 9,0	332,2	314,1	+ 18,1
3 Depreciação e amortização	12,6	12,1	+ 0,5	37,5	36,0	+ 1,5
4 Provisões contingências e devedores duvidosos	2,8	(2,4)	+ 5,2	4,3	(3,2)	+ 7,5
5 Outras despesas/receitas	1,8	2,2	- 0,4	9,2	7,8	+ 1,4
Subtotal	151,5	135,0	+ 16,5	485,6	452,1	+ 33,5
6 Custo de construção (*)	21,7	29,5	- 7,8	55,9	71,4	- 15,5
Total	173,2	164,5	+ 8,7	541,5	523,5	+ 18,0

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

2.4 Resultado negativo, mas geração de caixa aumenta

Nos primeiros nove meses de 2015, a Energisa Sergipe registrou prejuízo de R\$ 37,9 milhões, ante o lucro líquido de R\$ 49,3 milhões registrados em igual período do ano passado. Já a geração operacional de caixa (EBITDA ajustado) atingiu R\$ 145,9 milhões em 9M15, representado um aumento de 17,3% em relação aos R\$ 124,4 milhões apurados em 9M14.

No 3T15, a Energisa Sergipe registrou prejuízo de R\$ 39,4 milhões, contra um lucro líquido de R\$ 11,7 milhões no 3T14. Entretanto, a geração de caixa (EBITDA Ajustado) apresentou aumento de 3,9%, passando de R\$ 56,4 milhões no 3T14 para R\$ 58,6 milhões no 3T15.

A evolução do resultado e da geração de caixa da Companhia é a seguinte:

Composição da Geração de Caixa Valores em R\$ milhões	Trimestre			9 meses		
	3T15	3T14	Var. %	9M15	9M14	Var. %
(=) Lucro Líquido	(39,4)	11,7	-	(37,9)	49,3	-
(-) Contribuição social e imposto de renda	24,0	0,5	+ 4.700,0	44,8	(5,5)	-
(-) Resultado financeiro	(104,5)	(28,0)	+ 273,2	(179,3)	(23,0)	+ 679,6
(-) Depreciação e amortização	(12,6)	(12,1)	+ 4,1	(37,5)	(36,0)	+ 4,2
(=) Geração de caixa (EBITDA)	53,7	51,3	+ 4,7	134,1	113,8	+ 17,8
(+) Receita de acréscimos moratórios	4,9	5,1	- 3,9	11,8	10,6	+ 11,3
(=) Geração ajustada de caixa (EBITDA Ajustado)	58,6	56,4	+ 3,9	145,9	124,4	+ 17,3
Margem do EBITDA Ajustado (%)	27,3	27,7	- 0,4 p.p	22,9	20,7	+ 2,2 p.p

2.5 Resultado financeiro e endividamento

Nos primeiros nove meses de 2015, o resultado financeiro (receitas financeiras menos despesas financeiras) apresentou uma despesa financeira líquida de R\$ 179,3 milhões, contra R\$ 23,0 milhões registrado em igual período do ano passado, ou seja, aumento de 679,6% (R\$ 156,3 milhões). No 3T15, o resultado financeiro líquido representou uma despesa financeira líquida de R\$ 104,5 milhões, contra os R\$ 28,0 milhões apurados no 3T14, aumento de 273,2% (R\$ 76,5 milhões) no período. Esse resultado decorre da desvalorização de 28% do real perante o dólar no trimestre, com efeito na marcação a mercado dos derivativos de proteção cambial que no 3T15 representou uma despesa de R\$ 22,9 milhões (R\$ 48,9 milhões em 9M15).

Em 30 de setembro de 2015, o saldo consolidado de caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras da Energisa Sergipe totalizou R\$ 112,0 milhões, que não incluem os créditos referentes à subvenção tarifária e baixa renda (CDE). Por sua vez, a dívida líquida da Energisa Sergipe, que incluem empréstimos, financiamentos, arrendamentos, debêntures, encargos financeiros, parcelamento de impostos, fundo de pensão e instrumentos financeiros derivativos líquidos, passou de R\$ 601,7 milhões em 31 de dezembro de 2014 para R\$ 747,4 milhões em 30 de setembro de 2015. A seguir, as dívidas de curto e longo prazo, vis-à-vis as disponibilidades financeiras da Energisa Sergipe em 30 de setembro de 2015 e em 31 de dezembro de 2014:

Descrição Valores em R\$ milhões	30/09/2015	31/12/2014
Curto Prazo	161,0	192,7
Empréstimos e financiamentos	100,7	180,1
Debêntures	28,4	8,7
Encargos de dívidas	16,1	5,4
Parcelamento de impostos e déficit atuarial	15,8	15,6
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	-	(17,1)
Longo Prazo	713,6	487,8
Empréstimos e financiamentos	561,3	361,2
Debêntures	48,0	60,0
Parcelamento de impostos e déficit atuarial	109,8	103,2
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	(5,5)	(36,6)
Total das dívidas	874,6	680,5
(-) Disponibilidades financeiras	112,0	56,1
(-) Créditos CDE	15,2	22,7
Total das dívidas líquidas	747,4	601,7

3 Mercado de energia

Nos primeiros nove meses de 2015 (9M15), as vendas de energia elétrica a consumidores finais (mercado cativo), localizados na área de concessão da Energisa Sergipe, somadas à energia associada aos consumidores livres (TUSD), totalizaram 2.383,6 GWh (724,8 GWh no 3T15), redução de 1,4% (redução de 4,9% no 3T15) em relação a igual período do ano anterior. Deste total em 9M15, 1.837,1 GWh foram vendidos no mercado cativo, que aumentou 1,3% e 546,5 GWh foram transportados para consumidores livres (redução de 9,4%).

O consumo no mercado cativo em 9M15 foi impulsionado, principalmente, pelas classes residencial e comercial, que cresceram 3,1% e 2,1%, respectivamente, no período.

A energia total distribuída em 9M15 foi de 2.695,9 GWh, ante os 2.573,8 GWh registrados em igual período do ano passado, conforme composição seguinte:

Energia Total Distribuída por Classe de Consumo (Em GWh)

Descrição	Trimestre			9 meses		
	3T15	3T14	Var. %	9M15	9M14	Var. %
1 Vendas de energia no mercado cativo	562,8	565,8	- 0,5	1.837,1	1.814,2	+ 1,3
✓ Residencial	229,1	227,1	+ 0,9	755,6	733,2	+ 3,1
✓ Industrial	71,8	75,6	- 5,0	220,0	226,8	- 3,0
✓ Comercial	122,1	122,3	- 0,2	401,7	393,6	+ 2,1
✓ Rural	19,7	17,5	+ 12,6	80,3	76,1	+ 5,5
✓ Outras Classes	120,1	123,3	- 2,6	379,5	384,5	- 1,3
2 Energia associada aos consumidores livres (TUSD)	162,0	196,0	- 17,3	546,5	603,5	- 9,4
3 Mercado cativo + TUSD (1+2)	724,8	761,8	- 4,9	2.383,6	2.417,7	- 1,4
4 Suprimento de energia e não faturado	127,3	65,6	+ 94,1	312,3	156,1	+ 100,1
5 Energia Total Distribuída (3+4)	852,1	827,4	+ 3,0	2.695,9	2.573,8	+ 4,7

A Energisa Sergipe encerrou os primeiros nove meses de 2015 com 727.440 unidades consumidoras cativas, quantidade 3,5% superior à registrada no fim de setembro de 2014. Já o número de consumidores livres 17 no fim de setembro de 2015.

3.1 Perdas de energia e inadimplência dos consumidores

O combate ao furto, à fraude e à inadimplência dos consumidores tem sido foco constante das ações gerenciais da Energia Sergipe, que busca trabalhar para aperfeiçoar ainda mais a fiscalização das ligações em suas unidades consumidoras.

As perdas de energia elétrica da Energisa Sergipe situaram em 8,89% nos últimos doze meses encerrados em setembro de 2015, contra 9,11% registrado em igual período do ano passado.

As revisões extraordinárias tarifárias e o advento das bandeiras tarifárias ocorridas no 1T15 contribuíram para o aumento da inadimplência. A Energisa Sergipe vem intensificando as ações de cobrança das contas de energia para conter o aumento da inadimplência, com mecanismos ágeis e desburocratizados de pagamento de débitos por meio de pontos de atendimento, da internet e de call center, intensificação de ações de corte e negativação de débitos. O desempenho do indicador relativo à inadimplência (proporção do que não foi recebido em relação ao que foi faturado nos últimos 12 meses) dos consumidores foi bastante afetado pelo aumento dos valores faturados e pelo incremento da parcela não arrecadada. Em 9M15, a inadimplência dos consumidores aumentou em 53,0%, situando-se em 2,05%.

4 Investimentos

Nos primeiros nove meses de 2015, os investimentos da Energisa Sergipe em melhorias dos serviços de distribuição de energia elétrica totalizaram R\$ 58,0 milhões, ante os R\$ 68,6 milhões investidos no 9M14.

5 Serviços prestados pelo auditor independente

A remuneração total da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes pelos serviços prestados para a Energisa Sergipe nos primeiros nove meses de 2015 foi de R\$ 544 mil, dos quais R\$ 217 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 SERGIPE - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
BALANÇO PATRIMONIAL
EM 30 DE SETEMBRO DE 2015 E 31 DE DEZEMBRO DE 2014
(Em milhares de reais)

	30/09/2015	31/12/2014
Ativo		
Circulante		
Caixa e equivalente de caixa	40.727	45.254
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	62.497	2.908
Consumidores e concessionárias	154.070	108.876
Títulos de créditos a receber	9.728	8.827
Estoques	1.366	1.472
Tributos a recuperar	37.870	35.649
Instrumentos financeiros derivativos	-	17.075
Ativos regulatórios	42.533	121.325
Encargos setoriais - Bandeiras tarifárias	7.437	-
Outros créditos	40.406	45.588
Total do circulante	396.634	386.974
Não circulante		
Realizável a longo prazo		
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	8.733	7.973
Consumidores e concessionárias	6.387	7.659
Títulos de créditos a receber	2.089	2.954
Tributos a recuperar	13.254	16.524
Créditos tributários	131.673	70.723
Depósitos e cauções vinculados	39.076	34.035
Instrumentos financeiros derivativos	36.471	36.612
Ativos regulatórios	51.415	39.311
Contas a receber da concessão	254.956	228.574
Outros créditos	683	713
	544.737	445.078
Investimento	366	366
Intangível	539.565	542.566
Imobilizado	5.844	6.295
Total do não circulante	1.090.512	994.305
Total do ativo	1.487.146	1.381.279

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

2. Balanço Patrimonial Passivo

ENERGISA SERGIPE - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
BALANÇO PATRIMONIAL
EM 30 DE SETEMBRO DE 2015 E 31 DE DEZEMBRO DE 2014
(Em milhares de reais)

	30/09/2015	31/12/2014
Passivo		
Circulante		
Fornecedores	75.070	78.244
Encargos de dívidas	16.077	5.407
Empréstimos e financiamentos	100.662	180.078
Debêntures	28.380	8.746
Tributos e contribuições sociais	40.953	40.650
Parcelamento de impostos	2.138	2.014
Passivos regulatórios	44.307	50.536
Obrigações estimadas	9.102	4.917
Encargos do consumidor a recolher	9.175	136
Obrigações intrassetoriais	16.681	11.390
Benefícios a empregados - Plano de pensão	13.616	13.616
Encargos setoriais - Bandeiras tarifárias	7.625	-
Outras contas a pagar	4.980	12.255
Total do circulante	368.766	407.989
Não circulante		
Fornecedores	2.377	2.377
Empréstimos e financiamentos	561.318	361.247
Debêntures	48.000	60.000
Tributos e contribuições sociais	20.965	15.863
Parcelamento de impostos	1.069	2.518
Passivos regulatórios	8.751	17.173
Instrumentos financeiros derivativos	30.927	-
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	22.633	21.462
Benefícios a empregados - Plano de pensão	108.739	100.641
Outros	5.391	6.136
Total do não circulante	810.170	587.417
Patrimônio líquido		
Capital social	382.899	357.135
Reservas de capital	3.330	3.330
Reservas de lucros	20.954	46.717
Dividendos adicionais propostos	-	39.801
Outros resultados abrangentes	(61.110)	(61.110)
Lucros/Prejuízos acumulados	(37.863)	-
Total do patrimônio líquido	308.210	385.873
Total do passivo e patrimônio líquido	1.487.146	1.381.279

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

3. Demonstrações de Resultados

ENERGISA SERGIPE - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
 DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DO EXERCÍCIO
 NOVE MESES FINDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2015 E 2014
 (Em milhares de reais)

	9M15	9M14
Receita operacional bruta		
Fornecimento de energia elétrica	966.193	685.269
Suprimento de energia elétrica	58.104	21.395
Disponibilidade do sistema elétrico	34.427	27.533
Receita de construção	55.863	71.401
Outras receitas	(31.219)	23.481
	1.083.368	829.079
Deduções à receita operacional		
ICMS faturado	206.137	145.492
PIS, Cofins e ISS	87.429	70.728
Taxa de fiscalização	1.064	-
Encargos setoriais - Bandeiras tarifárias	80.680	-
Outras (PEE, CDE, CCC e P&D)	70.005	11.490
	445.315	227.710
Receita operacional líquida	638.053	601.369
Despesas (receitas) operacionais		
Pessoal (inclui fundo de pensão)	60.175	54.448
Material	5.502	6.554
Serviços de terceiros	36.687	36.360
Energia elétrica comprada para revenda	287.200	296.211
Transporte de potência elétrica	44.997	17.920
Depreciação e amortização (inclui ágio)	37.498	35.986
Provisão (reversão) para contingências /devedores duvidosos	4.316	(3.175)
Custo de construção	55.863	71.401
Outras despesas/receitas	9.211	7.843
	541.449	523.548
Resultado antes das receitas e despesas financeiras	96.604	77.821
Receita (Despesa) financeira		
Receitas de aplicações financeiras	8.610	4.126
Variação monetária e acréscimo moratório de energia vendida	11.844	10.590
Outras receitas financeiras	43.446	5.662
Encargos de dívidas - juros	(33.515)	(23.204)
Encargos de dívidas - variação monetária e cambial	(189.433)	(14.918)
(-) Transferência para ordens em curso	1.407	2.215
Marcação a mercado de derivativos	(48.891)	5.746
Instrumentos financeiros derivativos	67.927	(192)
Ajuste valor presente de ativos	213	(2.099)
Outras despesas financeiras	(40.926)	(10.936)
	(179.318)	(23.010)
Resultado antes dos impostos	(82.714)	54.811
Contribuição social e imposto de renda	44.851	(5.559)
Lucro líquido do período	(37.863)	49.252
Lucro líquido por ação do capital social - R\$	(193,66)	251,92

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

4. Demonstrações dos Fluxos de Caixa

ENERGISA SERGIPE - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
 DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA
 NOVE MESES FINDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2015 E 2014
 (Em milhares de reais)

	9M15	9M14
Caixa Líquido Atividades Operacionais	147.509	100.169
Caixa Gerado nas Operações	129.587	114.967
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	(82.714)	54.811
Despesas com juros, variações monetárias e cambiais - líquidas	194.998	33.048
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	4.826	(4.803)
Provisão para Riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	(510)	1.628
Depreciação e amortização	37.498	35.988
(Ganho) Perda na alienação de bens do imobilizado e do intangível	1.371	649
Instrumentos financeiros derivativos	(67.927)	(608)
Marcação a mercado de derivativos	48.891	(5.746)
Marcação a mercado das dívidas	(6.846)	-
Variações nos Ativos e Passivos	17.922	(14.798)
(Aumento) de consumidores e concessionárias	(36.904)	(1.242)
Diminuição (aumento) de títulos de créditos a receber	177	(2.175)
Diminuição de estoques	106	200
Diminuição (aumento) de tributos a recuperar	1.049	(1.324)
(Aumento) de cauções e depósitos vinculados	(5.041)	(4.049)
Diminuição de despesas pagas antecipadamente	2.867	3.414
(Aumento) de outros créditos a receber	(5.752)	(11.923)
(Diminuição) aumento de fornecedores	(5.424)	1.480
Ativos regulatórios	96.797	-
Aumento de tributos e contribuições sociais	7.850	1.277
Imposto de renda e contribuição social pagos	(18.535)	(6.709)
Aumento de obrigações estimadas	4.185	1.498
Aumento de encargos do consumidor a recolher	9.039	-
Passivos regulatórios	(45.486)	-
Aumento de outras contas a pagar	12.994	4.755
Caixa Líquido Atividades de Investimento	(99.184)	(32.410)
Aplicações no intangível e no imobilizado	(48.731)	(63.018)
Alienação de bens do imobilizado e intangível	1.286	1.901
Aplicações financeiras	(51.739)	28.707
Caixa Líquido Atividades de Financiamento	(52.852)	(66.362)
Novos empréstimos e financiamentos obtidos	70.034	23.573
Pagamentos de empréstimos, debêntures - principal	(132.958)	(16.021)
Pagamentos de empréstimos, debêntures - juros	(15.982)	(15.299)
Liquidação de instrumentos financeiros derivativos	67.179	(11.291)
Pagamentos de dividendos	(39.800)	(46.175)
Parcelamento de impostos	(1.325)	(1.149)
Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	(4.527)	1.397
Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	45.254	30.452
Saldo Final de Caixa e Equivalentes	40.727	31.849

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Notas Explicativas

Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S/A **Notas explicativas às informações trimestrais** **Exercício findo em 30 de setembro de 2015** (Em milhares de reais, exceto quando indicado ao contrário)

1 Contexto Operacional

A Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S/A (“Companhia ou Energisa SE”) - empresa integrante do GRUPO ENERGISA - é uma concessionária distribuidora de energia elétrica, que atua em 63 municípios no Estado de Sergipe, atendendo a 727.458 consumidores (informação não revisada pelos auditores independentes). A Companhia é uma sociedade anônima de capital aberto e possui sede na cidade de Aracaju, Estado de Sergipe.

Contrato de concessão:

As obrigações da concessionária, previstas no contrato de concessão do serviço público de distribuição 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 agente regulador;

IV - atender a 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 nas 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; e

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;

A Energisa SE assinou em 23 de dezembro de 1997 com a ANEEL, o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica, por 30 anos, com vencimento em 23 de dezembro de 2027.

As informações referentes à revisão e aos reajustes tarifários, ativos e passivos regulatórios, contas a receber da concessão, ativos vinculados a concessão e receita de construção estão apresentadas nas notas explicativas nº 10, 11, 15, 16 e 24, respectivamente.

2 Apresentação das informações financeiras intermediárias (informações trimestrais)

As informações financeiras intermediárias (informações trimestrais) da Companhia, aprovadas em 13 de novembro de 2015 pelo Conselho de Administração, compreendem:

- As informações financeiras intermediárias elaboradas e apresentadas de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 (R1) - Demonstração Intermediária e IAS 34 - Interim Financial Reporting e de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR.

As demais informações referentes às bases de elaboração, apresentação das informações financeiras intermediárias e resumo das principais práticas contábeis não sofreram alterações em relação àquelas divulgadas na Nota Explicativa nº 2 às Demonstrações Financeiras Anuais referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014 (doravante denominadas de “Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2014”), publicadas na imprensa oficial em 31 de março de 2015, exceto quanto à adoção da contabilidade de hedge “Hedge Accounting” que possui efeito prospectivo do impacto nas demonstrações financeiras da Companhia. As seguintes práticas contábeis foram adicionadas àquelas já publicadas:

a. Instrumentos financeiros derivativos e atividades de “hedge”

A Companhia designa certos instrumentos de “hedge” relacionados a risco com variação cambial e taxa de juros dos empréstimos como “hedge” de valor justo. No início da relação de “hedge”, a Companhia documenta a relação entre o instrumento de “hedge” e o item objeto de “hedge” de acordo com os objetivos da gestão de riscos e estratégia financeira. Adicionalmente, no início do “hedge” e de maneira continuada, a Companhia documenta se o instrumento de “hedge” usado é altamente efetivo na compensação das mudanças de valor justo ou fluxo de caixa do item objeto de “hedge”, atribuível ao risco sujeito a “hedge”. A nota explicativa nº 27 traz mais detalhes sobre o valor justo dos instrumentos derivativos utilizados para fins de “hedge”.

“Hedge” de valor justo: hedge de exposição às alterações no valor justo de ativo ou passivo reconhecido ou de compromisso firme não reconhecido, ou de parte identificada de tal ativo, passivo ou compromisso firme, que seja atribuível a um risco particular e possa afetar o resultado. Mudanças no valor justo dos derivativos designados e qualificados como “hedge” de valor justo são registradas no resultado juntamente com quaisquer mudanças no valor justo dos itens objetos de “hedge” atribuíveis ao risco protegido. A contabilização do “hedge accounting” é descontinuada prospectivamente quando a Companhia cancela a relação de “hedge”, o instrumento de “hedge” vence ou é vendido, rescindido ou executado, ou quando não se qualifica mais como contabilização de “hedge”. O ajuste ao valor justo do item objeto de “hedge”, oriundo do risco de “hedge”, é registrado no resultado a partir dessa data.

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

3 Adoção dos padrões internacionais de contabilidade

Novos procedimentos contábeis emitidos pelo IASB - *International Accounting Standards Board*

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

4 Informações por segmento

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

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

A Companhia atua somente no segmento de distribuição de energia elétrica em 63 municípios no Estado de Sergipe e sua demonstração de resultado reflete essa atividade.

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

a) Caixa e equivalente de caixa

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

Instituição financeira	Tipo	Vencimento (1)	Remuneração	30/09/2015	31/12/2014
CEF	CDB	22/07/2020	100,5% do CDI	27.612	17.611
Santander	Debentures (2)	8/6/2017	103,2% do CDI	-	12.919
				<u>27.612</u>	<u>30.530</u>
Caixa e bancos				13.115	14.724
Total caixa e equivalente de caixa				<u>40.727</u>	<u>45.254</u>

b) Aplicação no mercado aberto e recursos vinculados

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

Instituição financeira	Tipo	Vencimento	Remuneração	30/09/2015	31/12/2014
ABC Brasil	CDB	13/1/2016	105,0% do CDI	2	2
BES	CDB	23/2/2016	104,5% do CDI	6	5
Bradesco	CDB	14/9/2015	90,0% do CDI	-	186
BTG Pactual	CDB	14/12/2015	101,0% do CDI	21	19
Caixa FI Energisa (4)	Fundo de Investimento	-	105,05% do CDI	-	69
Caixa FI Energisa (4)	LTN	15/05/2045	SELIC	-	3
Caixa	Poupança	-	Poupança	44	44
Bradesco	Poupança	-	Poupança	28	27
Itaú	CDB	24/11/2015 a 18/09/2017	90% a 102,0% do CDI	815	904
Itaú	Debentures (2)	02/10/2015 a 23/05/2016	101,2% do CDI	179	130
Itaú	Fundo de Investimento	-	66,37% do CDI	1.222	764
Nordeste	CDB	28/07/2017 a 09/09/2019	90,0% a 99,0% do CDI	7.648	7.728
FIM Zona da Mata (4)	Fundo de investimento	-	125,11% do CDI	55.045	-
Pine	CDB	11/06/2016	100,0% do CDI	49	46
Sulamerica	Fundo de Investimento	-	105,83% do CDI	5.085	-
				<u>70.144</u>	<u>9.927</u>

b.2 Aplicações financeiras mantidas até o vencimento

Itaú	Fundo de Investimento em Direitos Creditórios	29/12/2020	100,0% do CDI	1.086	954
				<u>1.086</u>	<u>954</u>
Total aplicações no mercado aberto e recursos vinculados (3)				<u>71.230</u>	<u>10.881</u>
Circulante				62.497	2.908
Não circulante				8.733	7.973

(1) As datas apresentadas representam o vencimento do título que lastreia a aplicação financeira. Por cláusula contratual, essas aplicações financeiras são resgatáveis em até 90 dias da data de sua contratação pelas taxas contratadas.

- (2) Operações compromissadas em debêntures - São operações de venda de títulos com compromisso de recompra assumido pelo vendedor, concomitante ao compromisso de revenda assumido pelo comprador. Essas operações possuem liquidez imediata, são remuneradas pelo CDI e estão lastreadas em debêntures emitidas pelo Banco.
- (3) Inclui R\$11.100 (R\$10.810 em 31 de dezembro de 2014) referente a recursos vinculados a empréstimos, leilões de energia e bloqueios judiciais.
- (4) Fundos de investimentos exclusivos, inclui aplicações em CDB, Debêntures, DPGE, Fundos de Renda Fixa, LFT, LF, LTN, NTN-B e Fundos Multimercados.

6 Clientes

Classes de Consumidores	Saldos Vincendos (1)	Vencidos					Total	
		até 30 dias	31 a 90 dias	91 a 180 dias	181 a 360 dias	há mais de 360 dias	30/09/2015	31/12/2014
Residencial	20.968	18.590	6.206	2.854	24	10	48.652	26.320
Industrial	15.384	1.799	218	110	50	271	17.832	11.138
Comércio, serviços e outras atividades.	28.674	3.816	921	355	15	106	33.887	20.364
Rural	2.131	784	199	104	1	-	3.219	2.096
Poder público:								
Federal	1.979	128	24	55	16	2	2.204	1.667
Estadual	894	58	11	25	7	1	996	753
Municipal	3.512	227	43	97	27	4	3.910	2.958
Iluminação pública	4.275	311	231	324	113	14	5.268	2.883
Serviço público	5.176	1.976	-	-	-	-	7.152	3.317
Subtotal - consumidores	82.993	27.689	7.853	3.924	253	408	123.120	71.496
Concessionárias (2)	7.336	-	-	-	-	8.802	16.138	14.794
Fornecimento não faturado	20.756	-	-	-	-	-	20.756	26.899
Outras (3)	6.553	-	-	-	-	-	6.553	7.530
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	-	(2.854)	(39)	(3.217)	(6.110)	(4.184)
Total	117.638	27.689	7.853	1.070	214	5.993	160.457	116.535
Circulante							154.070	108.876
Não circulante							6.387	7.659

- (1) Os vencimentos são programados para o 5º dia útil após a entrega das faturas, exceto os clientes do Poder Público que possuem 10 dias úteis para efetuar os pagamentos.
- (2) Inclui energia vendida na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.
- (3) Inclui arrecadação em processo de classificação, serviços taxado e outros valores a receber de consumidores.

O saldo da conta de consumidores e concessionárias em 30 de setembro 2015, inclui o registro dos valores referentes à comercialização de energia no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE no montante de R\$14.995 (R\$7.659 em 31 de dezembro de 2014), deduzido das liquidações parciais ocorridas até 30 de setembro de 2015. Esses saldos foram apurados com base em cálculos preparados e divulgados pela CCEE.

A composição desses valores, incluindo o saldo registrado na rubrica "fornecedores" no passivo circulante de R\$6.836 (R\$8.826 em 31 de dezembro de 2014) referente a aquisição de energia na CCEE e R\$11.095 (R\$2.089 em 31 de dezembro de 2014) de encargos do serviços do sistema, conforme demonstrados a seguir:

Composição dos créditos da CCEE	30/09/2015	31/12/2014
Créditos a vencer	7.336	-
Créditos vinculados a liminares até dezembro de 2002	6.387	6.387
Créditos vencidos (*)	1.272	1.272
	14.995	7.659
(-) Aquisição de energia na CCEE	(6.836)	(8.826)
(-) Encargos de serviços no sistema	(11.095)	(2.089)
	(2.936)	(3.256)

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

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

Os valores da energia de curto prazo que se encontram vinculados a liminares, podem estar sujeitos a modificação dependendo de decisão dos processos judiciais em andamento, movido por determinadas empresas do setor, relativos a interpretação das regras do mercado em vigor. Essas empresas, não incluídas na área do racionamento, obtiveram liminar que torna sem efeito o Despacho nº 288 da ANEEL, de 16 de maio de 2002, que objetivou o esclarecimento às empresas do setor sobre o tratamento e a forma de aplicação de determinadas regras de contabilização do MAE (atualmente CCEE), incluídas no Acordo Geral do Setor Elétrico. O pleito dessas empresas envolve a comercialização da cota-parte de Itaipu no submercado Sudeste/Centro-Oeste durante o período de racionamento de 2001 a 2002, quando havia discrepância significativa de preços na energia de curto prazo entre os submercados.

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

7 Títulos de créditos a receber

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

Os saldos em 30 de setembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014, estão demonstrados como segue:

	30/09/2015	31/12/2014
Títulos de créditos a receber	23.241	23.233
Ajuste a valor presente	(2.933)	(3.146)
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (*)	(8.491)	(8.306)
	11.817	11.781
Circulante	9.728	8.827
Não circulante	2.089	2.954

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

Em 30 de setembro de 2015, os títulos de créditos têm seus vencimentos assim programados:

	30/09/2015
Vencidos	8.491
2015	2.952
2016	3.226
2017	1.259
2018	1.249
2019	1.389
2020	1.742
Total	20.308

8 Provisão para créditos de liquidação duvidosa

Movimentação das provisões	30/09/2015	31/12/2014
Saldo inicial - 31/12/2014 e 31/12/2013	12.490	17.888
Provisões constituídas no período	2.371	1.013
Reversão de provisões no período	(260)	(6.411)
Saldo final- circulante - 30/09/2015 e 31/12/2014	14.601	12.490
Consumidores e concessionárias	6.110	4.184
Títulos de créditos a receber	8.491	8.306

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.
- Títulos de créditos a receber com parcelas vencidas há mais de 90 dias, são constituídas provisão dos valores vencidos e vincendos.

9 Tributos a recuperar

	30/09/2015	31/12/2014
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	11.275	12.126
Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF	1.474	101
Imposto de Renda - IRPJ	18.143	16.504
Contribuição Social Sobre o Lucro - CSSL	5.123	1.255
PIS e COFINS	15.012	22.165
Outros	97	22
	51.124	52.173
Circulante	37.870	35.649
Não circulante	13.254	16.524

10 Revisão e reajuste tarifário periódico

Reajuste tarifário:

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

As tarifas da Companhia foram reajustadas pela Aneel através da Resolução Homologatória nº 1.877 de 14 de abril de 2015, que aprovou o reajuste médio de 13,26%, a ser aplicado à partir de 22 de abril de 2015.

Reajuste tarifário extraordinário:

A Aneel, em reunião realizada em 27/02/2015, deliberou por conceder, a partir de 02/03/2015, reajuste tarifário extraordinário (RTE) diferenciado para todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica do país. O efeito médio para a Companhia foi de 8,0%.

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

Revisão tarifária:

A revisão tarifária periódica ocorre a cada 5 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.

O resultado da terceira revisão tarifária da Companhia foi aprovado pela Aneel através da Resolução Homologatória nº 1.513 de 16 de abril de 2013 com reajuste de 4,08% aplicados desde 22 de abril de 2013.

Bandeiras tarifárias:

Desde 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\$ 0,045 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos.

Está sendo divulgado nas contas 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 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 ANEEL.

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	30/09/2015	31/12/2014
Itens da Parcela A (i)		
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	3.666	348
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	-	103
Transporte de Energia Elétrica Rede Básica	7.247	7.582
Energia elétrica comprada para revenda	76.647	151.567
Itens financeiros		
Exposição de submercados	2.172	-
Outros itens financeiros	1.865	1.036
Neutralidade da Parcela A	2.351	-
Total Ativo	93.948	160.636
Circulante	42.533	121.325
Não Circulante	51.415	39.311

Passivos regulatórios	30/09/2015	31/12/2014
Itens da Parcela A (i)		
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	111	-
Encargo de serviços de sistema ESS (iii)	16.481	29.042
Sobrecontratação de energia (ii)	36.466	37.607
Itens financeiros		
Exposição de submercados	-	548
Neutralidade da Parcela A	-	512
Total Passivo	53.058	67.709
Circulante	44.307	50.536
Não Circulante	8.751	17.173
Saldo líquido dos ativos e passivos regulatórios	40.890	92.927

Efeito na demonstração do resultado	01/07/2015 a 30/09/2015	01/01/2015 a 30/09/2015
Receita operacional	(13.375)	(51.311)
Outras receitas (despesas) financeiras	2.508	(726)
Total - resultado	(10.867)	(52.037)

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

A Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia nº 25, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" - CVA, com o propósito de registrar as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica. Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais. Os valores considerados na CVA são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC.

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

O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seu art. 38, determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até 105% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Este repasse foi regulamentado pela Resolução ANEEL nº 255, de 6 de março de 2007.

As distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a garantir 100% do seu mercado de energia por meio de contratos aprovados, registrados e homologados pela ANEEL, tendo também a garantia do repasse às tarifas dos custos ou receitas decorrentes das sobras e déficits de energia elétrica, limitados em 5% do requisito de carga.

(iii) Encargo de Serviço do Sistema - ESS

Representa um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, que inclui os serviços auxiliares, prestados pelos usuários dos Sistema Interligado Nacional - SIN.

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

De acordo com o OCPC 08 a contabilização dos saldos existentes deve ser efetuada no exercício da assinatura do aditivo ao contrato de concessão de forma prospectiva.

Desta forma, os valores reconhecidos de ativos e passivos regulatórios tiveram a contrapartida a receita de venda de bens e serviços e receitas e despesas financeiras.

12 Outros créditos

	30/09/2015	31/12/2014
Baixa renda (1)	5.373	7.908
Ordens de serviço em curso - PEE e P&D	16.210	11.593
Ordens de serviço em curso - outros	1.003	1.751
Adiantamentos	1.212	1.901
Subvenção CDE - desconto tarifário (2)	9.850	14.832
Créditos com terceiros - Alienação de bens e direitos	2.060	3.412
Despesas pagas antecipadamente	3.723	2.867
Outros	1.658	2.037
Total	41.089	46.301
Circulante	40.406	45.588
Não circulante	683	713

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

(1) Baixa renda:

	30/09/2015	31/12/2014
Saldo - inicial circulante - 31/12/2014 e 31/12/2013	7.908	6.399
Subvenção Baixa Renda	24.087	42.755
Ressarcimento pela Eletrobrás	(26.622)	(41.246)
Saldo - final - circulante - 30/09/2015 e 31/12/2014	5.373	7.908

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

Em Outubro de 2015 foram recebidos o montante de R\$2.750 referente à subvenção baixa renda.

(2) Subvenção CDE - desconto tarifário:

	30/09/2015	31/12/2014
Desconto tarifário subvenção Irrigante e Rural	78.991	54.813
Ressarcimento pela Eletrobrás	(69.817)	(39.981)
Atualização monetária	676	-
Total	9.850	14.832

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

Em 30 de setembro de 2015, o saldo em aberto corresponde a subvenção incorrida nos meses de abril de 2015 a setembro de 2015, cujo ressarcimento a administração da companhia espera receber da CDE no período de cinco meses.

13 Transações com partes relacionadas

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

Em abril de 2014 a controladora **ENERGISA S/A**, adquiriu a participação nas sociedades JQMJ Participações S/A, BBPM Participações S/A, Denerge Desenvolvimento Energético S/A e Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. - em recuperação judicial, que conferiram à Energisa S/A o controle indireto da Rede Energia S/A e, por consequência, das sociedades: Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A (EMS), Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A (EMT), Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S/A (ETO), 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), Multi Energisa Serviços S/A (Multi Energisa), Rede Power do Brasil S/A (REDE POWER), Companhia Técnica e Comercialização de Energia S/A (REDECOM), Vale do Vacaria Açúcar e Alcool S/A, Companhia Geral e QMRA Participações S/A (empresas que passaram a compor o Grupo Energisa).

Transações efetuadas durante o período pela Companhia:

	Serviços contratados (Despesa) (1)	Energia elétrica comprada para revenda (2)	Comissão aval (Despesa financeira) (3)	Saldo a pagar (fornecedores)
ENERGISA S/A	10.943	-	7.552	1.148
30/09/2015	10.943	-	7.552	1.148
30/09/2014	10.444	730	5.438	-
31/12/2014	13.950	961	7.443	1.178

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

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

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

Remuneração dos administradores

No período findo em 30 de setembro de 2015, a remuneração dos membros do Conselho de Administração foi de R\$732 (R\$475 em 30 de setembro de 2014) e da Diretoria foi de R\$1.452 (R\$926 em 30 de setembro de 2014). Além da remuneração, a Companhia é patrocinadora dos benefícios de previdência privada, seguro saúde e seguro de vida para seus diretores, sendo a despesa no montante de R\$239 (R\$213 em 30 de setembro de 2014). Os encargos sociais sobre as remunerações totalizaram R\$400 (R\$363 em 30 de setembro de 2014).

A maior e a menor remuneração atribuídas a dirigentes e conselheiros, relativas ao mês de setembro, foram de R\$44 e R\$2 (R\$41 e R\$2 em 30 de setembro de 2014), respectivamente. A remuneração média em 30 de setembro de 2015 foi de R\$15 (R\$14 em 30 de setembro de 2014).

Na AGO de 30 de abril de 2015, foi aprovado o limite global da remuneração anual dos administradores para o exercício de 2015 no montante de R\$5.463 (R\$5.134 para o exercício de 2014).

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

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

Impostos diferidos reconhecidos no balanço:

	30/09/2015	31/12/2014
Ativo		
Diferenças temporárias:		
Imposto de renda	109.184	72.269
Contribuição social sobre o lucro líquido	39.306	26.017
Total	148.490	98.286
Passivo		
Imposto de renda	12.366	20.267
Contribuição social	4.451	7.296
Total	16.817	27.563
Total líquido - ativo não circulante	131.673	70.723

As diferenças temporárias são como segue:

	30/09/2015		31/12/2014	
	base de cálculo	IRPJ + CSSL	base de cálculo	IRPJ + CSSL
Ativo				
Provisão ajuste atuarial	122.355	41.601	114.257	38.846
Provisões para riscos	22.633	7.695	21.462	7.297
Provisão para crédito de liquidação duvidosa - PCLD	14.601	4.964	12.490	4.246
Outras provisões (PEE; P&D; honorários e outras)	9.806	3.334	10.636	3.616
Variações cambiais passivas	243.117	82.660	113.503	38.591
Ajustes a valor presente	2.933	997	3.146	1.070
Ativos regulatórios (CVA´s)	10.892	3.703	-	-
Outras adições (exclusões) temporárias	10.399	3.536	13.585	4.619
Marcação a mercado - derivativos	(12.390)	(4.213)	(53.687)	(18.253)
IRPJ e CSSL sobre a parcela do VNR - contas a				
Receber da concessão e atualizações	(37.071)	(12.604)	(27.381)	(9.309)
Total - ativo não circulante	387.275	131.673	208.011	70.723

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

Período	Realizações de Créditos fiscais
2015	1.768
2016	7.072
2017	7.072
2018	7.072
2019	7.072
2020	7.072
2021 a 2024	94.545
Total	131.673

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:

	01/07/2015 a 30/09/2015	01/01/2015 a 30/09/2015	01/07/2014 a 30/09/2014	01/01/2014 a 30/09/2014
Resultados antes dos tributos sobre o lucro	(63.346)	(82.714)	11.235	54.811
Alíquota fiscal combinada	34%	34%	34%	34%
Imposto de renda e contribuição social calculadas às alíquotas fiscais combinadas	21.538	28.123	(3.820)	(18.636)
Ajustes:				
Itens permanentes:				
Redução do imposto de renda e adicionais (*)	2.414	16.176	4.026	12.564
Outros	52	552	275	513
Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro	24.004	44.851	481	(5.559)
Alíquota efetiva	-	-	-	10,14%

(*) Os valores de redução do imposto de renda e adicionais - Incentivo fiscal SUDENE- auferidos no exercício findo em 30 de setembro de 2015, no montante de R\$16.176 (R\$12.564 em 30 de setembro de 2014) foi registrado diretamente na demonstração de resultado do exercício na rubrica "imposto de renda e contribuição social corrente" de acordo com a Lei nº 11.638/07 e Medida Provisória nº 449/08.

A Companhia possui redução do imposto de renda e adicionais. Em dezembro/2012 obteve aprovação do Ministério da Integração Social seu novo pedido de benefício fiscal de 75% para o período de 01/01/2012 a 31/12/2021 e o deferimento de seu pedido junto a Receita Federal, foi aprovado pelo Despacho nº 126 - DRF/ASJU de 04/03/2013. O benefício fiscal consiste na redução de até 75% do Imposto de Renda calculado sobre o lucro de exploração.

15 Contas a receber da concessão

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

No entendimento da Administração da Companhia esse 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 30 de setembro de 2015, foi reconhecido em receita financeira - atualização do contas a receber da concessão - VNR o montante de R\$9.690 (R\$5.428 em 31 de dezembro de 2014).

Esse direito está classificado como disponíveis para venda no não circulante. Em 30 de setembro de 2015, o saldo dessa rubrica monta:

	30/09/2015	31/12/2014
Ativo financeiro custo histórico - 31/12/2014 e 31/12/2013	228.574	182.867
Adições no período/exercício (*)	17.314	41.062
Baixas no período/exercício	(622)	(783)
Ativo financeiro custo histórico	245.266	223.146
Atualização do contas a receber da concessão - VNR	9.690	5.428
Ativo financeiro custo corrigido - 30/09/2015 e 31/12/2014	254.956	228.574

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

16 Intangível e Imobilizado

	30/09/2015	31/12/2014
Intangível - Contrato de concessão	259.285	247.511
Direito de concessão	280.280	295.055
Imobilizado	5.844	6.295
Total	545.409	548.861

a) Intangível - Contrato de concessão

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

Intangível	Saldo 31/12/2014	Adição	Transferências	Baixas (*)	Amortização/ Depreciação	Saldo 30/09/2015
Intangível em Serviço						
Custo	752.993	-	24.036	(3.259)	-	773.770
Amortização Acumulada	(352.964)	-	-	1.884	(28.974)	(380.054)
Subtotal	400.029	-	24.036	(1.375)	(28.974)	393.716
Em Curso (*)	29.180	57.484	(24.036)	(18.861)	-	43.767
Total Intangível	429.209	57.484	-	(20.236)	(28.974)	437.483
(-) Obrigações Vinculadas a concessão						
Em Serviço						
Custo	173.779	-	1.593	-	-	175.372
Amortização Acumulada	(49.638)	-	-	-	(7.202)	(56.840)
Subtotal	124.141	-	1.593	-	(7.202)	118.532
Em Curso	57.557	5.249	(1.593)	(1.547)	-	59.666
Total das Obrigações Vinculadas a concessão	181.698	5.249	-	(1.547)	(7.202)	178.198
Total Intangível	247.511	52.235	-	(18.689)	(21.772)	259.285
Imobilizado em Serviço						
Custo:						
Software	19	-	-	-	-	19
Máquinas e equipamentos	11.287	-	255	-	-	11.542
Veículos	123	-	-	-	-	123
Móveis e utensílios	7.118	-	254	-	-	7.372
Total do imobilizado em serviço	18.547	-	509	-	-	19.056
Depreciação acumulada:						
Software	(13)	-	-	-	(2)	(15)
Máquinas e equipamentos	(7.353)	-	-	-	(762)	(8.115)
Veículos	(72)	-	-	-	(13)	(85)
Móveis e utensílios	(4.814)	-	-	-	(183)	(4.997)
Total Depreciação acumulada	(12.252)	-	-	-	(960)	(13.212)
Subtotal Imobilizado	6.295	-	509	-	(960)	5.844
Imobilizado em curso	-	509	(509)	-	-	-
Total do Imobilizado	6.295	509	-	-	(960)	5.844
Total Geral	253.806	52.744	-	(18.689)	(22.732)	265.129

(*) Do total das baixas realizadas no período findo em 30 de setembro de 2015 de R\$18.689, R\$17.314 foi transferido para o contas a receber da concessão e R\$1.375 referem-se a baixas operacionais realizadas no período.

A infraestrutura utilizada pela Companhia nas suas operações é vinculada ao serviço público de distribuição de energia, não podendo ser retirada, alienada, cedidas ou dadas 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 a sua desvinculação, quando destinada à alienação. Determina também, que o produto da alienação seja depositado em conta bancária específica e os recursos reinvestidos na infraestrutura da própria concessão.

A amortização do intangível está sendo efetuada pelo prazo da concessão com base nos benefícios econômicos gerados anualmente. Em 30 de setembro de 2015 a taxa média ponderada de amortização utilizada é de 4,23% (3,97% em 31 de dezembro de 2014).

A Companhia passou a amortizar as obrigações especiais em abril de 2008. A partir da segunda revisão tarifária periódica, as obrigações vinculadas a concessão (obrigações especiais) passaram a ser amortizadas pela taxa média de depreciação do ativo intangível da respectiva atividade em que tiverem sido aplicados os recursos das obrigações especiais.

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

Obrigações vinculadas à concessão:	30/09/2015	31/12/2014
Contribuições do consumidor (1)	94.176	92.426
Participação da União - recursos CDE (2)	131.309	131.309
Participação do Governo do Estado (2)	43.094	43.094
Reserva para reversão (3)	301	301
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	9.518	6.020
(-) Amortização acumulada	(56.840)	(49.638)
Total	221.558	223.512
Alocação:		
Contas a receber da concessão	43.360	41.814
Infraestrutura - Intangível em serviço	118.532	124.141
Infraestrutura - Intangível em curso	50.148	51.537
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	9.518	6.020
Total	221.558	223.512

(1) As contribuições de consumidores 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.

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

(3) A reserva para reversão constituída até 31 de dezembro de 1971, representa o montante de recursos provenientes do fundo de reversão, os quais foram aplicados em projetos de expansão da Companhia, incidindo juros de 5 % a.a. pagos mensalmente.

Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente

A ANEEL, através da Resolução Normativa nº 463 de 22 de novembro de 2011, determinou que os valores provenientes do faturamento de multas por ultrapassagem de demanda e consumo de energia reativa excedente, a partir do 3º ciclo de revisões tarifárias, passem a ser contabilizadas como Obrigações Especiais. Anteriormente ao 3º ciclo esses valores eram contabilizados como receita operacional. A Companhia passou pelo 3º ciclo de revisão tarifária, em abril de 2013, a partir dessa data, o faturamento das ultrapassagens de demanda passou a ser contabilizado na rubrica Obrigações Especiais. Até 30 de setembro de 2015, o montante contabilizado naquela rubrica é de R\$9.518 (R\$6.020 em 31 de dezembro de 2014).

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

Imobilizado

Taxas de depreciação praticadas pela Companhia foram:

Taxas de depreciação do ativo imobilizado	30/09/2015
Máquinas e equipamentos	15,90%
Veículos	14,29%
Móveis e utensílios	6,25%

b) Direito de concessão

O ágio incorporado pela Companhia está sendo amortizado a partir de abril de 1998 até o término de concessão de distribuição de energia elétrica - dezembro de 2027, tomando-se por base as curvas de rentabilidade projetadas. A amortização do ágio gera um benefício fiscal da ordem de 34%. Em 30 de setembro de 2015, a previsão de amortização do ágio e do benefício fiscal é como segue:

Período de amortização	30/09/2015	Redução do imposto de renda e contribuição social
2015 e 2016	25.132	8.545
2017 e 2018	41.927	14.255
2019 e 2020	43.943	14.941
2021 e 2022	45.932	15.617
2023 e 2024	47.905	16.288
2025 e 2026	49.825	16.941
2027 em diante	25.616	8.708
Total	280.280	95.295

A movimentação está apresentada a seguir:

	30/09/2015	31/12/2014
Saldo -31/12/2014 e 31/12/2013	295.055	314.255
Amortização no período	(14.775)	(19.200)
Saldo -30/09/2015 e 31/12/2014	280.280	295.055

17 Fornecedores

	30/09/2015	31/12/2014
Suprimento:		
CCEE	6.836	8.826
Contratos Bilaterais (1)	41.811	52.433
Encargo do serviço de sistema (1)	11.095	2.089
Conexão à rede (1)	291	240
Uso do sistema de distribuição (CUSD) (1)	2.418	3.123
Materiais, serviços e outros (2)	14.996	13.910
	77.447	80.621
Circulante	75.070	78.244
Não Circulante	2.377	2.377

- (1) Refere-se à aquisição de energia elétrica de geradores, uso da rede básica e uso do sistema de distribuição, cujo prazo médio de liquidação é de 25 dias.
- (2) Refere-se às aquisições de materiais, serviços e outros, necessários à execução, conservação e manutenção dos serviços de distribuição e comercialização de energia elétrica, com prazo médio de liquidação de 40 dias.

18 Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

Operações	Encargos da dívida	Principal		Total		Ref.
		Circulante	Não Circulante	30/09/2015	31/12/2014	
Em moeda nacional						
Fundo de Investimento em Direitos						
Creditórios - Grupo Energisa III	160	-	15.000	15.160	15.140	
Eletrobrás - Luz para Todos - 1ª tranche	13	153	-	166	291	
Eletrobrás - Luz para Todos - 2ª tranche	46	421	737	1.204	1.553	
Eletrobrás - Luz para Todos - 3ª tranche	66	512	1.251	1.829	2.163	
Eletrobrás - Luz para Todos - 4ª tranche	1	41	212	254	288	
Eletrobrás - Luz para Todos - 5ª tranche	197	24	1.800	2.021	2.042	
Eletrobrás - Subtransmissão	113	788	-	901	2.261	
Eletrobrás - Luz para Todos - 6ª tranche	10	-	4.564	4.574	4.441	
Banco do Nordeste - Financ.						
Investimentos 200702008 (FNE)	294	2.228	2.463	4.985	6.874	
Banco do Nordeste - Financ.						
Investimentos 200702008 (FAT)	142	3.651	168	3.961	5.464	
Banco do Nordeste - Financ.						
Investimentos 200902010 (FNE)	729	2.649	9.757	13.135	15.667	
Banco ABC - repasse BNDES	487	5.034	14.802	20.323	24.354	
Banco ABC - repasse BNDES	83	212	2.040	2.335	2.813	
Banco Itaú BBA - FINAME	44	2.265	17.163	19.472	18.781	
Banco Itaú BBA - FINEM	37	2.838	11.703	14.578	17.000	
Nota promissória Itaú	9.475	80.000	-	89.475	80.536	
Total em moeda nacional	11.897	100.816	81.660	194.373	199.668	
(-) custos de captação incorridos na contratação	-	(154)	(357)	(511)	(626)	
Em moeda estrangeira						
Bank of America Merrill Lynch	-	-	-	-	79.803	(1)
Banco Itaú BBA	3.173	-	199.563	202.736	134.494	(1)
Citibank	1.007	-	287.298	288.305	133.393	(1)
(-) Marcação a Mercado das Dívidas	-	-	(6.846)	(6.846)	-	(2)
Total em moeda estrangeira	4.180	-	480.015	484.195	347.690	
Total	16.077	100.662	561.318	678.057	546.732	

Para garantia do pagamento das parcelas de curto prazo, a Companhia mantém aplicações financeiras no montante de R\$8.733 (R\$8.681 em 31 de dezembro de 2014), registrado na rubrica "recursos vinculados" no ativo circulante e não circulante.

(1) Os contratos em moeda estrangeira possuem proteção de swap cambial e instrumentos financeiros derivativos (vide nota explicativa nº 27).

(2) Estas operações estão sendo mensurada ao valor justo por meio do resultado, de acordo com os métodos da contabilidade de "hedge" de valor justo e pela designação como "Fair Value Option" (nota explicativa nº 27).

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 30 de setembro de 2015:

Operação	Vencimento	Características da Operação		Custo da Dívida		TIR (Taxa efetiva de juros)	Ref.
		Periodicidade Amortização	Garantias Reais	Indexador	Tx de Juros a.a		
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios- Grupo Energisa III	dez/20	mensal, após dez.2017	Recebíveis	CDI	+ 0,70%	7,69%	
Eletrobrás - Luz para Todos - 1ª tranche	out/16	mensal	Recebíveis	RGR	5,0%	3,75%	
Eletrobrás - Luz para Todos - 2ª tranche	abr/18	mensal	Recebíveis	RGR	5,0%	3,75%	
Eletrobrás - Luz para Todos - 3ª tranche	out/19	mensal	Recebíveis	RGR	5,0%	3,75%	
Eletrobrás - Luz para Todos - 4ª tranche	jul/22	mensal	Recebíveis	RGR	5,0%	3,75%	
Eletrobrás - Luz para Todos - 5ª tranche	out/22	mensal	Recebíveis	RGR	5,0%	3,75%	
Eletrobrás - Subtransmissão	mar/16	mensal	Recebíveis	RGR	5,0%	3,75%	
Eletrobrás - Luz para Todos - 6ª tranche	ago/26	mensal, após ago.2016	Aval Energisa S/A	Pré-fixado	6,0%	4,50%	
Banco do Nordeste - Financ. Investimentos 2007-2008 (FNE)	jun/17	mensal	Recebíveis + Fundo Reserva	pré-fixado	8,3%	6,23%	(2)
Banco do Nordeste - Financ. Investimentos 2007-2008 (FAT)	jun/17	mensal	Recebíveis + Fundo Reserva	TJLP	+ 4,00%	7,88%	
Banco do Nordeste - Financ. Investimentos 2009-2010 (FNE)	ago/19	mensal	Recebíveis + Fundo Reserva	pré-fixado	8,4%	6,30%	(2)
Banco ABC - Repasse BNDES	mai - 2019	mensal	Aval Energisa S.A.	TJLP	+ De 2,2% a 4,10%	6,53% a 7,95%	
Banco ABC - Repasse BNDES	fev/23	mensal	Aval Energisa S.A.	pré-fixado	De 8,10% a 9,10%	6,08% a 6,83%	
Banco Itaú BBA - FINAME	fev/24	mensal	Aval Energisa S/A	pré-fixado	De 2,5% a 8,7%	1,88% a 6,53%	
Banco BNB - repasse BNDES Finem	mar - 2020	mensal	Aval Energisa S/A	TJLP	+ De 2,90% a 3,90%	7,05% a 7,80%	
Nota Promissória Itaú	dez - 2015	final	Aval Energisa S/A	CDI	+ 2,00%	8,66%	
Banco Itaú BBA	abr/18	Anual, após abr-2017	Aval Energisa S/A	Dólar	+ 3,4892	39,79% a 38,72%	(1)
Citibank	mai/19	final	Aval Energisa S/A	Libor	+ De 1,77% a 1,91%	38,82%	(1)

(1) Possui Swap.

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

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

Moeda/indicadores	30/09/2015	31/12/2014
US\$ x R\$	49,57%	13,39%
TJLP	6,50%	5,00%
SELIC	9,63%	10,90%
CDI	9,55%	10,81%
IPCA	7,06%	6,41%
IGP-M	6,35%	3,67%
LIBOR	0,28%	0,23%
UMBNB	0,06%	0,05%
TR	1,25%	0,86%

Em 30 de setembro de 2015, os vencimentos dos financiamentos de longo prazo são os seguintes:

	30/09/15
2016	5.187
2017	146.115
2018	347.691
2019	44.239
Após 2019	18.086
Total	561.318

Seguem as movimentações ocorridas no período/exercício:

Descrição	30/9/2015	31/12/2014
Saldos em 31/12/2014 e 31/12/2013	546.732	410.525
Novos empréstimos e financiamentos obtidos	71.797	113.975
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e cambial	215.314	61.780
Marcação a Mercado das Dívidas	(6.846)	-
Pagamento de principal	(132.958)	(21.176)
Pagamento de juros	(15.982)	(18.372)
Saldos em 30/09/2015 e 31/12/2014	678.057	546.732
Circulante	116.739	185.485
Não circulante	561.318	361.247

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

Contratos	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2017 em diante	Total
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios- Grupo Energisa III	6	25	98	129
Banco do Nordeste - Financ. Investimentos 2007-2008 (FNE)	8	30	15	53
Banco do Nordeste - Financ. Investimentos 2007-2008 (FAT)	6	25	12	43
Banco ABC - repasse BNDES	5	18	44	67
Banco do Nordeste - Financ. Investimentos 2009-2010 (FNE)	14	56	149	219
Total	39	154	318	511

19 Debêntures (não conversíveis em ações)

Principais características das debêntures:

	3ª Emissão
Tipo de emissão	Pública
Data de emissão	30/10/2013
Data de vencimento	30/10/2019
Garantia	Quirografia
Rendimentos	115% do CDI
TIR (taxa efetiva de juros)	11,02%
Quantidade de títulos	60
Valor na data de emissão	60.000
Títulos em circulação	60
Carência de Juros	24 meses
Data de repactuação	-
Amortizações/parcelas	5 anuais
Saldos em 30/09/2015	76.380
Circulante	28.380
Não circulante	48.000
Saldos em 31/12/2014	68.746
Circulante	8.746
Não circulante	60.000

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 30 de setembro de 2015, as exigências contratuais foram cumpridas.

Em 30 de setembro de 2015 as debêntures têm seus vencimentos assim programados:

	30/09/2015
2016	12.000
2017	12.000
2018	12.000
2019	12.000
Total	48.000

Seguem as movimentações ocorridas no período/exercício:

Descrição	30/09/2015	31/12/2014
Saldos em 31/12/2014 e 31/12/2013	68.746	121.113
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e cambial	7.634	14.513
Pagamento de principal	-	(60.000)
Pagamento de juros	-	(6.880)
Saldos em 30/09/2015 e 31/12/2014	76.380	68.746
Circulante	28.380	8.746
Não circulante	48.000	60.000

20 Tributos e contribuições sociais

	30/09/2015	31/12/2014
ICMS	23.131	15.793
Encargos Sociais	1.199	1.282
IRPJ	15.594	12.820
CSSL	6.139	6.578
PIS/COFINS	14.638	18.290
Outros	1.217	1.750
Total	61.918	56.513
Circulante	40.953	40.650
Não circulante	20.965	15.863

21 Parcelamento de impostos

Descrição	30/09/2015	31/12/2014
Benefício da Lei 11.941/2009 - Refis IV	3.207	4.532
Número de parcelas	18	27

A Companhia aderiu ao programa do Novo REFIS instituído pela Lei 11.941/2009, o qual está sendo liquidado pela prestação mínima até a consolidação dos débitos.

Em 30 de setembro de 2015, o saldo desse parcelamento é no montante de R\$3.207 (R\$4.532 em 31 de dezembro de 2014).

Em 30 de setembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014, o saldo dos impostos parcelados está assim programado:

	30/09/2015	31/12/2014
2015	534	2.014
2016	2.138	2.014
Após 2016	535	504
Total	3.207	4.532
Circulante	2.138	2.014
Não circulante	1.069	2.518

22 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:

	31/12/2014	Provisões constituídas	Reversões de provisões	Atualização	30/09/2015
Trabalhistas	15.847	3.824	(4.951)	1.214	15.934
Cíveis	5.615	1.219	(602)	467	6.699
Total	21.462	5.043	(5.553)	1.681	22.633
Depósitos e cauções vinculados (*)	(19.388)				(22.594)

(*) A Companhia possui depósitos e cauções vinculados no ativo não circulante, no montante de R\$39.076 (R\$34.035 em 31 de dezembro de 2014). Desse total, R\$16.482 (R\$14.647 em 31 de dezembro de 2014) não possuem provisões para riscos em face do prognóstico de êxito ser possível ou remoto.

Nos primeiros nove meses do ano de 2015 foram pagos o montante de R\$4.196, sendo de indenizações trabalhistas R\$3.247 e de indenizações cíveis R\$949.

Perdas prováveis

Trabalhistas

Referem-se a reclamações trabalhistas de pedido de horas extras, equiparação salarial, incorporação da PL, indenizações decorrentes de acidente de trabalho e doença ocupacional, complementação de adicional de periculosidade, FGTS, outras verbas contratuais/legais e ações de ex-empregados de prestadores de serviços contratados pela companhia reivindicando responsabilidade subsidiária por acidente de trabalho e verbas rescisórias.

Cíveis

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

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

Perdas Possíveis

A Companhia possui processos de naturezas trabalhistas, cíveis e fiscais em andamento, na condição de réu, em um montante total de R\$305.573 (R\$278.314 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, na condição de réu, no montante de R\$25.302 (R\$20.484 em 31 de dezembro de 2014), referem-se a discussões de ex-empregados que requerem recebimento de horas extras, complementação de adicional de periculosidade, horas de sobreaviso, indenizações por danos decorrentes de acidente de trabalho, bem como ações de ex-empregados de prestadores de serviços contratados pela Companhia reivindicando responsabilidade subsidiária por verbas rescisórias, bem como a cobrança de contribuição sindical.

Cíveis

As ações judiciais de natureza cível e juizado especial cível, na condição de réu, no montante de R\$47.543 (R\$35.616 em 31 de dezembro de 2014), referem-se, em sua grande maioria, a discussões sobre o valor de contas de energia elétrica, em que o consumidor requer a revisão ou o cancelamento da fatura; cobrança de danos materiais e morais pelo consumidor, decorrentes da suspensão do fornecimento de energia elétrica por falta de pagamento, por irregularidades nos aparelhos de medição ou decorrentes de variações de tensão elétrica ou de falta momentânea de energia; bem como a ações em que os consumidores pretendem a devolução de valores, em face dos reajustes tarifários determinados pelas Portarias nº 38 e nº 45/1986, do extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, durante o congelamento de preços no Plano Cruzado, além de multas regulatórias originárias de procedimentos de fiscalização do poder concedente que encontram-se em processo de defesa administrativa.

Fiscais

As ações de natureza fiscais, administrativas e tributárias, na condição de réu, no montante R\$232.728 (R\$222.214 em 31 de dezembro de 2014), referem-se basicamente a discussões sobre: (i) compensação e aproveitamento de créditos de ICMS; (ii) diferencial de alíquota; e (iii) imposto de renda e contribuição social sobre o lucro, entre outras.

23 Patrimônio Líquido

23.1. Capital Social e reservas de capital

O capital social subscrito e integralizado no montante de R\$382.899 (R\$357.135 em 31 de dezembro de 2014) está representado por 195.509 ações ordinárias nominativas e sem valor nominal.

Em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 30 de abril de 2015, foi aprovado o aumento de capital da Companhia em R\$25.764, sem emissão de novas ações, mediante capitalização do saldo da reserva de lucros - Incentivo Fiscal - Redução de Imposto de Renda, passando o capital social para R\$382.899.

O capital social da Companhia poderá ser aumentado, por subscrição, independentemente de modificação estatutária até o limite de 450 mil ações, sendo até 150 mil ações ordinárias e até 300 mil ações preferenciais, cabendo ao Conselho de Administração a deliberação sobre forma, condições da subscrição e integralização das ações bem como as características das ações a serem emitidas e o preço de emissão.

23.2. Dividendos

Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 30 de abril de 2015, foi aprovado o pagamento de dividendos adicionais propostos da Companhia, relativos ao exercício de 2014, no montante de R\$39.800, já tendo sido integralmente quitados: (i) em 19 de janeiro de 2015, o valor de R\$19.600 (R\$100,251139334 por ação ordinária); (ii) em 02 de abril de 2015, o valor de R\$10.100 (R\$51,66097443 por ação ordinária); e (iii) em 06 de abril de 2015, o valor de R\$10.100 (R\$51,66097443 por ação ordinária).

24 Receita operacional

	30/09/2015				30/09/2014			
	Não revisado pelos auditores independentes		01/07/2015 à 30/09/2015	01/01/2015 à 30/09/2015	Não revisado pelos auditores independentes		01/07/2014 à 30/09/2014	01/01/2014 à 30/09/2014
	Nº de consumidores	MWh	R\$	R\$	Nº de consumidores	MWh	R\$	R\$
Residencial	655.944	755.599	151.915	457.847	632.097	733.155	104.969	329.084
Industrial	2.527	219.980	36.322	100.914	2.623	226.845	24.705	72.581
Comercial	42.333	401.706	83.634	249.882	41.762	393.592	57.830	178.905
Rural	19.046	80.350	9.006	31.985	18.555	76.065	6.473	22.909
Poder Público:								
Federal	113	25.408	3.963	12.058	113	24.717	2.737	8.419
Estadual	4.631	51.825	8.228	25.041	4.617	50.415	5.683	17.484
Municipal	771	24.383	3.872	11.783	769	23.720	2.675	8.227
Iluminação Pública	736	119.276	12.291	32.889	671	118.382	7.685	22.147
Serviço Público	1.244	156.559	16.900	49.937	1.203	165.066	11.445	35.254
Consumo Próprio	94	2.055	-	-	93	2.252	-	-
Subtotal	727.439	1.837.141	326.131	972.336	702.503	1.814.209	224.202	695.010
Receita de Remuneração dos Ativos da Concessão	-	-	4.255	12.406	-	-	3.246	9.398
Suprimento	2	355.147	24.290	58.104	2	195.913	3.035	21.395
Fornecimento não faturado (líquido)	-	(42.798)	(4.729)	(6.143)	-	(39.735)	(2.145)	(9.741)
Disponibilização do sistema de transmissão e de distribuição	17	-	11.597	34.427	17	-	9.235	27.533
Receita de Construção (1)	-	-	21.748	55.863	-	-	29.503	71.401
Ativos e Passivos regulatórios - CVA (2)	-	-	(13.375)	(51.311)	-	-	-	-
Outras receitas operacionais	-	-	2.716	7.686	-	-	10.105	14.083
Total	727.458	2.149.490	372.633	1.083.368	702.522	1.970.387	277.181	829.079
Deduções da Receita Operacional								
ICMS	-	-	68.754	206.137	-	-	46.524	145.492
PIS	-	-	5.248	15.558	-	-	4.125	12.502
COFINS	-	-	24.174	71.661	-	-	18.999	58.127
ISS	-	-	70	210	-	-	34	99
Taxa de Fiscalização	-	-	1.064	1.064	-	-	-	-
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	963	2.911	-	-	874	2.656
Conta de Desenvolvimento Energia CDE	-	-	27.527	60.685	-	-	730	1.867
Receita de Ultrapassagem de Demanda Excedente	-	-	1.033	3.498	-	-	1.349	4.311
Encargos do Consumidor - Bandeiras Tarifárias	-	-	28.508	80.680	-	-	-	-
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento- P&D	-	-	963	2.911	-	-	874	2.656
Total - deduções da receita operacional	-	-	158.304	445.315	-	-	73.509	227.710
Total Receita Operacional Líquida	727.458	2.149.490	214.329	638.053	702.522	1.970.387	203.672	601.369

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

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

25 Custo de energia elétrica comprada para revenda

	MWH (***)		Energia elétrica comprada p/revenda			
	30/09/2015	30/09/2014	01/07/2015 a 30/09/2015	01/01/2015 a 30/09/2015	01/07/2014 a 30/09/2014	01/01/2014 a 30/09/2014
Energia de leilão	1.289.027	1.152.421	83.731	264.697	90.292	242.004
Energia bilateral	96.155	96.395	8.237	24.285	7.874	20.361
Cotas de Angra REN 530/12	84.522	84.181	4.715	13.725	4.185	12.601
Energia de curto prazo - CCEE	87.054	107.093	6.766	107.578	(887)	115.779
Cotas Garantia Física-Res. Homol. ANEEL 1410 - Anexo I	860.286	792.996	11.276	28.610	8.121	24.411
Programa incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	48.688	48.187	3.626	10.878	3.791	11.371
Ressarcimento pela exposição térmica (*)	-	-	-	(25.958)	(20.932)	(103.890)
Reembolso do Fundo CDE - bandeira tarifária (**)	-	-	(30.621)	(116.954)	-	-
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo	-	-	(6.987)	(19.661)	(9.244)	(26.426)
Total	2.465.732	2.281.273	80.743	287.200	83.200	296.211

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

Em março de 2015 a Aneel homologou os valores através do Despacho nº 773 de 27 de março de 2015 no montante de R\$25.958

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

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

(**) A partir de janeiro de 2015, as contas de energia tiveram 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.

A ANEEL, através do Ofício nº 185 de 08/04/2015 estabeleceu novos procedimentos contábeis para registro das Receitas Adicionais das Bandeiras Tarifárias. Pela alteração proposta, os montantes das bandeiras passam a ser registrados nas rubricas Encargos do consumidor - Bandeira Tarifária e Reembolso do Fundo CDE - Bandeira Tarifária. No período foram contabilizados R\$116.954 como redutor de energia comprada, e R\$80.680 como deduções da receita operacional. (Notas explicativas 24 e 25)

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

Meses	Despacho	Valor
Janeiro	Despacho 583 de 4 de março de 2015	936
Fevereiro	Despacho 829 de 30 de março de 2015	4.259
Março	Despacho 1.356 de 4 de maio de 2015	5.508
Abril	Despacho 1.743 de 29 de maio de 2015	7.274
Maio	Despacho 2.131 de 30 de junho de 2015	11.133
Junho	Despacho 2.440 de 29 de julho de 2015	7.357
Julho	Despacho 3.386 de 06 de outubro de 2015	5.091
Agosto	Despacho 3.387 de 06 de outubro de 2015	2.342
Setembro	Valor a ser homologado	(7.626)
Total		36.274

Sobre esses montantes foram registrados encargos de PIS e COFINS.

(***) Não revisado pelos auditores independentes.

26 Cobertura de seguros

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

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

As principais coberturas são:

Ramos	Data de Vencimento	Importância Segurada	Premio anual	
			30/09/2015	31/12/2014
Riscos Operacionais	23/10/2016	38.000	117	219
Responsabilidade Civil Geral	23/11/2015	50.600	212	212
Frota - Danos Materiais e Corporais a Terceiros	23/10/2016	Até R\$360 mil/veículo	99	122
Vida em Grupo - Morte e Acidentes Pessoais	31/12/2015	54.629	242	242
			670	795

Riscos Nomeados

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

Responsabilidade Civil Geral

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

Frota

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

Vida em Grupo e Acidentes Pessoais

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

27 Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos

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

ATIVO	30/09/2015		31/12/2014	
	Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Caixa e equivalente de caixa	40.727	40.727	45.254	45.254
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	71.230	71.230	10.881	10.881
Clientes	160.457	160.457	116.535	116.535
Títulos de créditos a receber	11.817	11.817	11.781	11.781
Conta a receber da concessão	254.956	254.956	228.574	228.574
Ativos regulatórios	93.948	93.948	160.636	160.636
Instrumentos financeiros derivativos	36.471	36.471	53.687	53.687

PASSIVO	30/09/2015		31/12/2014	
	Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Fornecedores	77.447	77.447	80.621	80.621
Empréstimos, financiamentos, debêntures e encargos de dívidas	754.437	754.437	615.478	615.478
Instrumentos financeiros derivativos	30.927	30.927	-	-
Passivos regulatórios	53.058	53.058	67.709	67.709

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 30 de setembro de 2015 e 2014, estão identificadas a seguir:

Não derivativos - classificação e mensuração

Empréstimos e recebíveis

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

Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados

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

Ativos financeiros disponíveis para venda

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

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

Passivos financeiros pelo custo amortizado

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

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

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.

Hedge Accounting

Em de 01 de julho de 2015, a Companhia efetuou a designação formal de parte de suas operações de proteção do tipo "swap" (instrumento de hedge) para troca de variação cambial e juros, para variação do CDI, como hedge accounting. Em 30 de setembro de 2015 essas operações, assim como as dívidas (objeto do hedge) estão sendo avaliadas de acordo com a contabilidade de "hedge" de valor justo. Em tais designações de hedge a Companhia documentou: (i) a relação de hedge; (ii) o objetivo e estratégia de gerenciamento de risco; (iii) a identificação do instrumento financeiro; (iv) o objeto ou transação coberta; (v) a natureza do risco a ser coberto; (vi) a descrição da relação de cobertura; (vii) a demonstração da correlação entre o hedge e o objeto de cobertura; e (viii) a demonstração da efetividade do hedge.

Os contratos de "swap" são designados e efetivos como "hedge" de valor justo em relação à taxa de juros e/ou variação cambial, quando aplicável. Durante o período, o "hedge" foi altamente efetivo na exposição do valor justo às mudanças de taxas de juros e, como consequência, o valor contábil das dívidas designadas como hedge foi impactado em R\$6.846 e reconhecido no resultado financeiro no mesmo momento em que o valor justo de "swap" de taxa de juros era reconhecido no resultado.

- **Incertezas**

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

- **Administração financeira de risco**

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

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

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

Gestão de Risco de Capital

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

	30/09/2015	31/12/2014
Dívida (a)	754.437	615.478
Caixa e equivalentes de caixa	(40.727)	(45.254)
Dívida líquida	713.710	570.224
Patrimônio líquido (b)	308.210	385.873
Índice de endividamento líquido	2,32	1,48

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

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

a) Risco de liquidez

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

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

	Taxa média de juros efetiva ponderada (%)	Até 6 meses	De 6 a 12 meses	De 1 a 3 anos	De 3 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores		75.070	-	-	-	2.377	77.447
Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	14,62%	144.743	20.882	524.342	183.491	12.527	885.985
Total		219.813	20.882	524.342	183.491	14.904	963.432

b) Risco de crédito

A Administração avalia que os riscos das aplicações financeiras de suas disponibilidades são reduzidos, em função de não haver concentração e as operações serem realizadas com bancos de percepção de risco aderentes à "Política de Gestão de Riscos decorrentes do Mercado Financeiro". Constituído no primeiro trimestre de 2010, o Comitê de Auditoria do Conselho de Administração tem a função de supervisionar se a administração da Companhia vem seguindo as regras e princípios estabelecidos na política.

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

Programa Emergencial de Redução de Energia Elétrica.

Exposição a riscos de crédito

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

	30/09/2015	31/12/2014
Caixa e equivalente de caixa	40.727	45.254
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	71.230	10.881
Clientes	160.457	116.535
Títulos de créditos a receber	11.817	11.781
Ativos regulatórios	93.948	160.636
Conta a receber da concessão	254.956	228.574
Instrumentos financeiros derivativos	36.471	53.687

O detalhamento desses créditos está apresentado nas notas explicativas nº 5, 6, 7, 11, 15 e 27.

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

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

Os resultados da Companhia são suscetíveis a variações, em função dos efeitos da volatilidade da taxa de câmbio sobre as operações de vendas de opções vinculadas aos swaps dos passivos atrelados a moedas estrangeiras, principalmente ao dólar norte-americano. A taxa de câmbio do dólar norte-americano encerrou o período findo em 30 de setembro de 2015, com alta de 49,57% sobre 31 de dezembro de 2014, cotado a R\$3,9729/USD. A volatilidade do dólar norte-americano em 30 de setembro de 2015 era de 28,75%, enquanto em 31 de dezembro de 2014 era de 14,33%.

Do montante das dívidas bancárias e de emissões da Companhia em 30 de setembro de 2015 de R\$754.948 (R\$616.104 em 31 de dezembro de 2014), R\$484.195 (R\$347.690 em 31 de dezembro de 2014) estão representados em dólares:

- (i) US\$ 51,0 milhões de empréstimo com o Banco Itaú BBA (US\$50,2 milhões de principal); e
- (ii) US\$ 72,5 milhões de empréstimo com o Banco Citibank (US\$72,3 milhões de principal).

Os empréstimos têm vencimento de longo prazo, de até 28 de maio de 2019, e custo de até variação cambial mais 4,11% ao ano.

O balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2014 apresenta no ativo circulante R\$17.075 e em 30 de setembro de 2015 no não circulante R\$36.471 (R\$36.612 em 31 de dezembro de 2014) e R\$30.927 no passivo não circulante, a título de marcação a mercado e instrumentos financeiros derivativos atrelados ao câmbio e aos juros, originados da combinação de fatores usualmente adotados para precificação a mercado de instrumentos dessa natureza, como volatilidade, cupom cambial, taxa de juros e cotação do dólar. Não se trata de valores materializados, pois refletem os valores da reversão dos derivativos na data de apuração, o que não corresponde ao objetivo de proteção das operações de hedge e não reflete a expectativa da Administração. À medida que os limitadores estabelecidos para as operações vigentes não forem ultrapassados, conforme abaixo descrito, deverá ocorrer a reversão do lançamento de marcação a mercado ora refletido nas informações financeiras intermediárias. Por outro lado, uma maior deterioração da volatilidade, do cupom cambial e da cotação do dólar poderá implicar no aumento dos valores ora contabilizados.

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

Operação	Notional (USD)	Custo Financeiro (ao ano)	Vencimento	Limitador	Designação Hedge Accounting
Loan 4131 Itaú BBA x ESE 2	50.231	VC + 4,105%	17/04/2018	3,11 (Abr/17)	Não aplicável
P. Ativa		108,95% CDI		3,30 (Abr/18)	
P. Passiva					
Loan 4131 Citibank x ESE 3	50.000	LIBOR + 1,91%	19/04/2018	3,31 (Abr/18)	Não aplicável
P. Ativa		103,50% CDI			
P. Passiva					
Loan 4131 Citibank x ESE 4	22.314	Libor + 1,71%	28/05/2019	-	Fair Value Hedge
P. Ativa		CDI + 1,85%			
P. Passiva					

De acordo com o CPC 40, apresentam-se abaixo os valores dos instrumentos financeiros derivativos da Companhia, cujos valores não foram contabilizados como "fair value hedge", vigentes em 30 de setembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014:

Derivativos	Valor de Referência		Descrição	Valor Justo	
	30/09/2015	31/12/2014		30/09/2015	31/12/2014
			Posição Ativa		
			Moeda Estrangeira- USD e LIBOR	388.224	356.631
Swap com Opções	255.500	200.080	Posição Passiva		
			Taxa de Juros CDI	(270.447)	(269.368)
			Opções de Moeda Estrangeira (US\$)	(122.968)	(33.576)
				(5.191)	53.687

A Companhia designa certos instrumentos de "hedge" relacionados a risco com variação cambial e taxa de juros dos empréstimos como "hedge" de valor justo ("fair value hedge"), conforme demonstrado abaixo:

Fair Value Hedge	Valor de Referência		Descrição	Valor Justo	
	30/09/2015	31/12/2014		30/09/2015	31/12/2014
Dívida (Objeto de Hedge)*	70.000	60.690	Moeda Estrangeira	(82.006)	
			Posição Ativa		
Swap Cambial (Instrumento de Hedge)	70.000	60.690	Moeda Estrangeira- LIBOR	84.488	-
			Posição Passiva		
			Taxa de Juros CDI	(73.753)	-
				10.735	-
			Posição Líquida Dívida + Swap	(71.271)	

(*) De acordo com a norma contábil, os empréstimos objetos de Fair Value Hedge são ajustados a valor presente desconsiderando o efeito da taxa Libor.

O Valor Justo dos derivativos em 30 de setembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014 foi apurado com base nas cotações de mercado para contratos com condições similares. Suas variações estão diretamente associadas às variações dos saldos das dívidas relacionadas na nota explicativa nº 18 e 19 e ao bom desempenho dos mecanismos de proteção utilizados, descritos acima. A Companhia não tem por objetivo liquidar esses contratos antes dos seus vencimentos, bem como possuem expectativa distinta quanto aos resultados apresentados como

Valor Justo - conforme abaixo demonstrado. Para uma perfeita gestão, é procedido monitoramento diário, com o intuito de preservar menores riscos e melhores resultados financeiros.

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

Análise de Sensibilidade

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

a) Variação cambial

Considerando a manutenção da exposição cambial de 30 de setembro de 2015, com a simulação dos efeitos nas demonstrações financeiras futuras, por tipo de instrumento financeiro e para três cenários distintos, seriam obtidos os seguintes resultados (ajustados a valor presente para a data base das informações financeiras intermediárias):

Operação	Exposição	Risco	Cenário I	Cenário II	Cenário III
			Provável) (*)	(Deterioração de 25%)	(Deterioração de 50%)
Instrumentos financeiros - Empréstimos	-		65.414	(15.313)	(96.051)
Swap com Opções					
Posição Ativa					
Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	388.224	Alta USD	322.810	403.537	484.275
Posição Passiva					
Taxa de Juros CDI	(270.447)		(270.447)	(270.447)	(270.447)
Opções de Moeda Estrangeira - USD	(122.968)		(69.367)	(132.938)	(202.491)
Subtotal	(5.191)		(17.004)	152	11.337
Total	(5.191)		48.410	(15.161)	(84.714)
Instrumentos financeiros - Empréstimos	-		16.327	(716)	(17.760)
Swap Cambial					
Posição Ativa					
Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	84.488	Alta USD	68.162	85.205	102.249
Posição Passiva					
Taxa de Juros CDI	(73.753)		(73.754)	(73.754)	(73.754)
Subtotal	10.735		(5.592)	11.451	28.495
Total	10.735		10.735	10.735	10.735
TOTAL GERAL	5.544		59.145	(4.426)	(73.979)

(*) Considera o cenário macroeconômico da Pesquisa Focus vigente em 30 de setembro de 2015, para as datas futuras até a liquidação final das operações.

Os derivativos no "Cenário Provável", calculados com base na análise líquida das operações acima apresentadas até o vencimento das mesmas, ajustadas a valor presente pela taxa pré-fixada brasileira em reais para 30 de setembro de 2015, atingem seu objetivo, o que é refletido no valor presente positivo de R\$59.145 que serve para mostrar a efetividade da mitigação das variações cambiais adversas das dívidas existentes. Neste sentido, quanto maior a deterioração do câmbio (variável de risco considerada), e desde que os limitadores dos instrumentos financeiros derivativos não sejam ultrapassados, o que faria com que a Companhia ficasse sem proteção, maiores serão os resultados positivos dos swaps. Por outro lado, com os cenários de deterioração do real frente ao dólar, de 25% e 50%, observaríamos períodos de ultrapassagem de alguns dos limitadores atualmente vigentes, levando a valor presente negativo de R\$4.426 e negativo de R\$73.979.

b) Variação das taxas de juros

Considerando que o cenário de exposição dos instrumentos financeiros indexados às taxas de juros de 30 de setembro de 2015 seja mantido e que os respectivos indexadores anuais acumulados sejam (CDI = 14,14%, TJLP = 6,5% ao ano) e caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o resultado financeiro líquido seria impactado em:

Instrumentos	Exposição (R\$ mil)	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Instrumentos financeiros ativos:					
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	98.841	Alta do CDI	3.334	4.119	4.885
Instrumentos financeiros passivos:					
Swap	(484.194)	Alta do CDI	(16.397)	(20.496)	(24.596)
Empréstimos, financiamentos e debêntures.	(181.016)	Alta do CDI	(6.130)	(7.572)	(8.982)
	(38.861)	Alta da TJLP	(617)	(766)	(914)
	(18.120)	Alta do FNE	(352)	(437)	(521)
Subtotal (**)	(722.191)		(23.496)	(29.271)	(35.013)
Total (Perdas)	(623.350)		(20.162)	(25.152)	(30.128)

(*) Considera o CDI de 31 de dezembro de 2015 (14,25 % ao ano), cotação das estimativas apresentadas pela recente Pesquisa do BACEN, datada de 30 de setembro de 2015, TJLP 6,5% ao ano.

(**) Não inclui as operações pré-fixadas no valor de R\$32.757.

Hierarquia de valor justo

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

Os diferentes níveis foram assim definidos:

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

Instrumentos financeiros	Nível	30/09/2015	31/12/2014
Ativos			
Caixa e equivalente de caixa	2	40.727	45.254
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	2	71.230	10.881
Clientes	2	160.457	116.535
Títulos de créditos a receber	2	11.817	11.781
Instrumentos financeiros derivativos	2	36.471	53.687
Contas a receber da concessão	3	254.956	228.574
Ativos regulatórios	3	93.948	160.636

28 Benefícios a empregados

a) Plano de suplementação de aposentadoria

Plano de benefício definido

O plano de benefício previdenciário mantidos pela Energisa SE (Inergus) na modalidade de benefício definido, regularmente apresentava déficit atuarial.

Durante o exercício de 2009, na busca do equacionamento desses planos a Administração apresentou e conseguiu aprovação junto a Secretaria de Previdência Privada das seguintes alterações dos referidos planos:

1. Fechamento dos Planos de Benefícios Definido (BD) para novos participantes.
2. Criação dos Planos Saldados (PS) para o qual poderão migrar os atuais participantes ativos; e
3. Criação dos Planos de Contribuição Definida (CD) para o qual poderão migrar todos os atuais participantes ativos que tenham migrado concomitantemente para os planos (PS).

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

Plano de contribuição definida

O plano (CD) se caracteriza por ser conhecido o valor das contribuições, sendo que o valor dos benefícios dependerá do acúmulo da poupança realizada pelos participantes e pela patrocinadora e dos resultados financeiros obtidos do investimento realizado pelos administradores do plano. Dessa forma, o plano nessa modalidade não gera para a patrocinadora passivo em razão de desequilíbrio atuarial.

No período findo em 30 de setembro de 2015, a despesa de patrocínio a esses planos foi de R\$12.621 (R\$4.559 em 30 de setembro de 2014).

b) Plano de saúde

A Companhia participa do custeio de planos de saúde a seus empregados, administrados por operadora regulada pela ANS. No caso de rescisão e ou aposentadoria, os empregados podem permanecer no plano desde que assumam a totalidade do custeio, não cabendo a Companhia, qualquer vínculo e ou obrigação pós-emprego com esses empregados. No período findo em 30 de setembro de 2015 as despesas com esse benefício foram de R\$3.645 (R\$3.097 em 30 de setembro de 2014)

29 Compromissos

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

Contratos de compra de energia:

Contrato de compra de energia - reais mil						
Vigência	2015	2016	2017	2018	2019	Após 2019
2015 a 2048	104.868	441.279	412.507	415.343	430.960	6.674.768

Os valores relativos aos contratos de compra de energia, com vigência de 8 a 30 anos, representam o volume contratado pelo preço corrente no final de setembro de 2015 e foram homologados pela ANEEL.

(*) Não estão incluídos os valores referentes à Quota do Proinfa e de Itaipu.

30 Informações adicionais ao fluxo de caixa

Em 30 de setembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014, as movimentações patrimoniais que não afetaram o fluxo de caixa da Companhia, são como seguem:

	30/09/2015	31/12/2014
Atividades operacionais		
Contas a receber da concessão	17.314	40.279
Atualização contas a receber da concessão - VNR	9.690	5.428
Fornecedores	6.164	3.914
Atividades de investimentos		
Imobilizado e intangível	7.927	10.073
Atividades de financiamento		
Empréstimos e financiamentos	1.763	6.159
Capitalização de reservas	25.764	11.373

Relatório sobre a revisão de informações trimestrais

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores da
Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.
Aracaju - SE

Introdução

Revisamos as informações financeiras intermediárias da Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A. ("Companhia"), contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR referentes ao trimestre findo em 30 de setembro de 2015, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de setembro de 2015 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para os períodos de três e nove meses findos naquela data, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de nove meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

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

Alcance da revisão

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

Conclusão sobre as informações financeiras intermediárias

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

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

Revisamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2015, preparada sob a responsabilidade da Administração da Companhia, cuja apresentação nas informações intermediárias é requerida de acordo com as normas expedidas pela CVM - Comissão de Valores Mobiliários aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR, e como informação suplementar pelas IFRSs que não requerem a apresentação da DVA. Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de revisão descritos anteriormente e, com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que não foi elaborada, em todos os seus aspectos relevantes, de forma consistente com as informações financeiras intermediárias tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 13 de novembro de 2015

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

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

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

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