

## Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A | Resultados do 3º trimestre de 2015

Cuiabá, 13 de novembro de 2015 - A Administração da Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A ("Energisa Mato Grosso" 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 Mato Grosso é uma distribuidora de energia elétrica que atende a mais de 1.301 mil clientes e uma população de aproximadamente 3,2 milhões de habitantes em 141 municípios do Estado do Mato Grosso, em uma área de 903.378 Km<sup>2</sup>.

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

Descrição	9M15	9M14	Variação %
<b>Resultados - R\$ milhões</b>			
Receita Operacional Bruta	4.255,6	2.909,4	+ 46,3
Receita Operacional Bruta, sem receita de construção	3.930,5	2.690,3	+ 46,1
Receita Operacional Líquida	2.485,4	2.053,7	+ 21,0
Receita Operacional Líquida, sem receita de construção	2.160,3	1.834,6	+ 17,8
Resultado antes das Receitas e Despesas Financeiras (EBIT)	160,5	164,0	- 2,1
EBITDA	246,1	250,2	- 1,6
EBITDA Ajustado	284,5	279,3	+ 1,9
Resultado Financeiro	(115,4)	(160,0)	- 27,9
Lucro Líquido	29,5	(0,9)	-
<b>Indicador Relativo</b>			
EBITDA Ajustado / Receita Líquida (%)	11,4	13,6	- 2,2 p.p
<b>Indicadores Operacionais</b>			
Número de Consumidores Cativos (mil)	1.301,7	1.258,4	+ 3,4
Vendas de Energia a Consumidores Cativos (GWh)	5.079,1	4.877,2	+ 4,1
Energia Elétrica Total Distribuída (GWh)	6.428,7	5.988,1	+ 7,4
Perdas de Energia (% últimos 12 meses)	14,05	13,84	+ 0,21 p.p
Descrição	30/09/2015	31/12/2014	Variação %
<b>Indicadores Financeiros - R\$ milhões</b>			
Ativo Total	4.580,2	4.402,9	+ 4,0
Caixa / Equivalentes de Caixa / Aplicações Financeiras	213,5	681,6	- 68,7
Patrimônio Líquido	1.332,0	1.317,1	+ 1,1
Endividamento Líquido (vide item 2.5)	1.569,2	1.289,5	+ 21,7

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 Mato Grosso apresentou receita operacional bruta, sem a receita de construção que é atribuída margem zero, de R\$ 3.930,5 milhões, ante R\$ 2.690,3 milhões registrados em 9M14, aumento de 46,1% (R\$ 1.240,2 milhões). Já a receita operacional líquida, também deduzida da receita de construção, cresceu 17,8% (R\$ 325,7 milhões) no período, para R\$ 2.160,3 milhões.

No 3T14, a receita operacional líquida, também deduzida das receitas de construção, aumentou 9,7% (R\$ 63,3 milhões) em relação a de igual trimestre do ano passado.


A composição da receita líquida é a seguinte:


Receita por Classe de Consumo Valores em R\$ milhões	Trimestre			9 meses		
	3T15	3T14	Var. %	9M15	9M14	Var. %
(+) Receita de energia elétrica (mercado cativo)	1.228,9	831,2	+ 47,8	3.375,1	2.243,4	+ 50,4
✓ Residencial	421,0	291,0	+ 44,7	1.203,7	814,9	+ 47,7
✓ Industrial	207,6	159,2	+ 30,4	578,7	414,9	+ 39,5
✓ Comercial	290,4	206,2	+ 40,8	823,8	577,4	+ 42,7
✓ Rural	205,5	95,7	+ 114,7	443,6	223,7	+ 98,3
✓ Outras classes	104,4	79,1	+ 32,0	325,3	212,5	+ 53,1
(+) Suprimento de energia elétrica	25,7	31,0	- 17,1	219,4	153,2	+ 43,2
(+) Fornecimento não faturado líquido	14,7	11,7	+ 25,6	56,5	29,5	+ 91,5
(+) Disponibilidade do sistema elétrico	51,3	38,9	+ 31,9	141,1	103,0	+ 37,0
(+) Receitas de construção	128,0	90,8	+ 41,0	325,1	219,1	+ 48,4
(+) Outras receitas	67,6	50,1	+ 34,9	138,4	161,1	- 14,1
<b>(=) Subtotal 1 - Receita bruta</b>	<b>1.516,2</b>	<b>1.053,7</b>	<b>+ 43,9</b>	<b>4.255,6</b>	<b>2.909,4</b>	<b>+ 46,3</b>
(-) Impostos sobre vendas	408,4	293,9	+ 39,0	1.136,6	803,3	+ 41,5
(-) Encargos setoriais	173,0	19,1	+ 805,8	403,6	52,4	+ 670,2
(-) Bandeiras Tarifárias	93,6	-	-	230,0	-	-
<b>(=) Subtotal 2 - Receita líquida</b>	<b>841,2</b>	<b>740,7</b>	<b>+ 13,6</b>	<b>2.485,4</b>	<b>2.053,7</b>	<b>+ 21,0</b>
(-) Receitas de construção	128,0	90,8	+ 41,0	325,1	219,1	+ 48,4
<b>(=) Total - Receita líquida, sem receitas de construção</b>	<b>713,2</b>	<b>649,9</b>	<b>+ 9,7</b>	<b>2.160,3</b>	<b>1.834,6</b>	<b>+ 17,8</b>


### 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 no 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\$ 0,045 para cada quilowatt-hora consumido.

As receitas auferidas pela Companhia provenientes das bandeiras tarifárias em 9M15 foram de R\$ 230,0 milhões (R\$ 93,6 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 Mato Grosso, cujo efeito médio a ser percebido pelos consumidores foi de 26,8% a partir de 02/03/2015. Adicionalmente, em 8 de abril de 2015, foi concedido à Energisa Mato Grosso reajuste nas suas tarifas de energia elétrica, com redução média de 0,38% percebida pelos consumidores.

A Energisa Mato Grosso recebeu o montante de R\$ 8,1 milhões provenientes dos recursos da conta ACR (Conta no Ambiente de Contratação Regulada) repassados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE para cobertura da exposição involuntária no Mercado de Curto Prazo - MCP e despacho termoeletrico vinculado aos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado na modalidade por disponibilidade - CCEAR-D relativo aos meses de novembro e dezembro de 2014. Os valores foram registrados como redução dos custos de energia comprada e de encargos de serviço do sistema.

A Aneel também homologou em cumprimento ao disposto no Decreto nº 7.891/2013, recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) a serem repassados a Energisa Mato Grosso 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\$ 150,5 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\$ 1.999,8 milhões em 9M15 e R\$ 680,1 milhões no 3T15, aumento de 19,7% (R\$ 329,2 milhões) e 24,7% (R\$ 134,8 milhões) respectivamente, quando comparado com o mesmo período de 2014. Desse total, as despesas controláveis cresceram R\$ 15,6 milhões em 9M15 (R\$ 18,3 milhões no 3T15), totalizando R\$ 321,2 milhões em 9M15 (R\$ 116,3 milhões no 3T15).

As despesas não controláveis cresceram R\$ 392,9 milhões em 9M15 (R\$ 89,1 milhões no 3T15), totalizando R\$ 1.553,8 milhões (R\$ 514,7 milhões no 3T15), decorrente da elevação dos custos da energia elétrica comprada em função da hidrologia desfavorável no país, aliada às exposições no mercado de curto prazo de energia e liminares.

A composição das despesas operacionais pode ser assim demonstrada:

Composição das despesas operacionais (R\$ milhões)	Trimestre			9 meses		
	3T15	3T14	Varição R\$ milhões	9M15	9M14	Varição R\$ milhões
1 Despesas controláveis	116,3	98,0	+ 18,3	321,2	305,6	+ 15,6
1.1 Pessoal (inclui fundo de pensão)	41,9	28,4	+ 13,5	111,4	107,6	+ 3,8
1.2 Material	12,1	9,8	+ 2,3	33,8	28,0	+ 5,8
1.3 Serviços de terceiros	62,3	59,8	+ 2,5	176,0	170,0	+ 6,0
2 Despesas não controláveis (compra de energia e transporte)	514,7	425,6	+ 89,1	1.553,8	1.160,9	+ 392,9
3 Depreciação e amortização	30,7	29,1	+ 1,6	85,6	86,2	- 0,6
4 Provisões contingências e devedores duvidosos	(2,3)	(35,4)	+ 33,1	(56,0)	34,3	- 90,3
5 Outras despesas/receitas	20,7	28,0	- 7,3	95,2	83,6	+ 11,6
<b>Subtotal</b>	<b>680,1</b>	<b>545,3</b>	<b>+ 134,8</b>	<b>1.999,8</b>	<b>1.670,6</b>	<b>+ 329,2</b>
6 Custo de construção (*)	128,0	90,8	+ 37,2	325,1	219,1	+ 106,0
<b>Total</b>	<b>808,1</b>	<b>636,1</b>	<b>+ 172,0</b>	<b>2.324,9</b>	<b>1.889,7</b>	<b>+ 435,2</b>

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

## 2.4 Lucro líquido e geração de caixa

Nos primeiros nove meses de 2015, a Energisa Mato Grosso registrou lucro líquido de R\$ 29,5 milhões, ante o prejuízo de R\$ 0,9 milhão registrado em igual período do ano passado. Já a geração operacional de caixa (EBITDA ajustado) atingiu R\$ 284,5 milhões em 9M15, contra os R\$ 279,3 milhões apurados em 9M14, um aumento de 1,9%. No 3T15, a Energisa Mato Grosso registrou um prejuízo líquido de R\$ 22,5 milhões, contra um lucro líquido de R\$ 15,1 milhões no 3T14. A geração de caixa (EBITDA Ajustado) apresentou decréscimo de 46,6%, passando de R\$ 146,4 milhões no 3T14 para R\$ 78,2 milhões no 3T15. Esse desempenho negativo no 3T15 deve-se fundamentalmente ao aumento dos custos com energia comprada.

A evolução do lucro líquido 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	(22,5)	15,1	-	29,5	(0,9)	-
(+) Contribuição social e imposto de renda	(11,4)	13,0	-	15,6	4,9	+ 218,4
(+) Resultado financeiro	67,0	76,6	- 12,5	115,4	160,0	- 27,9
(+) Depreciação e amortização	30,7	29,2	+ 5,1	85,6	86,2	- 0,7
(=) Geração de caixa (EBITDA)	63,8	133,9	- 52,4	246,1	250,2	- 1,6
(+) Receita de acréscimos moratórios	14,4	12,5	+ 15,2	38,4	29,1	+ 32,0
(=) Geração ajustada de caixa (EBITDA Ajustado)	78,2	146,4	- 46,6	284,5	279,3	+ 1,9
Margem do EBITDA Ajustado (%)	9,3	19,8	- 10,5 p.p	11,4	13,6	- 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\$ 115,4 milhões, contra R\$ 160,0 milhões registrado em igual período do ano passado, ou seja, queda de 27,9% (R\$ 44,6 milhões). No 3T15, o resultado financeiro líquido representou uma despesa financeira líquida de R\$ 67,0 milhões, contra os R\$ 76,6 milhões apurados no 3T14, redução de 12,5% (R\$ 9,6 milhões) no período.

Em 30 de setembro de 2015, o saldo consolidado de caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras da Energisa Mato Grosso totalizou R\$ 213,5 milhões. A dívida líquida, que incluem empréstimos, financiamentos, arrendamentos, debêntures, encargos financeiros, parcelamento de impostos, fundo de pensão e instrumentos financeiros derivativos líquidos, passou de R\$ 1.289,5 milhões em 31 de dezembro de 2014 para R\$ 1.569,2 milhões em 30 de setembro de 2015. A seguir, as dívidas de curto e longo prazo da Energisa Mato Grosso em 30 de setembro de 2015 e em 31 de dezembro de 2014:

Descrição Valores em R\$ milhões	30/09/2015	31/12/2014
<b>Curto Prazo</b>	<b>150,4</b>	<b>258,7</b>
Empréstimos e financiamentos	80,8	79,6
Debêntures	55,9	46,7
Encargos de dívidas	2,9	2,9
Parcelamento de impostos e déficit atuarial	5,3	5,9
Parcelamento de encargos setoriais	5,2	123,6
Parcelamento de compra de energia Itaipu	9,8	-
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	(9,5)	-
<b>Longo Prazo</b>	<b>1.632,3</b>	<b>1.712,4</b>
Empréstimos e financiamentos	715,9	754,5
Debêntures	417,9	447,3
Parcelamento de impostos e déficit atuarial	10,6	11,7
Parcelamento de encargos setoriais	146,5	150,7
Parcelamento de compra de energia Itaipu	341,4	351,1
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	-	(2,9)
<b>Total das dívidas</b>	<b>1.782,7</b>	<b>1.971,1</b>
(-) Disponibilidades financeiras	213,5	681,6
<b>Total das dívidas líquidas</b>	<b>1.569,2</b>	<b>1.289,5</b>

### 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 Mato Grosso, somadas à energia associada aos consumidores livres (TUSD), totalizaram 5.915,3 GWh (2.068,8 GWh no 3T15), incremento de 2,1% (redução de 0,1% no 3T15) em relação a igual período do ano anterior. Deste total em 9M15, 5.079,1 GWh foram vendidos no mercado cativo, que cresceu 4,1% e 836,2 GWh foram transportados para consumidores livres (redução de 8,7%). O consumo das classes residencial e comercial aumentou 6,5% e 5,3%, respectivamente. Já o consumo industrial, considerando os mercados cativo e livre, reduziu 7,5% em 9M15.

A energia total distribuída em 9M15 foi de 6.428,7 GWh, ante os 5.988,1 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. %
<b>1 Vendas de energia no mercado cativo</b>	<b>1.791,1</b>	<b>1.755,6</b>	<b>+ 2,0</b>	<b>5.079,1</b>	<b>4.877,2</b>	<b>+ 4,1</b>
✓ Residencial	616,5	592,9	+ 4,0	1.850,5	1.737,9	+ 6,5
✓ Industrial	242,9	273,7	- 11,3	679,1	721,5	- 5,9
✓ Comercial	396,5	381,3	+ 4,0	1.181,5	1.122,1	+ 5,3
✓ Rural	310,7	297,1	+ 4,6	717,7	691,3	+ 3,8
✓ Outras Classes	224,5	210,6	+ 6,6	650,3	604,4	+ 7,6
<b>2 Energia associada aos consumidores livres (TUSD)</b>	<b>277,7</b>	<b>314,5</b>	<b>- 11,7</b>	<b>836,2</b>	<b>916,0</b>	<b>- 8,7</b>
<b>3 Mercado cativo + TUSD (1+2)</b>	<b>2.068,8</b>	<b>2.070,1</b>	<b>- 0,1</b>	<b>5.915,3</b>	<b>5.793,2</b>	<b>+ 2,1</b>
<b>4 Suprimento de energia e não faturado</b>	<b>24,0</b>	<b>61,3</b>	<b>- 60,8</b>	<b>513,4</b>	<b>194,9</b>	<b>+ 163,4</b>
<b>5 Energia Total Distribuída (3+4)</b>	<b>2.092,8</b>	<b>2.131,4</b>	<b>- 1,8</b>	<b>6.428,7</b>	<b>5.988,1</b>	<b>+ 7,4</b>

A Energisa Mato Grosso encerrou os primeiros nove meses de 2015 com 1.301.655 unidades consumidoras cativas, quantidade 3,4% superior à registrada no fim de setembro de 2014. Já o número de consumidores livres totalizou 94 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 Energisa Mato Grosso, que busca trabalhar para aperfeiçoar ainda mais a fiscalização das ligações em suas unidades consumidoras.

As perdas de energia elétrica da Energisa Mato Grosso situaram em 14,05% nos últimos doze meses encerrados em setembro de 2015, contra 13,84% registrados 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 Mato Grosso 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 34,8%, situando-se em 2,40%.

### 4 Investimentos crescem 77,2%

Com foco na melhoria dos serviços prestados, a Energisa Mato Grosso investiu, nos primeiros nove meses de 2015, R\$ 335,6 milhões, ante os R\$ 189,4 milhões realizados em 9M14, um incremento de 77,2%.

## 5 Distribuição de dividendos

---

O Conselho de Administração da Energisa Mato Grosso aprovou em reunião realizada em 29 de julho, a distribuição de dividendos intercalares do exercício de 2015, com a antecipação de R\$ 14,5 milhões, à razão de R\$ 0,085295 por ação. Estes dividendos foram pagos em 7 de agosto de 2015.

## 6 Serviços prestados pelo auditor independente

---

A remuneração total da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes pelos serviços prestados para a Energisa Mato Grosso nos primeiros nove meses de 2015 foi de R\$ 305 mil pela revisão contábil das demonstrações financeiras.

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

A Administração.

## Demonstrações financeiras

### 1. Balanço Patrimonial Ativo

ENERGISA MATO GROSSO - 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
<b>Ativo</b>		
<b>Circulante</b>		
Caixa e equivalente de caixa	55.547	130.640
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	157.942	550.962
Consumidores e concessionárias	591.204	440.277
Títulos de créditos a receber	8.131	9.259
Estoques	6.696	6.170
Tributos a recuperar	63.988	23.578
Ativos regulatórios	78.010	38.409
Instrumentos financeiros derivativos	9.477	-
Outros créditos	243.779	169.371
<b>Total do circulante</b>	<b>1.214.774</b>	<b>1.368.666</b>
<b>Não circulante</b>		
<b>Realizável a longo prazo</b>		
Consumidores e concessionárias	54.674	57.229
Títulos de créditos a receber	16.359	16.359
Tributos a recuperar	43.857	43.254
Créditos tributários	136.217	151.772
Cauções e depósitos vinculados	12.200	8.141
Instrumentos financeiros derivativos	-	3.154
Contas a receber da concessão	1.017.456	878.868
Ativos regulatórios	281.929	151.968
Depósitos judiciais	2.220	2.075
Outros créditos	50.989	53.791
	<b>1.615.901</b>	<b>1.366.611</b>
Investimentos	2.703	2.850
Imobilizado	9.663	13.780
Intangível	1.737.188	1.650.965
<b>Total do não circulante</b>	<b>3.365.455</b>	<b>3.034.206</b>
<b>Total do ativo</b>	<b>4.580.229</b>	<b>4.402.872</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.



## 2. Balanço Patrimonial Passivo

ENERGISA MATO GROSSO - 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
<b>Passivo</b>		
<b>Circulante</b>		
Fornecedores	346.532	188.018
Encargos de dívidas	2.907	2.878
Empréstimos e financiamentos	74.324	75.443
Debêntures	55.889	46.745
Financiamento por arrendamento mercantil	6.470	4.142
Folha de pagamento	9.354	7.705
Tributos e contribuições sociais	153.431	94.413
Dividendos e JCP	102	17.169
Obrigações estimadas	19.587	12.793
Taxa de iluminação pública arrecadada	17.955	13.374
Benefícios a empregados - plano de pensão	2.436	2.369
Obrigações intrassetoriais	105.548	188.092
Incorporação de redes	100.238	100.019
Passivos regulatórios	88.923	11.684
Outros contas a pagar	82.636	16.701
<b>Total do circulante</b>	<b>1.066.332</b>	<b>781.545</b>
<b>Não circulante</b>		
Fornecedores	341.386	351.140
Empréstimos e financiamentos	673.287	722.748
Debêntures	417.947	447.307
Financiamento por arrendamento mercantil	42.652	31.783
Tributos e contribuições sociais	624	2.365
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	158.061	208.980
Benefícios a empregados - plano de pensão	10.560	9.346
Obrigações intrassetoriais	222.823	206.559
Incorporação de redes	176.576	152.577
Instrumentos financeiros derivativos	-	259
Passivos regulatórios	121.777	153.044
Outros contas a pagar	16.172	18.123
<b>Total do não circulante</b>	<b>2.181.865</b>	<b>2.304.231</b>
<b>Patrimônio líquido</b>		
Capital social	1.118.910	1.118.910
Reservas de lucro	53.783	53.783
Outros resultados abrangentes	(6.024)	(6.024)
Ajuste de avaliação patrimonial	138.186	150.427
Lucro/Prejuízo acumulado	27.177	-
<b>Total do patrimônio líquido</b>	<b>1.332.032</b>	<b>1.317.096</b>
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>	<b>4.580.229</b>	<b>4.402.872</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.



## 3. Demonstrações de Resultados

ENERGISA MATO GROSSO - 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
<b>Receita operacional bruta</b>		
Fornecimento de energia elétrica	3.431.511	2.272.942
Suprimento de energia elétrica	219.401	153.183
Disponibilidade do sistema elétrico	141.097	102.995
Receita de construção	325.143	219.092
Outras receitas	138.434	161.147
	<b>4.255.586</b>	<b>2.909.359</b>
<b>Deduções à receita operacional</b>		
ICMS faturado	776.536	555.485
PIS, Cofins e ISS	360.054	247.777
Taxa de fiscalização	2.746	-
Encargos setoriais - Bandeiras tarifárias	229.987	-
Outras (PEE, CDE, CCC e P&D)	400.905	52.349
	<b>1.770.228</b>	<b>855.611</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>2.485.358</b>	<b>2.053.748</b>
<b>Despesas (receitas) operacionais</b>		
Pessoal (inclui fundo de pensão)	111.404	107.582
Material	33.820	28.026
Serviços de terceiros	176.028	170.012
Energia elétrica comprada para revenda	1.400.931	1.074.242
Transporte de potência elétrica	152.872	86.649
Depreciação e amortização	85.625	86.216
Provisão para contingências /devedores duvidosos	(55.952)	35.762
Custo de construção	325.143	219.092
Outras despesas/receitas	95.035	82.178
	<b>2.324.906</b>	<b>1.889.759</b>
<b>Resultado antes das receitas e despesas financeiras</b>	<b>160.452</b>	<b>163.989</b>
<b>Receita (Despesa) financeira</b>		
Receitas de aplicações financeiras	44.907	28.243
Acréscimo moratório de energia vendida	38.403	29.149
Variação monetária/cambial da dívida	11.623	17.942
Atualização contas a receber da concessão (VNR)	42.468	11.913
Outras receitas financeiras	75.076	103.081
Encargos de dívidas - juros	(108.654)	(102.009)
Encargos de dívidas - variação monetária e cambial	(34.078)	(38.512)
(-) Transferência para obras em curso	2.795	2.561
Ajuste valor presente de ativos	(8.568)	(18.941)
Juros/multas	(82.370)	(134.011)
Juros passivo regulatório	(32.977)	-
Outras despesas financeiras	(64.070)	(59.403)
	<b>(115.445)</b>	<b>(159.987)</b>
<b>Resultado antes dos impostos</b>	<b>45.007</b>	<b>4.002</b>
Contribuição social e imposto de renda	(15.555)	(4.927)
<b>Lucro do período</b>	<b>29.452</b>	<b>(925)</b>
Lucro líquido por ação do capital social - R\$	0,17	(0,01)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

## 4. Demonstrações dos Fluxos de Caixa

ENERGISA MATO GROSSO - 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
<b>Caixa líquido atividades operacionais</b>	<b>167.124</b>	<b>367.367</b>
<b>Caixa gerado nas operações</b>	<b>173.763</b>	<b>328.612</b>
Resultado antes do imposto de renda e contribuição social	45.007	4.002
Despesas com juros, variações monetárias e cambiais - líquidas	81.546	178.638
Depreciação e amortização	85.625	86.216
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	11.810	5.308
Provisão para riscos	(64.859)	33.462
(Ganho) Perda na alienação do ativo intangível e imobilizado	21.843	22.038
Instrumentos financeiros derivativos e marcação a mercado	(7.209)	(1.052)
<b>Variações nos ativos e passivos</b>	<b>(6.639)</b>	<b>38.755</b>
Aumento de impostos a recuperar	(41.012)	15.072
Consumidores e concessionárias	(121.779)	(49.246)
(Aumento) de títulos de créditos a receber	(7.440)	(10.614)
(Aumento) de estoques	(526)	703
Diminuição de Cauções, depósitos vinculados e judiciais	(4.203)	2.062
Aumento de Ativos regulatórios	(109.830)	-
(Aumento) de outros créditos a receber	(59.264)	(42.747)
(Diminuição) aumento de fornecedores	146.645	95.132
(Diminuição) aumento de folha de pagamento	1.650	(340)
Aumento de obrigações estimadas	6.794	2.796
Aumento (diminuição) de tributos e contribuições sociais	70.196	(35.071)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(12.918)	(18.588)
Passivos regulatórios	12.989	-
Aumento de Obrigações intrassetoriais	55.716	33.373
Diminuição de incorporação de redes	(13.501)	56.099
Aumento de outras contas a pagar	69.844	(9.876)
<b>Caixa líquido atividades de investimento</b>	<b>158.563</b>	<b>(557.859)</b>
Aplicações financeiras e recursos vinculados	437.927	(395.852)
Aplicações no intangível e no imobilizado	(279.799)	(206.823)
Alienação de intangível e imobilizado	435	44.816
<b>Caixa líquido atividades de financiamento</b>	<b>(400.780)</b>	<b>211.185</b>
Mútuos com partes relacionadas - líquido	-	134.773
Novos empréstimos, financiamentos e debêntures	-	474.120
Pagamentos de emprést. ,debênt., arrendam, parc. de fornec. e enc. Intrass. - principal	(103.916)	(707.630)
Pagamentos de emprést. ,debênt., arrendam, parc. de fornec. e enc. Intrass. - juros	(265.909)	(79.238)
Aumento de capital próprio	-	408.713
Liquidação de instrumentos financeiros derivativos	628	(72)
Pagamentos de dividendos	(31.583)	(19.481)
<b>Aumento (redução) de caixa e equivalentes</b>	<b>(75.093)</b>	<b>20.693</b>
Caixa mais equivalentes de caixa iniciais	130.640	128.026
Caixa mais equivalentes de caixa finais	55.547	148.719
<b>Variação líquida do caixa</b>	<b>(75.093)</b>	<b>20.693</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

## Notas Explicativas

---

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

### 1 Contexto operacional

---

A Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A (“Companhia” ou “EMT”), nova razão social das Centrais Elétricas Matogrossenses S/A - Cemat, é uma sociedade por ações de capital aberto, concessionária distribuidora de energia elétrica, sob o controle acionário da Rede Energia S.A. (“REDE”) - em “Recuperação Judicial”, que por sua vez é integrante do GRUPO ENERGISA, que atua na de distribuição de energia elétrica além da geração própria de energia por meio de usinas térmicas para o atendimento a sistemas isolados em sua área de concessão que abrange todo o Estado de Mato Grosso com 903.378 km<sup>2</sup>, atendendo 1.301.749 consumidores (informação não revisada pelos auditores independentes) em 141 municípios. A alteração da razão social da Companhia foi aprovada em Ata de Assembleia Geral Extraordinária de 02 de fevereiro de 2015. A Companhia possui sede na cidade de Cuiabá, Estado de Mato Grosso e obteve registro de Companhia aberta na CVM em 25 de Outubro de 1994.

Contrato de concessão:

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

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

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

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

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

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

VI - submeter à prévia aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) alterações em 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.

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

As informações referentes à revisão e aos reajustes tarifários, contas a receber da concessão, ativos vinculados à concessão, receita de construção e prazo de concessão, estão apresentadas nas notas explicativas nº 10, 15, 17, 27 e 33, 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 3 às Demonstrações Financeiras Anuais referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014 (doravante denominadas de "Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2014"), publicadas na imprensa oficial em 28 de março de 2015.

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

### 3 Adoção dos padrões internacionais de contabilidade

#### Novos pronunciamentos contábeis emitidos pelo IASB - *International Accounting Standards Board*

As informações referentes aos novos procedimentos contábeis emitidos pelo IASB não trouxeram alterações significativas em relação àquelas divulgadas na nota explicativa nº 3 das Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2014.

### 4 Informações por segmento

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

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

A Companhia atua somente no segmento de distribuição de energia elétrica em 141 municípios do Estado do Mato Grosso, e sua demonstração de resultado reflete essa atividade.

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

#### a) Caixa e equivalente de caixa

Instituição financeira	Tipo	Vencimento (1)	Remuneração	30/09/2015	31/12/2014
CEF	CDB	09/01/2020	100,5% do CDI	19.738	22.846
CEF	Compromissada	30/12/2016 a 29/12/2017	101,5% do CDI	-	17.892
ITAU	CDB Autom	31/12/2015	20% do CDI	456	2.700
MODAL	CCB	29/04/2016	IPCA+2%	-	37.484
				<b>20.194</b>	<b>80.922</b>
Caixas e depósitos bancários				35.353	49.718
				<b>35.353</b>	<b>49.718</b>
Total caixa e equivalente de caixa				<b>55.547</b>	<b>130.640</b>

## b) Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados

Instituição financeira	Tipo	Vencimento	Remuneração	30/09/2015	31/12/2014
BRASIL (2)	CDB	04/03/2016 a 08/11/2017	95 a 97,5% do CDI	1.141	1.313
SANTANDER	CDB	30/12/2016	102,10% do CDI	9	8
CEF - LPT	CDB	22/08/2019	100,5% do CDI	3.415	16.936
BRABESCO	Fundo Invest	-	CDI	42.843	31.927
ITAU	CDB	13/01/2017	90% do CDI	1	1
ITAU - FDIC	Fundo Invest Dir Cred	-	100% do CDI	23.135	23.150
Caixa FI Energisa (3)	LFT	01/03/2019 a 01/09/2020	SELIC	1.698	1.340
Caixa FI Energisa (3)	NTN	15/05/2045	IPCA	-	2.530
Caixa FI Energisa (3)	DEBÊNTURES	15/04/2016	CDI+1,09% a 1,11%	-	1.894
Caixa FI Energisa (3)	DPGE (TAXA)	08/04/2016 a 18/04/2016	109,0% a 113,0% do CDI	1.365	19.890
Caixa FI Energisa (3)	LF Taxa Over	25/04/2016	106,0% a 109,0% do CDI	1.035	19.711
Caixa FI Energisa (3)	NTNB	15/08/2050	SELIC	3.979	1.868
FIM Zona da Mata (3)	CDB	24/03/2016	105% do CDI	1.232	46.645
FIM Zona da Mata (3)	DEBÊNTURES	10/07/2017 a 24/04/2022	100% do IPCA + 9,23%aa e 100% do CDI +1,55% a 2%aa	50.528	9.863
FIM Zona da Mata (3)	Compromissada	14/11/2016	100,5% a 103,2% do CDI	733	116.496
FIM Zona da Mata (3)	DPGE	11/09/2015 a 21/12/2015	107,5% a 116% do CDI	-	34.296
FIM Zona da Mata (3)	LF	23/11/2015 a 27/06/2016	PRÉ 11,26% a 12,21%aa	386	47.506
FIM Zona da Mata (3)	LFS	03/02/2017	PRÉ 14,01%	3.615	-
FIM Zona da Mata (3)	CCB	31/12/2015 a 30/09/2033	100% do CDI + 6,1677% a 20,74% aa-IPCA + 8% a 20%	22.172	19.743
FIM Zona da Mata (3)	Nota Promissória	26/01/2015	CDI + 2,25%	-	37.361
FIM Zona da Mata (3)	Fundos de Renda Fixa	-	CDI	-	83.638
FIM Zona da Mata (3)	LFT	07/09/2015 a 01/03/2021	SELIC	-	18.500
FIM Zona da Mata (3)	NTN	01/07/2017 e 15/08/2018	IPCA e IGPM	655	1.874
FIM Zona da Mata (3)	Fundos de Crédito	-	Fundos de Crédito	-	14.472
<b>Total aplicações no mercado aberto e recursos vinculados</b>				<b>157.942</b>	<b>550.962</b>
<b>Total Caixa e equivalentes de caixa e aplicações no mercado aberto e recursos vinculados</b>				<b>213.489</b>	<b>681.602</b>

(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) Inclui R\$1.141 (R\$1.313 em 31 de dezembro de 2014) referente recursos vinculados a leilões de energia.

(3) Fundos de investimentos exclusivos: inclui aplicações em CDB, CCB, Debêntures, Depósito a prazo - DPGE, Fundos de Renda Fixa, LFT, LF, LFS, LTN, NTN, NTN-B e Fundos de crédito.

## 6 Consumidores e concessionárias

Classes de consumidores	SalDOS Vincendos (1)	Vencidos					30/09/2015	31/12/2014
		Até 30 dias	31 a 90 dias	91 a 180 dias	181 a 360 dias	há mais de 360 dias		
Residencial	74.717	57.135	7.584	5.390	514	2.169	147.509	110.288
Industrial	48.050	9.834	1.959	2.277	1.034	8.611	71.765	51.525
Comercial, serviços e outras atividades	58.374	21.622	3.285	1.943	1.241	4.820	91.285	68.899
Rural	43.829	8.590	1.609	1.006	139	497	55.670	29.563
Poder público:								
Federal	3.383	1.682	70	30	1	62	5.228	5.071
Estadual	8.649	546	530	415	66	1	10.207	7.472
Municipal	8.883	1.895	1.458	1.058	131	8.585	22.010	16.914
Iluminação pública	464	1.724	261	334	129	9.967	12.879	11.538
Serviço público	9.227	2.030	3.101	3.891	3.503	81.251	103.003	91.606
Parcelamento energia (faturas novadas)	46.840	3.581	3.425	3.492	15.196	78.296	150.830	139.738
(-) Ajuste a valor presente (2)	(1.071)	-	-	-	-	-	(1.071)	(899)
<b>Subtotal - consumidores</b>	<b>301.345</b>	<b>108.639</b>	<b>23.282</b>	<b>19.836</b>	<b>21.954</b>	<b>194.259</b>	<b>669.315</b>	<b>531.715</b>
Concessionárias (3)	-	-	-	-	-	-	-	39.968
Fornecimento não faturado	167.174	-	-	-	-	-	167.174	110.680
Redução de uso do sistema de distribuição	12.201	-	-	-	-	-	12.201	12.201
Outros	30.317	2.948	1.036	610	11.211	-	46.122	40.065
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(22.838)	(800)	(12.002)	(10.769)	(21.753)	(180.772)	(248.934)	(237.123)
<b>Total</b>	<b>488.199</b>	<b>110.787</b>	<b>12.316</b>	<b>9.677</b>	<b>11.412</b>	<b>13.487</b>	<b>645.878</b>	<b>497.506</b>
Circulante							591.204	440.277
Não circulante							54.674	57.229

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

(2) Ajuste a Valor Presente: Refere-se ao valor de ajuste para os contratos renegociados sem a inclusão de juros e para aqueles renegociados com taxa de juros abaixo do WACC do setor (antes dos tributos). Para o desconto a valor presente utilizou-se uma taxa de 11,36% a.a. (conforme Resolução Homologatória n.º 1.873 de 07 de abril de 2015), que a ANEEL considera como a taxa de retorno adequada para os serviços de distribuição de energia, cuja metodologia está definida na Resolução Normativa ANEEL n.º 457 de 08 de novembro de 2011. Essa taxa é compatível com a natureza, o prazo e os riscos de transações similares em condições de mercado na situação atual. A Administração da Companhia entende que essa taxa de desconto representa adequadamente o custo de capital.

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

O saldo da conta de consumidores e concessionárias, refere-se ao registro dos valores da comercialização de energia no âmbito da CCEE R\$39.968 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.

Composição dos créditos da CCEE	31/12/2014
Créditos vincendos	39.968
	<b>39.968</b>

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

## 7 Títulos de créditos a receber

	30/09/2015	31/12/2014
Processo execução de precatórios P M de Cuiabá (1)	50.258	50.258
Outros títulos a receber	9.756	10.884
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (*)	(35.524)	(35.524)
	<b>24.490</b>	<b>25.618</b>
<b>Circulante</b>	<b>8.131</b>	<b>9.259</b>
<b>Não circulante</b>	<b>16.359</b>	<b>16.359</b>

(\*) Incluído no total apresentado como redutora no ativo não circulante

- (1) Ação de Execução (processo nº 383/2001 - 3ª Vara de Fazenda Pública - Cuiabá) ajuizada em desfavor do Município de Cuiabá, que deu origem ao Precatório Requisitório nº 13.699/2004/TJMT. Atualmente o processo está em 15º lugar na listagem de precatórios pendentes de pagamento por parte da Fazenda Pública Municipal de Cuiabá, sendo que os 11 precatórios precedentes já se encontram integralmente provisionados (informação não revisada pelos auditores independentes). A Companhia constituiu provisão de perda da atualização reconhecida anteriormente, assim o título ficou registrado pelo seu valor original. O valor de recebíveis vencidos há mais de 360 dias (considerando a regra acima de provisão da nota 8) e não provisionados em 30 de setembro de 2015 é de R\$13.487 (R\$13.487 em 31 de dezembro de 2014), e refere-se ao valor de título precatório da Prefeitura Municipal de Cuiabá (processo nº 383/2001 - 3ª Vara de Fazenda Pública - Cuiabá).

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

	30/09/2015
Vencidos	7.233
2015	602
2016	3.251
2017	3.023
2018	3.084
2019 em diante	7.297
<b>Total</b>	<b>24.490</b>

## 8 Provisão para créditos de liquidação duvidosa

Movimentação das provisões	30/09/2015	31/12/2014
Saldo - inicial circulante - 31/12/2014 e 31/12/2013	237.123	175.895
Complemento da provisão	37.057	95.936
Recuperação de perdas	10.643	3.162
Perdas no período/exercício	(35.889)	(37.870)
<b>Saldo - final - circulante - 30/09/2015 e 31/12/2014</b>	<b>248.934</b>	<b>237.123</b>

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 resumidas:

Cientes 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;
- Parcelamento energia - faturas novadas 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 (1)	46.363	40.134
Imposto de Renda Retido na Fonte	7.248	-
Imposto de Renda - IRPJ	24.668	12.987
Contribuição Social Sobre o Lucro - CSSL	6.258	1.963
PIS e COFINS	22.852	11.292
Outros	456	456
	<b>107.845</b>	<b>66.832</b>
Circulante	63.988	23.578
Não circulante	43.857	43.254

(1) Inclui carta de crédito no montante de R\$19.924 adquirido junto ao Estado de Mato Grosso. Essa carta de crédito foi apresentada como garantia na habilitação para usufruir dos benefícios fiscais instituídos pela Lei 9.165/2009, cuja prestação de contas ocorreu em 07 de novembro de 2014 e aguarda homologação da SEFAZ-MT. Após a homologação, os créditos serão compensados com ICMS corrente.

## 10 Reajuste tarifário, revisão tarifária extraordinária e revisão tarifária periódica

### Reajuste tarifário:

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

A ANEEL, através da Resolução Homologatória n.º 1.873, de 07 de abril de 2015, aprovou o reajuste tarifário da Companhia em vigor desde 08 de abril de 2015, cujo impacto tarifário médio percebido pelos consumidores foi de uma redução de 0,38%.

### Revisão Tarifária Extraordinária:

A ANEEL, em reunião realizada em 27 de fevereiro de 2015, deliberou por conceder, a partir de 02 de março de 2015, Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) diferenciada para todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica do país. O efeito médio para os consumidores da Companhia foi de 26,8%.

A Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) aplicada tem por objetivo adequar a cobertura tarifária dos custos atuais com Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e compra de energia.

### Revisão tarifária periódica:

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 nº 1.506, de 05 de abril de 2013 com reajuste médio percebido pelos consumidores de 0,95%, aplicados desde 08 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. 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
<b>Parcela A (1)</b>		
Energia elétrica comprada para revenda	245.743	131.846
Transporte de Energia Elétrica Rede Básica	32.849	37.668
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	2.932	3.681
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	50.071	1.253
Conta Consumo de Combustível - CCC	1.957	1.078
Sobrecontratação de energia (2)	-	13.434
Encargo de serviços de sistema - ESS (3)	17.850	-
Transporte de Energia Elétrica - Itaipu Binacional	1.711	233
<b>Componentes financeiros</b>		
CUSD	-	4
Exposição de submercados	2.142	-
Outros itens financeiros	4.521	1.180
Neutralidade da parcela A	163	-
	<b>359.939</b>	<b>190.377</b>
<b>Circulante</b>	<b>78.010</b>	<b>38.409</b>
<b>Não circulante</b>	<b>281.929</b>	<b>151.968</b>

Passivos regulatórios	30/09/2015	31/12/2014
<b>Parcela A (1)</b>		
Energia elétrica comprada para revenda	59.830	-
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	36	-
Sobrecontratação de energia (2)	99.822	69.113
Encargo de serviços de sistema - ESS (3)	41.478	78.247
<b>Componentes financeiros</b>		
Outros itens financeiros	8.737	2.664
Neutralidade da parcela A	797	14.704
<b>Total</b>	<b>210.700</b>	<b>164.728</b>
<b>Circulante</b>	<b>88.923</b>	<b>11.684</b>
<b>Não circulante</b>	<b>121.777</b>	<b>153.044</b>
<b>Saldo líquido dos ativos e passivos regulatórios</b>	<b>149.239</b>	<b>25.649</b>

Efeito na demonstração do resultado	01/07/2015 à 30/09/2015	01/01/2015 à 30/09/2015
Receita operacional	58.872	114.633
Outras receitas financeiras	2.136	8.956
<b>Total - resultado</b>	<b>61.008</b>	<b>123.589</b>

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

## 12 Outros créditos

	30/09/2015	31/12/2014
Subvenção Baixa Renda (1)	5.532	6.543
Subvenção CDE - Desconto Tarifário (2)	135.777	90.092
Banco Daycoval (3)	102.985	102.985
(-) Provisão para perdas (3)	(102.985)	(102.985)
Outros créditos a Receber - CELPA - em "Recuperação Judicial" (4)	21.547	21.547
(-) Ajuste a Valor presente - CELPA (4)	(7.286)	(8.356)
ICMS - Aquisição de crédito terceiros (5)	11.246	11.246
Aquisição de combustível para conta CCC	30.763	12.663
Ordens de serviço em curso - PEE e P&D	31.306	25.617
Ordens de serviço em curso - Outros	6.939	4.276
Sub-rogação CCC (6)	37.299	42.857
Adiantamentos a fornecedores	8.088	7.025
Créditos a receber de terc-alienação de bens e direitos	11.681	8.099
Bloqueio Judicial	221	658
Outros	1.655	895
<b>Total</b>	<b>294.768</b>	<b>223.162</b>
<b>Circulante</b>	<b>243.779</b>	<b>169.371</b>
<b>Não circulante</b>	<b>50.989</b>	<b>53.791</b>

- (1) **Subvenção à Baixa Renda:** 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.

	30/09/2015	31/12/2014
Saldo - inicial circulante - 31/12/2014 e 31/12/2013	6.543	5.831
Subvenção Baixa Renda	23.428	37.855
Ressarcimento pela Eletrobrás	(24.439)	(37.143)
<b>(1) Saldo - final - circulante - 30/09/2015 e 31/12/2014</b>	<b>5.532</b>	<b>6.543</b>

- (2) **Subvenção CDE:** 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.

	30/09/2015	31/12/2014
Desconto tarifário subvenção Irrigante e Rural	449.687	299.196
Ressarcimento pela Eletrobrás	(317.106)	(209.104)
Atualização financeira	3.196	-
<b>(2) Saldo - final - circulante - 30/09/2015 e 31/12/2014</b>	<b>135.777</b>	<b>90.092</b>
<b>Total Subvenções Eletrobrás (1) + (2)</b>	<b>141.309</b>	<b>96.635</b>

- (3) Refere-se à transferência de valor efetuado pelo Banco Daycoval S.A. para a conta corrente da acionista Rede Energia S.A. - "em Recuperação Judicial", em 28 de fevereiro de 2012, para quitação de dívidas vencidas desta acionista por antecipação, conforme justificativa da Instituição Financeira. A Administração da Companhia considera essa transferência indevida e ajuizou medida judicial para a recuperação desse valor, que, atualmente, tramita perante o Juízo da Segunda Vara Especializada em Direito Bancário de Cuiabá (Proc. 24768-64.2012.811.0041 - Numeração antiga 1.461/2012 - Código 771688). A ação foi julgada improcedente em 13 de dezembro de 2013, contra o que a Companhia apresentou recurso de apelação, em 04 de fevereiro de 2014. Os autos foram distribuídos ao Desembargador Relator, com o qual se encontram desde 04 de junho de 2014. A Companhia, por meio de seus assessores jurídicos, está acompanhando o andamento do processo.

- (4) Crédito a receber da Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA - em "Recuperação Judicial", oriundo de transações entre partes relacionadas. Os créditos intra-grupo foram parcialmente assumidos pela Rede Power do Brasil S.A., até onde se compensavam, que quitou perante as Partes Relacionadas a parcela do crédito assumido. Do saldo total de R\$68.813 que a Companhia tem direito, cerca de 69% (R\$47.266) foram assumidas pela Rede Power do Brasil S.A. e o restante será pago em parcelas semestrais a partir do último dia do mês de setembro de 2019, com conclusão em setembro de 2034. A Companhia mantém ajuste a valor presente a receber no valor de R\$7.286 (R\$ 8.356 em 31 de dezembro de 2014).

- (5) Créditos de ICMS adquiridos de gerador de energia elétrica, titular de Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH's), localizadas no Estado de Mato Grosso. Referidos créditos foram habilitados e registrados pela Companhia no sítio da Secretaria de Fazenda do Estado de Mato Grosso, por meio de Pedido de Habilitação de Crédito, conforme procedimento disposto pela Secretaria. Posteriormente à habilitação e registro dos créditos, o Fisco Estadual notificou o gerador, e solidariamente a Companhia, questionando a validade do procedimento de habilitação dos créditos. Diante da notificação, a Companhia suspendeu o aproveitamento dos créditos até julgamento final dos recursos interpostos pelo gerador. O Ativo está vinculado a uma obrigação com o gerador que será exigida após a efetiva compensação dos créditos, desde que possível.
- (6) Sub-rogação CCC: Em conformidade com as disposições da Resolução ANEEL nº 784, de 24 de dezembro de 2002, e Resolução Autorizativa - ANEEL nº 81, de 09 de março de 2004, a Companhia foi enquadrada na sub-rogação do direito de uso da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC, devido à implantação de projetos elétricos que proporcionaram a redução do dispêndio da CCC, que contribui para a modicidade das tarifas aos consumidores finais. Para fins de cálculo do benefício, foram aprovados os seguintes projetos com saldos a receber em aberto:
- Sistema de Transmissão Juruena, com projeto e subsídio aprovado no montante de R\$40.310, acrescido de ajuste de R\$3.549, por meio da Resolução Autorizativa nº 1.371 de 20 de maio de 2008. Foi recebido em 2011 o montante de R\$6.558, R\$10.649 em 2012, R\$6.765 em 2013, R\$8.069 em 2014 e R\$3.234 até 30 de setembro de 2015, totalizando R\$35.275;
  - Sistema de Transmissão Sapezal / Comodoro, energizado em 31 de outubro de 2013, com projeto e subsídio aprovado no montante de R\$32.254, por meio da Resolução Autorizativa nº 1.877 de 07 de abril de 2009. Foi recebido R\$1.215 em 2014 e R\$2.324 até 30 de setembro de 2015, totalizando R\$3.539.

O Despacho ANEEL nº 4.722, de 18 de dezembro de 2009, para aplicação nas publicações do exercício de 2009, trata nos itens 53 e 54, a respeito da contabilização do subsídio recebido pela concessionária, oriundo do fundo da CCC em virtude de obras que visam à desativação de usinas térmicas e consequente redução de óleo diesel no processo de geração de energia em nosso país.

O mencionado despacho determina que todos os valores já recebidos ou aprovados sejam registrados no grupo de contas "223 - Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica". Dentro desse grupo é feita a segregação dos valores já efetivamente recebidos e dos valores pendentes de recebimento que já foram aprovados pelo órgão regulador.

A Companhia tem registrado os valores referentes a esse subsídio da seguinte forma:

Obra	Status	Valor aplicado	Valor sub-rogado	Recebido	A receber	
					30/09/2015	31/12/2014
Sistema de Transmissão Juruena	em serviço	52.135	43.859	35.275	8.584	11.818
Sistema de Transmissão Sapezal / Comodoro	em serviço	45.166	32.254	3.539	28.715	31.039
<b>Total</b>		<b>97.301</b>	<b>76.113</b>	<b>38.814</b>	<b>37.299</b>	<b>42.857</b>
<b>Circulante (Principal)</b>					<b>10.692</b>	<b>12.386</b>
Circulante (Variação IGP-M)					1.124	1.118
<b>Total do Circulante</b>					<b>11.816</b>	<b>13.504</b>
<b>Não Circulante (Principal)</b>					<b>23.058</b>	<b>26.922</b>
Não Circulante (Variação IGP-M)					2.425	2.431
<b>Total do Não circulante</b>					<b>25.483</b>	<b>29.353</b>

### 13 Transações com partes relacionadas

A Companhia é controlada pela REDE ENERGIA S/A (57,67% do capital total), que por sua vez detém o controle acionário da Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A (EMS), 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 Parapanema S/A (EDEV), Empresa Elétrica Bragantina S/A (EEB), Multi Energisa Serviços S.A (Multi Energisa), Companhia Técnica e Comercialização de Energia S/A (REDECOM), Vale do Vacaria Açúcar e Álcool S/A, Companhia Geral e QMRA Participações S/A e Rede Power do Brasil S/A (REDE POWER) que também possui 36,83% de participação no capital social.

A Rede Energia é controlada pela Empresa de Eletricidade Vale Parapanema S/A (EEVP) (68,27%) que por sua vez é controlada pela Denerge (99,99%). Desde de 11 de abril de 2014 a Denerge é controlada pela Energisa (49,28%), BBPM (39,89%) e QMJ (10,81%). A BBPM passou a ser controlada pela Energisa (89,61%) e QMJ com

10,38%. A Energisa controla a JQMJ (99,99%). Energisa S/A possui 15,02% e Denerge 11,79% da Rede Energia.

Transações efetuadas durante o período pela Companhia:

Relacionamento	Trimestre findo em:		Período findo em:		
	30/09/2015	30/09/2014	30/09/2015	30/09/2014	
<b>Transações de mútuos:</b>					
Receitas financeiras	-	-	-	5.459	
<b>Receita de uso da rede elétrica (1):</b>					
Energisa Mato Grosso do Sul S.A.	Grupo Econômico	358	494	1.013	1.337
<b>Custo na compra de energia elétrica (1):</b>					
Tangará Energia S.A.	Grupo Econômico	-	(22.973)	-	(54.270)
<b>Custo na prestação de serviços (2):</b>					
Energisa Soluções S.A.	Grupo Econômico	(495)	-	(3.471)	-
Energisa Soluções e Construções S.A.	Grupo Econômico	(3.372)	-	(3.549)	-

Conforme disposto no artigo 2º da resolução autorizativa da ANEEL n.º 4.463/2013, a Energisa tinha que comprovar, em até 60 (sessenta) dias após a transferência do controle societário, o aporte dos recursos previstos no plano aprovado para recuperação e correção das falhas e transgressões que ensejaram a intervenção. O aporte incluiu a quitação dos mútuos entre todas as empresas do Grupo Rede Energia.

Relacionamento		30/09/2015	31/12/2014
<b>SALDOS ATIVOS</b>			
<b>Circulante</b>			
Consumidores e concessionárias:			
Energisa Mato Grosso do Sul S.A.	Grupo Econômico	42	36
<b>Total</b>		<b>42</b>	<b>36</b>

Relacionamento		30/09/2015	31/12/2014
<b>SALDOS PASSIVOS</b>			
<b>Circulante</b>			
Fornecedores (1):			
Tangará Energia S.A.		-	9.468
Energisa Soluções S.A.	Grupo Econômico	-	358
Energisa Soluções e Construções S.A.	Grupo Econômico	1.056	-
Empréstimos e financiamentos (3):			
Eletrobrás (3)	Acionista não controlador	315.311	347.519
<b>Total</b>		<b>316.367</b>	<b>357.345</b>

### (1) Contratos de compra e venda de energia elétrica

A Companhia possui contratos de compra e venda de energia com empresas relacionadas nos termos de CCVE - Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica, CCEAR - Contratos de Comercialização no Ambiente Regulado, CCD - Contratos de Conexão ao Sistema de Distribuição e CUSD - Contratos de Uso do Sistema de Distribuição.

### (2) Contrato de prestação de serviços

As transações com as empresas ligadas referem-se a serviços de manutenção de linhas, subestações, engenharia e de projetos, estão suportados por contratos que foram homologados pela ANEEL.

### (3) Contratos de empréstimos e financiamentos

A Companhia possui contratos de empréstimos e financiamentos firmado com acionista não controlador (Eletrobrás) referente basicamente à repasses do Programa Luz para Todos. O detalhamento das taxas de juros e garantias, vide nota explicativa nº 19.

### Remuneração dos Administradores

No período findo em 30 de setembro de 2015, a remuneração dos membros do Conselho de Administração foi de R\$180 (R\$55 em 30 de setembro de 2014) e da Diretoria foi de R\$2.548 (R\$1.228 em 30 de setembro de 2014). Além da remuneração, a Companhia é patrocinadora dos benefícios da previdência privada, seguro saúde e seguro de vida para seus diretores, sendo a despesa no montante de R\$157 (R\$77 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 em setembro de 2014), respectivamente. A remuneração média no 3º trimestre de 2015 foi de R\$9 (R\$9 em 2014).

Na AGE de 29 de abril de 2015, foi aprovado o limite global da remuneração anual dos administradores para o exercício de 2015 no montante de R\$6.928 (R\$6.928 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
<b>Ativo</b>		
Diferenças temporárias:		
Imposto de renda	207.120	184.694
Contribuição social sobre o lucro líquido	89.831	81.724
<b>Total</b>	<b>296.951</b>	<b>266.418</b>
<b>Passivo</b>		
Diferenças temporárias:		
Imposto de renda	(118.194)	(84.306)
Contribuição social	(42.540)	(30.340)
<b>Total</b>	<b>(160.734)</b>	<b>(114.646)</b>
<b>Total líquido - ativo não circulante</b>	<b>136.217</b>	<b>151.772</b>

As diferenças temporárias são como se segue:

	30/09/2015		31/12/2014	
	base de cálculo	IRPJ + CSSL	base de cálculo	IRPJ + CSSL
<b>Ativo</b>				
Prejuízos fiscais	92.103	23.026	-	-
Base negativa da CSLL	261.744	23.557	169.269	15.234
Provisões para riscos	163.675	55.649	208.975	71.051
Provisão para crédito (PCLD, incorporação e precatório)	395.342	134.417	386.587	131.439
Outras provisões (PEE; P&D; honorários e outras)	119.006	40.462	105.330	35.812
Outras adições (exclusões) temporárias	60.497	20.569	28.070	9.544
Ativos Regulatórios - CVA's	(149.239)	(50.741)	(25.649)	(8.721)
IRPJ e CSSL sobre a parcela do VNR do contas a receber da concessão e atualizações	(116.280)	(39.535)	(73.812)	(25.096)
Encargos sobre reserva de reavaliação	(209.373)	(71.187)	(227.915)	(77.491)
<b>Totais - ativo não circulante</b>	<b>617.475</b>	<b>136.217</b>	<b>570.855</b>	<b>151.772</b>



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	Realização dos Créditos (*)
2015	6.655
2016	28.321
2017	26.447
2018	22.089
2019	22.089
2020	22.089
2021 a 2024	79.714
<b>Total</b>	<b>207.404</b>

(\*) Não considera a realização dos encargos da reserva de reavaliação.

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:

Reconciliação para taxa efetiva	30/09/2015		30/09/2014	
	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
Resultado antes dos tributos sobre o lucro	45.007	45.007	4.002	4.002
Adições (exclusões) permanentes				
Despesas indedutíveis	840	468	10.504	10.504
Multas indedutíveis	-	-	623	623
Doações	-	-	46	46
Outras	-	-	279	279
<b>Subtotal</b>	<b>840</b>	<b>468</b>	<b>11.452</b>	<b>11.452</b>
Base de cálculo dos impostos	45.847	45.475	15.454	15.454
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
<b>Saldo apurado</b>	<b>(11.462)</b>	<b>(4.093)</b>	<b>(3.863)</b>	<b>(1.391)</b>
Créditos sobre incentivos fiscais (PAT/doações dedutíveis)	-	-	327	-
Receita (despesa) com impostos	(11.462)	(4.093)	(3.536)	(1.391)
Alíquota efetiva	25,47%	9,09%	88,36%	34,76%

A Companhia possui redução do imposto de renda e adicionais. Em dezembro de 2014 obteve aprovação do Ministério da Integração Nacional do seu pedido de benefício fiscal de 75% para o período de 01 de janeiro de 2014 a 31 de dezembro de 2023 e o deferimento de seu pedido junto à Receita Federal - Despacho Decisório nº 325/2015 - DRF/CBA, de 02 de fevereiro de 2015, consiste na redução de até 75% do Imposto de Renda calculado sobre o lucro de exploração. No período findo em 30 de setembro de 2015, a Companhia não apurou base de cálculo de 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.

Em abril de 2013, a Companhia concluiu o 3º Ciclo de revisão tarifária periódica (3CRTP), e o valor estimado de indenização foi ajustado com base no laudo utilizado para determinação da base de remuneração regulatória até 2018.

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

Movimentação	30/09/2015	31/12/2014
Ativo financeiro custo corrigido - 31/12/2014 e 31/12/2013	878.868	737.080
Adições no período/exercício (*)	99.376	123.628
Baixas no período/exercício	(3.256)	(6.198)
Subtotal	974.988	854.510
Atualização contas a receber da concessão - VNR	42.468	24.358
Ativo financeiro custo corrigido -30/09/2015 e 31/12/2014	<u>1.017.456</u>	<u>878.868</u>

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

## 16 Investimentos

A Companhia mantém ativos não inclusos na base de remuneração tarifária, destinados à locação conforme abaixo:

Movimentação	30/09/2015	31/12/2014
Edificações, obras civis e benfeitorias	1.465	1.577
Terrenos	1.385	1.384
Outros investimentos	-	139
Depreciação acumulada	(147)	(250)
	<u>2.703</u>	<u>2.850</u>

## 17 Intangível e Imobilizado

	30/09/2015	31/12/2014
Imobilizado	9.663	13.780
Intangível - contrato de concessão	1.737.188	1.650.965
Total	<u>1.746.851</u>	<u>1.664.745</u>

## 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.

	Saldo 31/12/2014	Adições(*)	Baixas (**)	Amortização	Transferências	Saldo 30/09/2015
<b>Intangível:</b>						
<b>Em serviço:</b>						
Geração	9.042	-	(192)	-	-	8.850
Distribuição	3.318.679	-	(32.638)	-	128.872	3.414.913
Comercialização	5.079	-	-	-	(3.627)	1.452
Administração	84.033	-	(1.032)	-	30.978	113.979
<b>Subtotal em serviço</b>	<b>3.416.833</b>	<b>-</b>	<b>(33.862)</b>	<b>-</b>	<b>156.223</b>	<b>3.539.194</b>
<b>(-) Amortização</b>						
Geração	(5.231)	-	147	(297)	-	(5.381)
Distribuição	(1.381.349)	-	18.059	(125.675)	(2.678)	(1.491.643)
Comercialização	(3.903)	-	-	(54)	2.678	(1.279)
Administração	(49.852)	-	753	(6.716)	-	(55.815)
<b>Subtotal amortização</b>	<b>(1.440.335)</b>	<b>-</b>	<b>18.959</b>	<b>(132.742)</b>	<b>-</b>	<b>(1.554.118)</b>
<b>Em Curso:</b>						
Geração	394	1.311	-	-	-	1.705
Distribuição	423.395	290.001	(100.470)	-	(125.191)	487.735
Comercialização	-	128	(74)	-	(54)	-
Administração	4.844	44.184	(1.053)	-	(30.978)	16.997
<b>Subtotal em curso</b>	<b>428.633</b>	<b>335.624</b>	<b>(101.597)</b>	<b>-</b>	<b>(156.223)</b>	<b>506.437</b>
<b>Total - Intangível</b>	<b>2.405.131</b>	<b>335.624</b>	<b>(116.500)</b>	<b>(132.742)</b>	<b>-</b>	<b>2.491.513</b>
<b>(-) Obrigações vinculadas à concessão do serviço público</b>						
Em Serviço	(866.335)	(17.145)	-	-	(4.979)	(888.459)
Amortização	227.417	-	-	34.917	-	262.334
Em curso	(115.248)	(20.152)	2.221	-	4.979	(128.200)
<b>Total Obrigações vinculadas à concessão do serviço público</b>	<b>(754.166)</b>	<b>(37.297)</b>	<b>2.221</b>	<b>34.917</b>	<b>-</b>	<b>(754.325)</b>
<b>(+) Imobilizado</b>						
Em Serviço	38.658	-	-	-	-	38.658
Amortização	(24.878)	-	-	(4.117)	-	(28.995)
<b>Total - Imobilizado</b>	<b>13.780</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(4.117)</b>	<b>-</b>	<b>9.663</b>
<b>Total Geral</b>	<b>1.664.745</b>	<b>298.327</b>	<b>(114.279)</b>	<b>(101.942)</b>	<b>-</b>	<b>1.746.851</b>

(\*) As adições totalizaram no período R\$298.327, sendo R\$333.397 referentes às adições de obras em curso, R\$2.227 referentes à movimentação de material em estoque, R\$(17.145) referentes à violação de metas nas obrigações especiais em serviço e R\$(20.152) referentes às adições em curso, de obrigações especiais.

(\*\*) As baixas totalizaram no período R\$114.279, sendo R\$99.376 transferido para o ativo financeiro (bifurcação) e R\$14.903 referentes às baixas operacionais realizadas no período.

A infraestrutura utilizada pela Companhia nas suas operações é vinculada ao serviço público de geração, transmissão, distribuição, inclusive comercialização de energia elétrica, não podendo ser retirada, alienada, cedidas ou dada em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 20/99, regulamenta a desvinculação da infraestrutura das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para sua desvinculação, quando 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 está sendo efetuada pelo prazo da concessão com base nos benefícios econômicos gerados anualmente. A taxa média ponderada de amortização utilizada foi de 4,04% (3,95% em 31 de dezembro de 2014).

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

Obrigações vinculadas à concessão:	30/09/2015	31/12/2014
Contribuições do consumidor (1)	219.453	219.857
Participação da União - recursos CDE (2)	19.865	19.554
Participação do Governo do Estado (2)	9.193	8.643
Participação dos Municípios	4.469	4.461
Doações e subv. destinadas a invest. do serv. concedido	493.627	481.063
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	448	441
Universalização do serviço público de energia elétrica	428.690	420.893
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	49.819	36.091
Outros	106.735	87.672
( - ) Amortização acumulada	(262.334)	(227.417)
<b>Total</b>	<b>1.069.965</b>	<b>1.051.258</b>
<b>Alocação:</b>		
Contas a receber da concessão	315.640	297.092
Infraestrutura - Intangível em serviço	626.125	638.918
Infraestrutura - Intangível em curso	78.381	79.157
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	49.819	36.091
<b>Total</b>	<b>1.069.965</b>	<b>1.051.258</b>

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

(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.

### Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente

A ANEEL, através da REN nº 463 de 22 de novembro de 2011, determinou que os valores provenientes do faturamento de multas por ultrapassagem de demanda e consumo de energia reativa excedente, a partir do 3º ciclo de revisões tarifárias, passem a ser contabilizadas como Obrigações especiais. Anteriormente ao 3º ciclo esses valores eram contabilizados como receita operacional. A Companhia passou pelo 3º ciclo de revisão tarifária em 08 de abril de 2013 e, a partir dessa data, o faturamento das ultrapassagens de demanda passou a ser contabilizado na rubrica Obrigações especiais. Em 30 de setembro de 2015, o montante contabilizado naquela rubrica é de R\$49.819 (R\$36.091 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.

### Reavaliação Espontânea

A Companhia procedeu em 2005 a uma nova avaliação dos bens reavaliados em 2001, como forma de dar continuidade à prática contábil estabelecida para os bens do imobilizado.

A reavaliação abrangeu as usinas hidrelétricas, usinas térmicas, linhas e redes de transmissão, linhas e redes de distribuição, subestações e equipamentos em geral.

A Assembleia Geral Extraordinária realizada em 29 de julho de 2005 aprovou a nomeação de empresas especializadas e o respectivo Laudo de Avaliação apresentado pelas empresas, no qual constam os novos valores dos bens do imobilizado na data-base de 31 de maio de 2005, conforme detalhado a seguir:

	Laudo de avaliação	Valor residual	Incremento (redução)
Geração	183.051	112.947	70.104
Transmissão	1.795	2.677	(882)
Distribuição	1.208.244	815.424	392.820
Administração	43.444	37.265	6.179
<b>Total</b>	<b>1.436.534</b>	<b>968.313</b>	<b>468.221</b>
Impostos diferidos			(156.358)
Reavaliação anterior			150.728
Realização da reserva de reavaliação líquida de impostos diferidos (depreciação/baixas/reversão)			(324.405)
Reserva de reavaliação própria registrada no patrimônio líquido em 30/09/2015			<b>138.186</b>

O efeito da realização da reavaliação no resultado no período findo em 30 de setembro de 2015, oriundo das amortizações, baixas e alienações, foi de R\$12.241 (R\$12.403 em 30 de setembro de 2014), líquido dos efeitos tributários.

### Teste de recuperabilidade econômica

Por ocasião do encerramento das demonstrações financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014, a Companhia procedeu ao teste de recuperabilidade econômica dos ativos intangível e financeiro dos contratos de concessão de acordo com o CPC 01 - R1 (Redução ao valor recuperável de ativos). O ativo intangível foi testado com base no seu valor em uso, utilizando o modelo de fluxo de caixa para o período de vigência da concessão. O ativo financeiro, resultante da adoção do OCPC 05 - Contratos de Concessão, teve como principal parâmetro a base de remuneração da última revisão tarifária ajustada. Durante o período findo em 30 de setembro de 2015, não ocorreu nenhum evento relevante que requeresse a revisão do referido teste. Para as projeções do modelo de fluxo de caixa, utilizou-se as seguintes principais premissas:

- Relação histórica entre o crescimento da energia vendida (MWh) e o da economia, dado pelo PIB;
- Para o cenário econômico futuro e variáveis macroeconômicas, utilizou-se estudos desenvolvidos por meio de modelos econométricos e outros dados de mercado disponíveis;
- Os fluxos de caixa foram trazidos a valor presente por meio de uma taxa média, representativa do custo médio ponderado de capital.

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

## 18 Fornecedores

	30/09/2015	31/12/2014
Suprimento:		
Contratos Bilaterais (1)	605.466	477.458
Uso da rede básica (1)	-	3.436
CCEE	20.369	-
Energia livre	7.860	7.860
Combustível (2)	135	665
Materiais e serviços e outros (3)	54.088	49.739
<b>Total</b>	<b>687.918</b>	<b>539.158</b>
Circulante	346.532	188.018
Não Circulante	341.386	351.140

- (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. Do montante, R\$351.140 (R\$351.140 em 31 de dezembro de 2014) representa parcelamento dos débitos com Eletrobrás referente ao repasse Itaipu, consolidado em agosto de 2014 em 60 parcelas, com taxa de juros de 115% do CDI, sendo nas 24 primeiras amortizado apenas os juros remuneratórios incidentes sobre o principal e nas 36 parcelas finais será amortizado o principal.

Movimentação ELB repasse Itaipú	30/09/2015
Parcelamento	351.140
Juros	37.214
Amortização	(37.214)
<b>Total</b>	<b>351.140</b>
Circulante	9.754
Não Circulante	341.386

- (2) Refere-se à aquisição de combustível da CCC - Conta de Consumo de Combustível, para as Usinas Térmicas da Guariba, Paranorte e Rondolândia.
- (3) 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.

## 19 Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

Operações	Encargos da dívida	Principal		Total	
		Circulante	Não Circulante	30/09/2015	31/12/2014
ELETROBRAS - 4º Tranche - ECF 235/2008	-	6.609	25.887	32.496	37.453
ELETROBRAS - IRD - ECF 991/96	1	48	291	340	380
ELETROBRAS - 1º Tranche - ECFS 029/2004	-	3.164	-	3.164	6.011
ELETROBRAS - 2º Tranche - ECF 139/2006	-	7.634	11.451	19.085	24.811
ELETROBRAS - 3º Tranche - ECF 189/2007	-	5.373	16.566	21.939	25.968
ELETROBRAS - 2º Tranche - ECF 2600/2006	-	10.297	24.884	35.181	42.903
ELETROBRAS - 5º Tranche - ECF 0276/2009	-	9.182	49.737	58.919	65.806
ELETROBRAS - ECF 3162/2014	-	-	144.187	144.187	144.187
FIBRA/BTG	-	-	-	-	7.971
FIDC	2.532	-	351.415	353.947	353.871
JP MORGAN	30	14.857	9.905	24.792	35.960
SAFRA - Finame	-	46	-	46	107
SANTANDER	314	2.667	29.333	32.314	32.270
<b>Total em moeda nacional</b>	<b>2.877</b>	<b>59.877</b>	<b>663.656</b>	<b>726.410</b>	<b>777.698</b>
MERRILL LYNCH	30	14.447	9.631	24.108	23.371
<b>Total em moeda Estrangeira</b>	<b>30</b>	<b>14.447</b>	<b>9.631</b>	<b>24.108</b>	<b>23.371</b>
<b>Total</b>	<b>2.907</b>	<b>74.324</b>	<b>673.287</b>	<b>750.518</b>	<b>801.069</b>

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.

Os contratos de empréstimos 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.

A Companhia possui Covenants para o contrato JP Morgan. Essa garantia é estruturada a partir de indicadores estabelecidos pelo controlador final (Energisa S.A.). Em 30 de setembro os índices foram cumpridos.

## Condições contratuais dos empréstimos e financiamentos em 30 de setembro de 2015:

Operação	Vencimento	Características da Operação			Custo da Dívida		
		Periodicidade Amortização	Garantias Reais	Prazo Médio meses	Indexador	Taxa de Juros a.a.	TIR (Taxa efetiva de juros)
ELETROBRAS - 4º Tranche - ECF 235/2008	30/08/2020	Mensal	Recebíveis	145	PRÉ	6,00%	4,50%
ELETROBRAS - IRD - ECF 991/96	15/08/2022	Trimestral	Livre de Garantias	313	PRÉ	8,00%	6,00%
ELETROBRAS - 1º Tranche - ECFS 029/2004	30/07/2016	Mensal	Recebíveis	146	PRÉ	6,00%	4,50%
ELETROBRAS - 2º Tranche - ECF 139/2006	30/03/2018	Mensal	Recebíveis	144	PRÉ	6,00%	4,50%
ELETROBRAS - 3º Tranche - ECF 189/2007	30/10/2019	Mensal	Recebíveis	145	PRÉ	6,00%	4,50%
ELETROBRAS - 2º Tranche - ECF 2600/2006	28/02/2019	Mensal	Recebíveis	146	PRÉ	7,00%	5,25%
ELETROBRAS - 5º Tranche - ECF 0276/2009	28/02/2022	Mensal	Recebíveis	143	PRÉ	6,00%	4,50%
ELETROBRAS - RENEG. ECF 3162/2014	29/11/2019	Mensal	Recebíveis	60	SELIC	0,00%	9,63%
FIBRA/BTG	11/08/2015	Mensal	Cessão Subrogação CCC Proj Comodoro+Aval	60	CDI	4,43%	12,87%
FIDC	01/11/2034	Mensal	Recebíveis	240	TR	7,00%	6,50%
JP MORGAN	26/05/2017	Mensal	Recebíveis	53	CDI	2,00%	11,05%
SAFRA - Finame	15/04/2016	Mensal	Livre de Garantias	59	URTJLP	3,90 a 6,50%	9,43 a 11,38%
SANTANDER	06/06/2019	Mensal	Recebíveis + Aval	60	CDI	2,28%	11,26%
MERRILL LYNCH (*)	04/05/2017	Mensal	Fiança	32	LIBOR	1,50%	1,41%

(\*) Possui swap.

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%
TR	1,25%	0,86%
LIBOR	0,28%	0,16%

Em 30 de setembro de 2015, os empréstimos de longo prazo têm seus vencimentos assim programados:

	30/09/2015
2016	27.639
2017	109.179
2018	91.244
2019	69.376
2020	13.637
Após 2020	362.212
<b>Total</b>	<b>673.287</b>



Seguem as movimentações ocorridas no período/exercício:

Descrição	30/09/2015	31/12/2014
Saldo em 31/12/2014 e 31/12/2013	801.069	957.988
Novos empréstimos e financiamentos obtidos	-	378.246
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e cambial	62.446	79.703
Pagamento de principal	(59.721)	(535.957)
Pagamento de juros	(53.276)	(78.911)
Saldo em 30/09/2015 e 31/12/2014	<u>750.518</u>	<u>801.069</u>
Circulante	77.231	78.321
Não circulante	673.287	722.748

## 20 Debêntures (não conversíveis em ações)

Principais características das debêntures:

Descrição	2ª Emissão	5ª Emissão
Tipo de emissão	Pública	Pública
Data de emissão	15/04/2010	15/05/2014
Data de vencimento	15/05/2017	17/05/2021
Garantia	Flutuante	Flutuante
Rendimentos	1ª Serie CDI + 2,75% a.a - 2ª a 13ª Séries IPCA + 9,15%	CDI + 2,28%
TIR (taxa efetiva de juros)	1ª Serie 13,6% a.a - 2ª a 13ª Séries 15,7%	13,08%
Quantidade de títulos	250	45000
Valor na data de emissão	1.000.000	10.000
Títulos em circulação	250	45000
Carência de Juros	6 meses	6 meses
Data de repactuação	01/08/2012	-
Amortizações/parcelas	Mensal 250.000.000	Mensal após a carência 450.000.000

	2ª Emissão	5ª Emissão	Total
Saldos em 30/09/2015 (1)	-	473.836	473.836
Circulante	-	55.889	55.889
Não circulante	-	417.947	417.947
Saldos em 31/12/2014 (1)	40.430	453.622	494.052
Circulante	40.430	6.315	46.745
Não circulante	-	447.307	447.307

(1) Inclui R\$2.933 (R\$3.647 em 31 de dezembro de 2014) referente a custos de captação incorridos na contratação.

As debêntures possuem cláusulas restritivas que em geral, requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas. Em 30 de setembro de 2015, as exigências contratuais foram cumpridas.

Em 30 de setembro de 2015, as debêntures classificadas no não circulante têm seus vencimentos assim programados:

	30/09/2015
2016	22.337
2017	89.466
2018	89.647
2019	89.825
2020	90.012
após 2020	36.660
<b>Total</b>	<u><u>417.947</u></u>

Seguem as movimentações ocorridas nos períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014:

Descrição	30/09/2015	31/12/2014
Saldos em 31/12/2014 e 31/12/2013	494.052	287.777
Novas emissões de debêntures- 5ª emissão	-	450.000
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e cambial	52.797	67.524
Pagamento de principal	(40.190)	(257.072)
Pagamento de juros	(32.823)	(54.177)
Saldos em 30/09/2015 e 31/12/2014	<u>473.836</u>	<u>494.052</u>
Circulante	55.889	46.745
Não circulante	417.947	447.307

## 21 Financiamento por arrendamento mercantil

Operações	Total	
	30/09/2015	31/12/2014
HP - 04365ER14V6	-	27
Total em moeda nacional	-	27
CESSNA FINANCE (1)	49.122	35.898
Total em moeda Estrangeira	<u>49.122</u>	<u>35.898</u>
Total	<u>49.122</u>	<u>35.925</u>
Circulante	6.470	4.142
Não Circulante	42.652	31.783

(1) Contratos com incidência de Caução no montante de R\$12.200 em 30 de setembro de 2015 (R\$8.141 em 31 de dezembro de 2014), contabilizado na rubrica Cauções e Depósitos Vinculados.

A Companhia possui aeronave no montante de R\$9.442 (R\$13.531 em 31 de dezembro de 2014), líquido de depreciação, registrados no ativo imobilizado, adquiridos através de contrato de arrendamento mercantil, que possui cláusulas de opção de compra, com prazo de duração de 10 anos e taxas de juros conforme abaixo:

Condições contratuais do arrendamento mercantil em 30 de setembro de 2015:

Operação	Vencimento	Características da Operação			Custo da Dívida		
		Periodicidade Amortização	Garantias Reais	Prazo Médio meses	Indexador	Taxa de Juros a.a.	TIR(Taxa efetiva de juros)
CESSNA FINANCE	29/09/2020	Trimestral	Depósito Caução	120	PRÉ	6,75%	5,06%

Durante o período findo em 30 de setembro de 2015, a Companhia em atendimento ao CPC-06 (R1) (Operação de Arrendamento Mercantil), reconheceu os montantes de R\$4.089 (R\$4.089 em 30 de setembro de 2014), como despesa de depreciação e de R\$2.141 (R\$1.709 em 30 de setembro de 2014) como despesa financeira referente aos encargos dos contratos. O saldo residual do ativo em 30 de setembro de 2015 é R\$9.442 (R\$13.531 em 31 de dezembro de 2014).

A liquidação dos contratos em moeda estrangeira no montante de R\$49.122 (R\$35.898 em 31 de dezembro de 2014), será finalizada em 29 de setembro de 2020.

Em 30 de setembro de 2015 os contratos classificados no não circulante, têm seus vencimentos assim programados:

	30/09/2015
2016	1.684
2017	7.025
2018	7.511
2019	8.032
2020	18.400
<b>Total</b>	<b>42.652</b>

Seguem as movimentações ocorridas nos períodos findos em 30 de setembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014:

Descrição	30/09/2015	31/12/2014
Saldo em 31/12/2014 e 31/12/2013	35.925	35.149
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e cambial	19.494	6.696
Pagamento de principal	(4.005)	(3.573)
Pagamento de juros	(2.292)	(2.347)
Saldo em 30/09/2015 e 31/12/2014	49.122	35.925
<b>Circulante</b>	<b>6.470</b>	<b>4.142</b>
<b>Não circulante</b>	<b>42.652</b>	<b>31.783</b>

## 22 Tributos e Contribuições Sociais

### 22.1. Impostos e contribuições sociais correntes

	30/09/2015	31/12/2014
ICMS	105.458	63.507
Encargos sociais	3.383	3.702
PIS / COFINS	38.876	10.299
IRPJ/CSLL	-	10.531
IRRF	696	696
Outros	1.981	2.144
<b>Total I</b>	<b>150.394</b>	<b>90.879</b>
<b>Circulante</b>	<b>149.770</b>	<b>90.879</b>
<b>Não Circulante</b>	<b>624</b>	<b>-</b>

### 22.2. Parcelamentos de impostos

	30/09/2015	31/12/2014
ICMS (1)	3.661	5.681
ICMS	-	218
<b>Total II</b>	<b>3.661</b>	<b>5.899</b>
<b>Circulante</b>	<b>3.661</b>	<b>3.534</b>
<b>Não circulante</b>	<b>-</b>	<b>2.365</b>
<b>Total Geral - Circulante</b>	<b>153.431</b>	<b>94.413</b>
<b>Total Geral - Não Circulante</b>	<b>624</b>	<b>2.365</b>

- (1) Em setembro de 2013, a Companhia consolidou junto a Secretaria de Fazenda - SEFAZ, parcelamento de ICMS sobre a demanda contratada de energia elétrica, conforme Processo 597481-2013 em 36 parcelas mensais e consecutivas. O valor de cada parcela será atualizada pelo IGP-DI, sendo a primeira parcela paga em 13 de setembro de 2013 e a última será paga em agosto de 2016.

Segue a movimentação dos parcelamentos:

ICMS	30/09/2015	31/12/2014
Saldo inicial em 31/12/2014 e 31/12/2013	5.899	8.090
Novo Parcelamento	-	734
Juros	567	668
Amortização	(2.805)	(3.593)
Saldo em 30/09/2015 e 31/12/2014	<u>3.661</u>	<u>5.899</u>

## 23 Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais

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

	Saldo inicial 31/12/2014	Provisões constituídas	Reversões de provisões	Atualização	Saldo final 30/09/2015
Trabalhistas	26.112	7.126	(22.272)	1.288	12.254
Cíveis	144.392	48.732	(78.831)	10.088	124.381
Fiscais	38.476	11.006	(30.621)	2.565	21.426
Total	<u>208.980</u>	<u>66.864</u>	<u>(131.724)</u>	<u>13.941</u>	<u>158.061</u>

A Companhia possui depósitos judiciais no ativo não circulante, no montante de R\$2.220 (R\$2.075 em 31 de dezembro de 2014) dos quais R\$1.051 (R\$2.019 em 31 de dezembro de 2014) não foram constituídas provisões para riscos pelo fato do prognóstico de êxito ser possível ou remoto.

Foram pagos no período R\$38.839 (R\$19.825 em 31 de dezembro de 2014) referentes a condenações e acordos judiciais.

### Reversões de provisões:

#### Trabalhistas

Acordos firmados no período, cujas discussões envolvem pedido de horas extras e reflexos, acidente de trabalho, sobreaviso e reaviso, FGTS e verbas contratuais/legais.

#### Cíveis

Acordos realizados no período, cujas discussões de eventuais danos envolvem a distribuição de energia elétrica, como corte indevido de fornecimento, inscrição indevida (SPC/Serasa), cancelamento/revisão de fatura de irregularidade de consumo; ressarcimento de danos elétricos, entre outros.

#### Fiscais

Baixa de processos de cobrança indevida de diferencial de alíquota de ICMS pela SEFAZ no trimestre atual cujo valor estimado até o trimestre anterior era de R\$26.612.

### Perdas prováveis:

#### Trabalhistas

A maioria dessas ações tem por objeto pedido de horas extras e reflexos, equiparação salarial, acidente de trabalho, sobreaviso e reaviso, FGTS e verbas contratuais/legais.

#### Cíveis

As ações de natureza cíveis se referem, a discussões por danos envolvendo a distribuição de energia elétrica, como corte indevido de fornecimento, inscrição indevida (SPC/Serasa), cancelamento/revisão de fatura de irregularidade de consumo; ressarcimento de danos elétricos, entre outros.

#### Fiscais

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

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

#### Perdas possíveis:

A Companhia possui processos de naturezas trabalhistas, cíveis e fiscais em andamento em um montante total de R\$655.597 (R\$447.695 em 31 de dezembro de 2014), cuja probabilidade de êxito foi estimada pelos consultores jurídicos como possível, não requerendo a constituição de provisão.

Seguem comentários dos consultores jurídicos da Companhia referente às ações consideradas com riscos possíveis:

#### Trabalhistas

As ações judiciais de natureza trabalhistas no montante R\$28.102 (R\$29.054 em 31 de dezembro de 2014) têm como objeto o pleito de horas extras, de adicional de periculosidade, horas de sobreaviso, indenizações por danos decorrentes de acidente de trabalho, bem como a responsabilidade subsidiária da Companhia em relação às verbas referentes aos contratos de trabalho firmados entre as empresas que lhe prestam serviços e seus empregados.

#### Cíveis

As ações judiciais de natureza cível, cujo montante é de R\$146.886 (R\$141.927 em 31 de dezembro de 2014), têm majoritariamente os seguintes objetos: (i) revisão ou o cancelamento de faturas de energia elétrica em razão da incerteza de seu valor; (ii) indenizações por danos materiais e morais decorrentes da suspensão do fornecimento de energia elétrica por falta de pagamento, por irregularidades nos aparelhos de medição, de variações de tensão elétrica, ou de falta momentânea de energia; e (iii) multas regulatórias originárias de procedimentos de fiscalização do poder concedente que encontram-se em processo de defesa administrativa.

#### Fiscais

As ações de natureza fiscal e tributária no montante R\$480.609 (R\$276.714 em 31 de dezembro de 2014), referem-se basicamente, aos seguintes objetos: (i) ICMS incidente sobre a demanda de energia; (ii) compensação e aproveitamento de créditos de ICMS; (iii) diferencial de alíquota; e (iv) imposto sobre serviços de qualquer natureza (ISSQN) na figura de substituto tributário dos municípios, entre outros.

A variação deve-se à alteração de prognóstico de remoto para possível de processos de ICMS sobre a demanda de energia, em virtude de indeferimento do pedido da Lei da Copa.

## 24 Obrigações intrassetoriais e Incorporação de Redes

### 24.1 Taxas Regulamentares

	30/09/2015	31/12/2014
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	51.736	51.686
Programa Incentivo Fontes Alternativas Energia - PROINFA	-	68.264
Quota - Conta de Consumo de Combustível - CCC	-	53.906
Quota - Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	152.587	103.044
<b>Total</b>	<b>204.323</b>	<b>276.900</b>
Circulante	57.790	126.181
Não circulante	146.533	150.719

Em 12 de agosto de 2014, o parcelamento dos débitos em atraso da RGR e CDE foi consolidado em 60 parcelas, com aplicação da taxa Selic, sendo nas 24 primeiras, amortizado apenas os juros remuneratórios incidentes sobre o principal e nas 36 parcelas finais, será amortizado o principal. Os débitos em atraso referente ao Proinfa e CCC foram divididos em 12 parcelas iguais e consecutivas com incidência da variação mensal da taxa de juros Selic.

Segue a movimentação no período/exercício:

Movimentação	30/09/2015	31/12/2014
Parcelamento RGR, CDE, CCC e PROINFA	273.747	332.869
Juros	18.308	12.746
Amortização	(140.305)	(71.868)
<b>Total Parcelamento</b>	<b>151.750</b>	<b>273.747</b>
Quota corrente - CDE	52.573	3.153
<b>Total Geral</b>	<b>204.323</b>	<b>276.900</b>

### 24.2 Obrigação do Programa de Eficiência Energética

O contrato de concessão da Companhia estabelece a obrigação de aplicar anualmente o montante de 1% da receita operacional líquida, em ações que tenham como objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica e o desenvolvimento tecnológico do setor elétrico. Esse montante é destinado aos Programas de Eficiência Energética (PEE) e Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), a ser recolhido ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e ao Ministério de Minas e Energia (MME). A participação de cada um dos programas está definida pelas Leis nº 10.848, nº 11.465 e nº 12.212, de 15 de março de 2004, 28 de março de 2007 e 20 de janeiro de 2010, respectivamente.

	30/09/2015	31/12/2014
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	839	629
Ministério de Minas e Energia - MME	419	80
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	42.984	37.185
Programa de Eficiência Energética - PEE	79.806	79.857
<b>Total</b>	<b>124.048</b>	<b>117.751</b>
Circulante	47.758	61.911
Não Circulante	76.290	55.840

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

Por meio da Resolução Normativa nº 316, de 13 de maio de 2008, alterada pela REN nº 504 de 14 de agosto de 2012 e nº 556 de 18 de junho de 2013, a ANEEL estabeleceu novos critérios para cálculo, aplicação e recolhimento dos recursos do programa de eficiência energética. Dentre esses novos critérios, foram definidos os

itens que compõem a base de cálculo das obrigações, ou seja, a receita operacional líquida e o cronograma de recolhimento ao FNDCT e ao MME.

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

Total das obrigações intrasetoriais (taxas regulamentares e obrigação do PEE)	30/09/2015	31/12/2014
Circulante	105.548	188.092
Não Circulante	222.823	206.559

### 24.3 Incorporação de Redes

As Resoluções Normativas da ANEEL n.º 223/2003, n.º 229/2006, n.º 238/2006, n.º 250/2007, n.º 368/2009, n.º 414/2010 e n.º 488/2012 estabelecem as condições gerais para o atendimento aos pedidos de ligação de novas unidades consumidoras. Os regulamentos citados preveem que o solicitante, individualmente ou em conjunto, e os órgãos públicos, inclusive da administração indireta, poderão aportar recursos, em parte ou no todo, para as obras necessárias à antecipação da ligação ou executar as obras de extensão de rede mediante a contratação de terceiro legalmente habilitado. Os recursos antecipados ou o valor da obra executada pelo interessado deverão ser restituídos pela Concessionária até o ano em que o atendimento ao pedido de fornecimento seria efetivado segundo os Planos de Universalização, para os casos de consumidores que se enquadrem aos critérios de atendimento sem custo ou nos prazos fixados nos regulamentos que tratam do atendimento com participação financeira do interessado.

Conforme art. 7º da Resolução Autorizativa nº 4.463/2013, o prazo de que trata o §2º do Art. 8-A da Resolução Normativa nº. 229, de 8 de agosto de 2006, passou a ser 31 de dezembro de 2016.

As incorporações de redes particulares em 30 de setembro de 2015 montam em R\$276.814 (R\$252.596 em 31 de dezembro de 2014), dos quais R\$100.238 estão classificados como circulante (R\$100.019 em 31 de dezembro de 2014). O aumento do valor a ser pago aos consumidores ocorreu em função do aumento de novos projetos a incorporar além da atualização dos saldos já constituídos.

## 25 Outras contas a pagar

	30/09/2015	31/12/2014
Bandeiras tarifárias (1)	62.126	-
Valores e encargos a recuperar tarifa - TUSD	12.201	12.201
Auto de infração	8.050	7.440
Adiantamento de consumidores	1.035	3.135
Encargos tarifários	3.625	3.641
Arrecadação de terceiros a repassar	1.102	746
Outros credores	10.669	7.661
	<b>98.808</b>	<b>34.824</b>
Circulante	82.636	16.701
Não circulante	16.172	18.123

(1) Valor a pagar proveniente da aplicação das bandeiras tarifárias pela distribuidora que será revertido ao Fundo CDE, considerados os valores realizados dos custos de geração por fonte termelétrica e de exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo e a cobertura tarifária vigente.

## 26 Patrimônio líquido

### 26.1 Capital Social

O capital social, subscrito e integralizado é de R\$1.118.910 (R\$1.118.910 em 31 de dezembro de 2014) e está representado por 58.782 mil ações ordinárias e 111.546 mil ações preferenciais, todas nominativas sem valor nominal.



Independentemente de modificação estatutária, o capital social poderá ser aumentado em até o limite de 6.000.000.000 de ações, sendo até 4.092.176.000 em ações ordinárias e até 1.907.824.000 em ações preferenciais.

## 26.2 Dividendos e juros sobre capital próprio

Os acionistas têm direito a dividendos mínimos obrigatórios equivalentes a 25% do lucro líquido ajustado. Os dividendos a serem pagos às ações preferenciais terão um acréscimo de 10% (dez por cento) sobre aqueles pagos às ações ordinárias.

Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 29 de abril de 2015, foram aprovados os dividendos relativos ao exercício de 2014, no montante de R\$17.025 pagos entre março e maio de 2015.

Em reunião do Conselho de Administração realizada em 29 de julho de 2015, foi deliberado o pagamento de dividendos intercalares do exercício de 2015. Foram pagos R\$14.516 até agosto de 2015.

Abaixo estão demonstradas as movimentações relativas ao período/exercício findos em 30 de setembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014:

Movimentação	30/09/2015	31/12/2014
Dividendos e JCP:		
Saldo no início do período/exercício - dividendos e JCP	17.169	19.625
Dividendos propostos no exercício	-	17.025
Dividendos intercalares do exercício de 2015 - RCA de 29 de julho de 2015	14.516	
Dividendos/JCP pagos	(31.583)	(19.481)
<b>Saldo dividendos e juros sobre capital próprio (JCP) no final do período/exercício</b>	<b>102</b>	<b>17.169</b>

## 27 Receita operacional

	30/09/2015				30/09/2014			
	Não revisada pelos auditores independentes		01/07/2015 à 30/09/2015	01/01/2015 à 30/09/2015	Não revisada 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	1.003.157	1.850.539	420.974	1.203.667	967.589	1.737.888	300.688	842.802
Industrial	22.955	679.054	207.602	578.658	22.064	721.499	163.868	433.152
Comercial	95.604	1.181.542	290.355	823.754	93.575	1.122.082	207.056	580.479
Rural	165.776	717.689	205.498	443.623	161.218	691.279	113.015	282.504
Poder Público:	11.790	259.294	59.736	162.589	11.693	238.308	41.470	110.645
Federal	858	45.946	10.723	31.475	851	42.683	8.427	21.886
Estadual	2.726	115.886	22.597	60.693	2.747	103.543	14.661	39.600
Municipal	8.206	97.462	26.416	70.421	8.095	92.082	18.382	49.159
Iluminação Pública	835	247.369	27.763	75.737	765	222.473	17.040	47.793
Serviço Público	1.245	136.098	16.948	86.989	1.210	135.900	22.137	60.197
Consumo Próprio	293	7.541	-	-	288	7.756	-	-
<b>Subtotal</b>	<b>1.301.655</b>	<b>5.079.126</b>	<b>1.228.876</b>	<b>3.375.017</b>	<b>1.258.402</b>	<b>4.877.185</b>	<b>865.274</b>	<b>2.357.572</b>
Suprimento	-	482.240	25.686	219.401	-	149.474	30.960	153.183
Fornecimento não faturado (líquido)	-	31.092	14.721	56.494	-	45.434	11.662	29.526
Disponibilização do sistema de transmissão e de distribuição	94	-	51.288	141.097	91	-	38.858	102.995
Receita de Construção (1)	-	-	128.017	325.143	-	-	90.757	219.092
Ativos e passivos regulatórios (2)	-	-	58.872	114.633	-	-	-	-
Outras receitas operacionais	-	-	8.722	23.801	-	-	16.219	46.991
<b>Total - receita operacional bruta</b>	<b>1.301.749</b>	<b>5.592.458</b>	<b>1.516.182</b>	<b>4.255.586</b>	<b>1.258.493</b>	<b>5.072.093</b>	<b>1.053.730</b>	<b>2.909.359</b>
Deduções da receita operacional								
ICMS	-	-	281.271	776.536	-	-	205.930	555.485
PIS	-	-	22.656	64.177	-	-	15.688	44.170
COFINS	-	-	104.356	295.603	-	-	72.259	203.448
ISS	-	-	89	274	-	-	65	159
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	3.565	10.545	-	-	3.009	8.796
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	157.718	366.087	-	-	9.459	25.275
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D, FNDCT e MME	-	-	3.565	10.545	-	-	3.009	8.796
Taxa de Fiscalização dos Serviços de EE - TSFEE	-	-	2.746	2.746	-	-	-	-
Bandeiras tarifárias	-	-	93.640	229.987	-	-	-	-
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	-	-	5.361	13.728	-	-	3.564	9.482
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>674.967</b>	<b>1.770.228</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>312.983</b>	<b>855.611</b>
<b>Total - receita operacional líquida</b>	<b>1.301.749</b>	<b>5.592.458</b>	<b>841.215</b>	<b>2.485.358</b>	<b>1.258.493</b>	<b>5.072.093</b>	<b>740.747</b>	<b>2.053.748</b>

(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, sendo a receita de construção igual a custo de construção;

(2) Refere-se a montante de ativos e passivos regulatórios reconhecidos no resultado do exercício de 2014 de acordo com a Deliberação CVM nº 732/14.

## 28 Energia elétrica comprada para revenda

	30/09/2015			30/09/2014		
	MWh (*)	01/07/2015 à 30/09/2015 R\$	01/01/2015 à 30/09/2015 R\$	MWh (*)	01/07/2014 à 30/09/2014 R\$	01/01/2014 à 30/09/2014 R\$
Energia de Itaipú - Binacional	1.030.310	136.640	308.689	1.005.438	41.972	123.265
Energia de leilão	1.770.182	207.826	501.607	1.166.099	104.554	353.523
Energia bilateral	2.757.818	152.723	606.315	2.703.438	173.656	522.979
Cotas de Angra REN 530/12	184.148	10.431	34.282	183.405	9.118	27.102
Energia de curto prazo - CCEE	160.186	16.894	69.953	153.294	226.919	195.489
Cotas Garantia Física-Res.Homol.ANEEL 1410 - Anexo I	689.743	8.340	25.460	699.664	7.026	21.377
Programa incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	115.127	11.308	33.923	111.273	11.735	35.206
Ressarcimento pela exposição térmica (1)	-	-	(8.124)	-	(158.241)	(115.378)
Ressarcimento Bandeira Tarifária (2)	-	(33.653)	(34.336)	-	-	-
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo	-	(52.970)	(136.838)	-	(28.322)	(89.321)
<b>Total</b>	<b>6.707.514</b>	<b>457.539</b>	<b>1.400.931</b>	<b>6.022.611</b>	<b>388.417</b>	<b>1.074.242</b>

(\*) Não revisado pelos auditores independentes.

- (1) 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.

Para os meses de novembro e dezembro de 2014, a ANEEL já homologou os valores para a Companhia, através do Despacho nº 773 de 27 de março de 2015 no montante de R\$8.124 (R\$115.378 em 30 de setembro de 2014).

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 encargos de PIS e COFINS.

- (2) 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 de abril de 2015, estabeleceu novos procedimentos contábeis para registro das Receitas Adicionais das Bandeiras Tarifárias. Pela alteração proposta, os montantes das bandeiras passaram a ser registrados nas rubricas Encargos do consumidor - Bandeira Tarifária e Reembolso do Fundo CDE - Bandeira Tarifária. No período foram contabilizados R\$34.336, como redutor de energia comprada, e R\$229.987 em fornecimento de energia elétrica.

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

Meses	Despacho	Valor
Janeiro	Despacho nº 583 de 04 de março de 2015	(7.735)
Fevereiro	Despacho nº 829 de 30 de março de 2015	(15.006)
Março	Despacho nº 1.356 de 04 de maio de 2015	(23.397)
Abril	Despacho nº 1.743 de 29 de maio de 2015	(30.482)
Mai	Despacho nº 2.131 de 30 de junho de 2015	(29.516)
Junho	Despacho nº 2.440 de 29 de julho de 2015	(27.390)
Julho	Despacho nº 3.386 de 06 de outubro de 2015	(18.708)
Agosto	Despacho nº 3.387 de 06 de outubro de 2015	(21.058)
Setembro	Valor a ser homologado (provisão)	(22.359)
<b>Total</b>		<b>(195.651)</b>

## 29 Cobertura de seguros

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

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

As principais coberturas são:

Ramos	Data de Vencimento	Importância Segurada	Prêmio Anual	
			30/09/2015	31/12/2014
Vida em Grupo	31/12/2015	R\$77.830	216	180
Riscos Operacionais	23/10/2015	R\$36.051	291	291
Responsabilidade Civil Geral	23/10/2015	R\$30.000	1.384	1.384
Frota	30/11/2015	LMI R\$300 / Danos morais R\$60	224	222
Aeronáutico (Casco)	30/11/2015	R\$170.537	67	67
Aeronáutico (RETA)	30/11/2015	R\$850	1	2
Transportes	30/11/2015	R\$2.000	73	73

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

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

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

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

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

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

### 30 Instrumentos financeiros e gerenciamento de risco

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	55.547	55.547	130.640	130.640
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	157.942	157.942	550.962	550.962
Consumidores e concessionárias	645.878	645.878	497.506	497.506
Títulos de créditos a receber	24.490	24.490	25.618	25.618
Conta a receber da concessão	1.017.456	1.017.456	878.868	878.868
Instrumentos financeiros derivativos	9.477	9.477	2.895	2.895
Ativos regulatórios	359.939	359.939	190.377	190.377

PASSIVO	30/09/2015		31/12/2014	
	Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Fornecedores	687.918	687.918	539.158	539.158
Empréstimos, financiamentos, debêntures, arrendamento mercantil e encargos de dívidas	1.273.476	1.273.476	1.331.046	1.331.046
Parcelamento de tributos	3.661	3.661	5.899	5.899
Taxas regulamentares	204.323	204.323	276.900	276.900
Passivos regulatórios	210.700	210.700	164.728	164.728

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 incluídos no balanço patrimonial em 30 de setembro de 2015 e 31 de dezembro de 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. São inicialmente mensurados pelo custo amortizado, usando-se a taxa de juros efetiva, sendo seus saldos aproximados ao valor justo.

##### Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados

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

##### Ativos financeiros disponíveis para venda

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

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

### Passivos financeiros pelo custo amortizado

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

Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures - Os instrumentos financeiros estão classificados como passivos financeiros ao custo amortizado. Os valores contábeis dos empréstimos e financiamentos vinculados aos investimentos, obtidos em moeda nacional, junto a Eletrobrás, BNDES, e empréstimos com bancos comerciais, se aproximam de seus respectivos valores justos, já que operações similares não estão disponíveis no mercado financeiro, com vencimentos e taxas de juros comparáveis. O valor justo dos passivos financeiros que são negociados em mercados ativos é determinado com base nos preços observados nesses mercados (fonte: CETIP), sendo esse a 2ª e a 5ª emissão de debêntures da Companhia.

### Derivativos

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

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

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

### Incertezas

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

### Administração financeira de risco

O Conselho de Administração tem responsabilidade geral pelo estabelecimento e supervisão do modelo de administração de risco da Companhia.

A 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 partir da entrada da Energisa como acionista controladora da Rede Energia, a Diretoria adotou 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 como segue:

	30/09/2015	31/12/2014
Dívida (1)	1.273.476	1.331.046
Caixa e equivalentes de caixa	(55.547)	(130.640)
Dívida Líquida	<u>1.217.929</u>	<u>1.200.406</u>
Patrimônio Líquido (2)	<u>1.332.032</u>	<u>1.317.096</u>
Índice de endividamento líquido	<u>0,91</u>	<u>0,91</u>

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

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

### a) Risco de liquidez

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

A seguir, apresentamos a estratificação dos passivos financeiros, incluindo pagamentos de juros estimados. Não é esperado que possam ocorrer alterações 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	14,13%	386.394	9.754	146.308	195.078	-	737.534
Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	12,87%	110.739	159.197	635.898	451.120	980.503	2.337.457
Parcelamento de tributos	14,25%	2.519	1.664	-	-	-	4.183
Parcelamento taxas regulamentares	14,25%	22.655	4.187	62.800	83.733	-	173.375
<b>Total</b>		<u>522.307</u>	<u>174.802</u>	<u>845.006</u>	<u>729.931</u>	<u>980.503</u>	<u>3.252.549</u>

### 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" do grupo Energisa.

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

## Exposição a riscos de crédito

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

	30/09/2015	31/12/2014
Caixa e equivalente de caixa	55.547	130.640
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	157.942	550.962
Consumidores e concessionárias	645.878	497.506
Títulos de créditos a receber	24.490	25.618
Ativos regulatórios	359.939	190.377
Conta a receber da concessão	1.017.456	878.868
Instrumentos financeiros derivativos	9.477	2.895

O detalhamento desses créditos está apresentado nas notas explicativas nº 5, 6, 7, 11, 15 e 30.

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

Parte dos empréstimos, financiamentos, debêntures e arrendamentos em moeda nacional, apresentados na nota explicativa nº 19 a nº 21, é composta de financiamentos obtidos junto a diversos agentes de fomento nacional (Eletrobrás) 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 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\$1.276.409 (R\$1.334.693 em 31 de dezembro de 2014), R\$73.230 (R\$59.269 em 31 de dezembro de 2014) estão representados em dólares:

- (i) US\$12,36 milhões de empréstimo com o Cessna Finance (US\$12,36 milhões de principal), cujo saldo no final do período, incluindo juros monta em R\$49,1 milhões e
- (ii) US\$6,07 milhões de empréstimo com o Bank of America Merrill Lynch (US\$6,06 milhões de principal), cujo saldo no final do período, incluindo juros monta em R\$24,1 milhões.

A Companhia possui proteção contra variação cambial adversa do financiamento junto o Bank of America Merrill Lynch, protegendo o valor principal e dos juros até o vencimento. A proteção acima está dividida no instrumento descrito a seguir:

Operação	Notional (USD)	Custo Financeiro (ao ano)	Vencimento	Limitador
Loan 4131 BAML X EMT 1	7.273		04/05/2017	-
P. Ativa		Libor + 1,50%		
P. Passiva		CDI + 1,45%		

A Administração da Companhia permanece atenta aos movimentos de mercado, de forma que esta operação poderá ter sua proteção reestruturada e mesmo seu prazo alongado a depender do comportamento do câmbio (R\$/US\$), no que diz respeito à volatilidade e patamar de estabilização.



De acordo com o CPC 40, apresentam-se abaixo os valores dos instrumentos financeiros derivativos da Companhia, vigentes em 30 de setembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014 que podem ser assim resumidos:

	Valor de referência		Descrição	Valor justo	
	30/09/2015	31/12/2014		30/09/2015	31/12/2014
			Posição Ativa		
			Moeda Estrangeira-LIBOR	23.580	23.418
Swap Cambial	13.818	20.036	Posição Passiva		
			Taxa de Juros CDI	(14.103)	(20.523)
			Posição Total	9.477	2.895

O Valor Justo dos derivativos contratados 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 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 estão expostos, conforme demonstrado:

##### a) Variação cambial

Considerando a manutenção da exposição cambial de 30 de setembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014, com a simulação dos efeitos nas informações financeiras futuras, por tipo de instrumento financeiro e para três cenários distintos, seriam obtidos os seguintes resultados (ajustados a valor presente para a data base das informações financeiras intermediárias):

Operação	Exposição	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
<b>Instrumentos financeiros</b>					
Swap Cambial	-		1.365	(5.895)	(11.790)
Posição Ativa -Moeda Estrangeira - LIBOR	23.580		22.215	29.475	35.370
Posição Passiva -Taxa de Juros CDI	(14.103)	Alta US\$	(14.103)	(14.103)	(14.103)
<b>Subtotal</b>	<b>9.477</b>		<b>8.112</b>	<b>15.372</b>	<b>21.267</b>
<b>Total Líquido - ganhos (perdas)</b>	<b>-</b>		<b>9.477</b>	<b>9.477</b>	<b>9.477</b>

(\*) 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 prefixada brasileira em reais para 30 de setembro de 2015, atingem seu objetivo, o que é refletido no valor presente positivo de R\$9.477, 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), maiores serão os resultados positivos dos *swaps*. Por outro lado, com os cenários de deterioração do real frente ao dólar, de 25% e 50%, o valor presente seria positivo de R\$9.477 em ambos os casos.

## 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% ao ano e TJLP = 6,50% 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%)
<b>Instrumentos financeiros ativos:</b>					
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	178.136	Alta do CDI	6.023	7.439	8.824
<b>Subtotal</b>	<b>178.136</b>		<b>6.023</b>	<b>7.439</b>	<b>8.824</b>
<b>Instrumentos financeiros passivos:</b>					
	(24.108)	Alta do CDI	(816)	(1.008)	(1.196)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	(533.874)	Alta do CDI	(18.080)	(22.333)	(26.491)
	(47)	Alta da TJLP	(1)	(1)	(2)
<b>Subtotal</b>	<b>(558.029)</b>		<b>(18.897)</b>	<b>(23.342)</b>	<b>(27.689)</b>
<b>Total</b>	<b>(379.893)</b>		<b>(12.874)</b>	<b>(15.903)</b>	<b>(18.865)</b>

(\*) Considera o CDI de 31 de dezembro de 2015 (14,13% ao ano), cotação das estimativas apresentadas pela recente Pesquisa do BACEN, datada de 30 de setembro de 2015, TJLP 6,50% ao ano.

## 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
<b>Ativos</b>			
Caixa e Equivalente de Caixa	2	55.547	130.640
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	2	157.942	550.962
Consumidores	2	645.878	497.506
Título de crédito a receber	2	24.490	25.618
Instrumentos financeiros derivativos	2	9.477	2.895
Ativos regulatórios	3	359.939	190.377
Contas a receber da concessão	3	1.017.456	878.868

## 31 Benefícios a empregados

### Plano de Aposentadoria e Pensão

A Companhia é patrocinadora de planos de benefícios previdenciários aos seus empregados, na modalidade de contribuição definida e de benefício definido, sendo para este último vedado o ingresso de novos participantes e os atuais neles inscritos, estão na condição de assistidos. O plano de benefício definido é avaliado atuarialmente

ao final de cada exercício, visando verificar se as taxas de contribuição estão sendo suficientes para a formação de reservas necessárias aos compromissos de pagamento atuais e futuros.

Em 30 de setembro de 2015, a despesa de patrocínio a esses planos foi de R\$2.585 (R\$2.179 em 30 de setembro de 2014).

### Plano de saúde

A Companhia patrocina plano de saúde a seus empregados, administrados por operadoras reguladas pela ANS, não cabendo a Companhia, qualquer vínculo e ou obrigação pós-emprego. No período findo em 30 de setembro de 2015, as despesas com o plano de saúde foram de R\$7.774 (R\$6.423 em 30 de setembro de 2014).

## 32 Compromissos

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

Contratos de compra de energia						
Vigência	2015	2016	2017	2018	2019	Após 2019
2015 a 2048	319.072	1.311.453	1.336.903	1.458.429	1.560.198	18.322.566

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 Itaipu.

## 33 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Em 10 de dezembro de 1997, foi outorgado à Companhia a distribuição de energia elétrica em 141 municípios no Estado de Mato Grosso, pelo prazo de 30 anos. O contrato de concessão já foi homologado junto à ANEEL, podendo ser prorrogado por uma única vez, pelo mesmo período, conforme Lei 12.783/2013. Vide detalhes sobre a renovação de concessões na nota explicativa nº1.

Além do contrato de distribuição acima mencionado, a Companhia possui Contrato de Concessão de Geração nº 04/1997 de 3 Usinas Termelétricas, com as respectivas subestações associadas, com vencimento em 10 de dezembro de 2027. De acordo com tais contratos, as concessões nas atividades de geração de energia elétrica da Companhia são as seguintes:

Concessão de usinas térmicas	Capacidade total instalada MW	Capacidade total utilizada MW (*)	Data da concessão	Data de vencimento
Concessão de 3 Usinas Termelétricas, são elas: Guariba, Paranorte e Rondolândia.	4,00	1,63	10/12/1997	10/12/2027

(\*) Não revisado pelos auditores independentes

De acordo com o artigo 8º da Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004, regulamentada pelo Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004, ficou vedada às concessionárias que atuam na distribuição de energia elétrica, manter atividades de geração no sistema interligado nacional de transmissão. A exceção ficou para os casos de atendimento a sistema elétrico isolado, ou seja, aqueles não ligados ao sistema interligado de transmissão. Embora possuindo 3 usinas termelétricas próprias no sistema isolado, a principal atividade da Companhia é a distribuição de energia elétrica, e a necessidade da manutenção desses ativos de geração é somente para atendimento dessas comunidades isoladas. Portanto, a administração da Companhia considera seu negócio principal a atividade de distribuição de energia elétrica e a pequena atividade de geração como parte integrante do negócio principal, o que levou a bifurcação de todo ativo imobilizado da concessão em ativo financeiro e ativo intangível visto que o contrato garante o direito de indenização.

Os ativos de geração de energia representam 0,25% de todo ativo financeiro e intangível da concessão da Companhia.

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

### 34 Informações adicionais aos fluxos de caixa

No período/exercício findo 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
<b>Atividades Operacionais</b>	<b>182.591</b>	<b>207.623</b>
Contas a receber da concessão - Bifurcação de Ativo	99.376	123.628
Contas a receber da concessão - Atualização VNR	42.468	24.358
Cauções e depósitos - empréstimos	-	37.418
Fornecedores - Intangível	24.335	22.219
Incorporação de rede - intangível	16.412	-
<b>Atividades de Investimentos</b>	<b>40.747</b>	<b>22.219</b>
Imobilizado e Intangível	40.747	22.219
<b>Atividades de Financiamentos</b>	<b>-</b>	<b>37.418</b>
Empréstimos e Financiamentos	-	37.418

### 35 Eventos Subsequentes

Em 01 de outubro de 2015, a Companhia contratou empréstimo com o Banco Safra, na modalidade de CCB, com finalidade de capital de giro, no valor de R\$70.000, com taxa de juros CDI mais 2,20% a.a. e vencimento em 30 de dezembro de 2015.

## Relatório sobre a revisão de informações trimestrais

---

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores da  
Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A.  
Cuiabá - MT

### Introdução

Revisamos as informações financeiras intermediárias da Energisa Mato Grosso - 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.

*Valores correspondentes referentes às informações financeiras intermediárias dos períodos de três e nove meses findos em 30 de setembro de 2014 apresentados para fins de comparação*

A revisão das informações financeiras intermediárias da Companhia referentes aos períodos de três e nove meses findos em 30 de setembro de 2014, apresentadas para fins de comparação, para qual emitimos relatório de revisão datado em 13 de novembro de 2014, continha ressalva referente a realização de títulos precatórios emitidos pela prefeitura do município de Cuiabá.

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](mailto:mbotelho@energisa.com.br)
- ✓ **Cláudio Brandão Silveira**  
Diretor de Finanças Corporativas  
E-mail: [claudiobrandao@energisa.com.br](mailto:claudiobrandao@energisa.com.br)
- ✓ **Carlos Aurélio Martins Pimentel**  
Gerente de Relações com Investidores  
E-mail: [caurelio@energisa.com.br](mailto: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](http://www.energisa.com.br)**  
E-mail: [stockinfo@energisa.com.br](mailto:stockinfo@energisa.com.br)