

Tel. (35) 3729-2111 - 0800 035 0196
Rua Amazonas, 65 - Centro - CEP 37.701-008
Poços de Caldas - MG - Brasil - www.dmedsa.com.br
CNPJ: 23.664.303/0001-04 - I.E.: 518.601.288.0094



DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Tel. (35) 3729-2111 - 0800 035 0196
Rua Amazonas, 65 - Centro - CEP 37.701-008
Poços de Caldas - MG - Brasil - www.dmedsa.com.br
CNPJ: 23.664.303/0001-04 - I.E.: 518.601.288.0094



SOCIETÁRIAS

DME Distribuição S.A.

*Demonstrações financeiras em
31 de dezembro de 2015 e 2014 e
relatórios dos auditores independentes*

Conteúdo

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras	3
Balanços patrimoniais	6
Demonstrações de resultados	7
Demonstrações de resultados abrangentes	8
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido	9
Demonstrações dos fluxos de caixa	10
Demonstrações do valor adicionado	11
Notas explicativas às demonstrações financeiras	12



RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Aos Administradores e Acionista da
DME Distribuição S.A. - DMED

Examinamos as demonstrações contábeis da DME Distribuição S.A. - DMED (Companhia), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2015 e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações contábeis:

A administração da Sociedade é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações contábeis de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Responsabilidade dos auditores independentes:

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelos auditores e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e divulgações apresentados nas demonstrações contábeis. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis, independentemente se causada por fraude ou erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis da Entidade para planejar os procedimentos de auditoria, que são apropriados nas circunstâncias, mas não para fins de expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Sociedade. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

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



Opinião sobre as Demonstrações Contábeis:

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da DME Distribuição S.A. - DMED em 31 de dezembro de 2015, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Ênfases

Conforme mencionado na Nota Explicativa nº 12, a Companhia procede anualmente a avaliação atuarial do plano de Benefício Definido por ela patrocinado junto a SUPREV - Fundação Multipatrocinada de Suplementação Previdenciária, em conformidade com o previsto no CPC 33 (R1) – Benefícios a Empregados. A avaliação atuarial realizada indica que o Superávit apurado em referido plano é proveniente do excesso de contribuições por parte da patrocinadora e por esse motivo deve ser revertido em sua integralidade em favor da Companhia. Tendo em vista os estudos atuariais realizados, a Companhia reconheceu contabilmente em 31 de dezembro de 2013 o valor do superávit, cujo montante era de R\$ 8.970. Para 31 de dezembro de 2015, a avaliação atuarial estabeleceu que o valor a ser reconhecido contabilmente pela patrocinadora deveria corresponder, somente, a proporção de 50% do superávit apurado, até que haja manifestação favorável da PREVIC, gerando assim, um ajuste no valor anteriormente reconhecido, resultando em um saldo, naquela data, de R\$ 3.910. A realização deste valor depende de homologação e aprovação final do processo encaminhado pela Companhia à Superintendência Nacional de Previdência Complementar - PREVIC, em 21 de novembro de 2012.

Conforme mencionado na Nota Explicativa nº 20, em 15 de dezembro de 2004 foi lavrado pela Secretaria da Receita Federal do Brasil contra o então Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas - DME, auto de infração alegando o não recolhimento dos seguintes tributos e contribuições: IRPJ, CSLL, PIS e COFINS relativos aos anos de 1999 a 2004 e 2007 a 2010. Embora o risco de perda tenha sido considerado possível e remoto por seus assessores jurídicos, em exercícios anteriores a Companhia, de forma conservadora, reconheceu contabilmente provisão para contingências de referido auto de infração, no montante de R\$ 95.190. Em 2014, baseada em decisão final do CARF - Conselho Administrativo de Recursos Fiscais, favorável a Companhia, foi efetuada reversão de parte do valor provisionado, no montante de R\$ 77.331, valor este, reconhecido no resultado do exercício de 2014, sendo que a Companhia mantém provisionado em seus registros contábeis pelos seus valores históricos, o montante de R\$ 15.940, até que se conheça o desfecho dos Autos de Infração de 2007, 2008, 2009 e janeiro a abril de 2010.



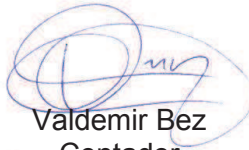
Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

Examinamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, elaborada sob a responsabilidade da Administração da Companhia, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para Companhias Abertas e como informação suplementar pelas IFRS, as quais não requerem a apresentação da DVA. Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, está adequadamente apresentada, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Maringá - PR, 04 de março de 2016

BEZ Auditores Independentes S/S
CRC PR 5.010/O-2



Valdemir Bez
Contador
CRC PR 037.262/O-2

DME DISTRIBUIÇÃO S/A – DMED
Demonstrações financeiras
Em 31 de dezembro de 2015 e 2014

Balancos patrimoniais em 31 de dezembro
(Em milhares de Reais)

	Nota	31/12/2015	31/12/2014
Ativo			
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	4	70.816	84.803
Consumidores, concessionárias e permissionárias	5	34.830	34.629
Tributos e contribuições sociais compensáveis	6	2.458	2.196
Imposto de renda a recuperar		1.369	3.821
Ativo financeiro a receber - MP 579/12		-	155
Serviços em curso		679	436
Estoque		2.773	1.774
Despesas pagas antecipadamente		333	249
Ativos financeiros setoriais	7	34.292	16.592
Depósitos Judiciais e Cauções	8	2.822	-
Subsídios tarifários e redução tarifária equilibrada	9	4.067	1.735
Outros créditos	10	1.551	2.893
Total do circulante		155.990	149.283
Não circulante			
Títulos de crédito a receber		694	840
Ativo financeiro indenizável (concessão)	11	3.455	119.228
Cauções e depósitos vinculados	8	5.112	4.782
Tributos a compensar		41	28
Diferimento revisão tarifária	7	-	12.851
Superávit do Plano de Benefício Definido	12	3.910	4.203
		13.212	141.932
Imobilizado	13	42.389	31.178
Intangível	14	140.390	28.848
		182.779	60.026
Ativo total		351.981	351.241
Passivo e patrimônio líquido			
Circulante			
Fornecedores	15	13.453	8.161
Folha de pagamento		447	198
Dívidandos propostos		4.244	2.280
Cretores diversos	16	4.686	5.871
Passivos financeiros setoriais	7	9.446	12.495
Encargos regulatórios	17	2.995	458
Pesquisa e desenvolvimento	18	2.275	2.128
Programa de eficiência energética	18	3.768	3.272
Tributos e contribuições sociais	19	7.599	2.420
Obrigações estimadas		2.855	2.394
Outros passivos circulantes		1	324
Total do circulante		51.768	40.004
Não circulante			
Reversão/amortização - retenção de quotas		164	164
Provisões para contingências	20	23.398	25.285
Total do não circulante		23.562	25.449
Patrimônio líquido			
Capital social	21	158.585	158.585
Reserva de capital	21	111.389	121.420
Reserva legal	21	6.676	5.783
Total do patrimônio líquido		276.651	285.788
Passivo e patrimônio líquido total		351.981	351.241

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstrações de resultados
Exercícios findos em 31 de dezembro
(Em milhares de Reais)

	Nota	31/12/2015	31/12/2014
Receita operacional líquida	22	124.260	144.212
Custo do serviço	23	(97.321)	(103.873)
Lucro bruto		26.940	40.338
Despesas operacionais:			
Despesas com vendas	24	(864)	(745)
Despesas gerais e administrativas	24	(16.267)	(24.909)
Outras despesas operacionais	24	(2.414)	66.060
		-19.545	40.407
Resultado operacional		7.395	80.745
Receitas financeiras, líquidas			
Receitas financeiras	25	19.061	12.353
Despesas financeiras	25	(4.017)	(2.096)
		15.044	10.257
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e da contribuição social		22.439	91.002
Contribuição social	26	(1.216)	-
Imposto de renda	26	(3.354)	-
Lucro líquido (prejuízo) do exercício		17.870	91.002
Quantidade de ações:			
Ordinárias		476.785.114	476.785.114
Lucro líquido por lote de mil ações		37,48	190,87

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstrações de resultados abrangentes

Exercícios findos em 31 de dezembro

(Em milhares de Reais)

	<u>31/12/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Resultados do exercício	17.870	91.002
Resultados abrangentes		
(Perdas) Ganhos atuariais de plano de benefícios definido	(1.429)	(119)
Imposto de renda e contribuição social sobre outros resultados abrangentes	<u>486</u>	<u>41</u>
Outros resultados abrangentes, líquidos de imposto de renda e contribuição social	<u>16.926</u>	<u>90.923</u>
Resultado abrangente atribuível aos:		
Acionistas controladores	-	-
Acionistas não controladores	<u>-</u>	<u>-</u>
Resultado abrangente do exercício	<u><u>16.926</u></u>	<u><u>90.923</u></u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DME Distribuição S.A.

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 01.01.2014

(Em milhares de Reais)

	Capital social	Reservas de capital	Reserva Legal	Lucros/ (prejuízos) acumulados	Total
Saldo em 01 de janeiro de 2014	158.585	34.539	1.232	-	194.355
Remuneração das imobilizações em curso	-	1.103	-	-	1.103
Juros sobre Capital Próprio	-	(1.510)	-	-	(1.510)
Juros sobre Capital Próprio imputados aos dividendos	-	3.236	-	-	3.236
Resultados Abrangentes	-	(119)	-	-	(119)
Destinação do Lucro Líquido:	-	-	-	91.002	91.002
Constituição de reserva legal	-	-	4.551	(4.550)	-
Dividendos propostos e adicionais	-	-	-	(2.280)	(2.280)
Destinação do lucro líquido após constituição de reserva legal e distribuição de dividendos	-	84.170	-	(84.170)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2014 (reapresentado)	158.585	121.420	5.783	-	285.788
Remuneração das imobilizações em curso	-	936	-	-	936
Juros sobre Capital Próprio	-	(4.447)	-	-	(4.447)
Juros sobre Capital Próprio imputados aos dividendos	-	1.510	-	-	1.510
Resultados Abrangentes	-	(1.429)	-	-	(1.429)
Dividendos Obrigatórios Complementares	-	(19.332)	-	19.332	-
Destinação do Lucro Líquido:	-	-	-	17.870	17.870
Constituição de reserva legal	-	-	893	(893)	-
Dividendos propostos	-	-	-	(4.244)	(4.244)
Destinação do lucro líquido após constituição de reserva legal e distribuição de dividendos	-	12.731	-	(12.731)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2015	158.585	111.389	6.676	-	276.651

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstrações dos fluxos de caixa
Exercícios findos em 31 de dezembro
(Em milhares de Reais)

	31/12/2015	31/12/2014
Fluxo de caixa das atividades operacionais		
Lucro (prejuízo) líquido do exercício	17.870	91.002
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	325	(465)
Depreciação e amortização	9.995	8.128
Valor residual de imobilizado e intangível baixado	545	8.766
(Reversão) constituição de provisões para contingências, líquidas	(1.887)	(77.502)
	26.848	29.928
Redução (aumento) nos ativos:		
Consumidores e revendedores	526	(18.003)
Serviços em curso	(243)	1.129
Estoque	(999)	(196)
Ativo Financeiro Indenizável (Concessão)	115.927	(5.916)
Ativos (Passivos) Financeiros Setoriais	(20.749)	(4.096)
Superávit - Plano de Benefício Definido	293	4.767
Diferimento Revisão Tarifária	12.851	(12.851)
Subsídios Tarifários e Redução Tarifária Equilibrada	(2.332)	-
Demais ativos circulantes e não circulantes	(1.090)	(7.302)
	104.184	(42.468)
Aumento (redução) nos passivos:		
Fornecedores	5.291	2.625
Folha de pagamento e provisões trabalhistas	250	26
Tributos e contribuições sociais	(14.919)	(5.878)
Taxas regulamentares	2.537	30
Imposto de Renda e Contribuição Social	-	-
Demais passivos circulantes e não circulantes	12.763	621
Caixa Oriundo das Operações		
Imposto de Renda e contribuições sociais Pagos	4.900	3.349
	10.822	774
Recursos líquidos provenientes das atividades operacionais		
Fluxos de caixa das atividades de investimentos	141.854	(11.767)
Adições no imobilizado e intangível	(133.293)	(12.340)
Recursos líquidos utilizados nas atividades de investimento	(133.293)	(12.340)
Fluxos de caixa das atividades de financiamentos		
Pagamento de Dividendos	(21.613)	(4.294)
(Redução) Aumento de capital	-	-
Remuneração das imobilizações em curso	(936)	(1.102)
Recursos líquidos (utilizados nas) provenientes das atividades de financiamento	(22.548)	(5.396)
Total dos efeitos no caixa e equivalentes de caixa	(13.987)	(29.502)
Caixa e equivalentes de caixa		
No fim do exercício	70.816	84.803
No início do exercício	84.803	114.305
Aumento do caixa e equivalentes de caixa	(13.987)	(29.502)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DME DISTRIBUIÇÃO S/A – DMED
Demonstrações financeiras
Em 31 de dezembro de 2015 e 2014

Demonstrações do valor adicionado
Exercícios findos em 31 de dezembro
(Em milhares de Reais)

	<u>31/12/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Receitas		
Venda de energia e serviços	242.559	187.895
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(864)	(745)
Outros resultados	14.014	(3.137)
	<u>255.708</u>	<u>184.014</u>
(-) Insumos adquiridos de terceiros		
Insumos consumidos - Custos energia comprada	(74.945)	(66.249)
Material e serviços de terceiros	(13.174)	(25.197)
	<u>(88.118)</u>	<u>(91.446)</u>
Valor adicionado bruto	<u>167.590</u>	<u>92.568</u>
(=) Valor adicionado líquido	167.590	92.568
(+) Valor adicionado transferido		
Receitas financeiras, líquidas	15.044	10.257
	<u>15.044</u>	<u>10.257</u>
Valor adicionado total a distribuir	<u>182.634</u>	<u>102.825</u>
Distribuição do valor adicionado		
Pessoal		
Remunerações	16.443	14.482
Encargos sociais (exceto inss)	1.503	1.290
Entidade de previdência privada	1.459	1.145
Auxílio-alimentação	2.817	2.551
Provisões de férias e 13º	3.747	3.186
Convênio assistencial e outros benefícios	2.449	1.934
Participação nos resultados	508	1.025
Custos imobilizados	(2.970)	(3.858)
Provisão (Reversão) trabalhista	(1.179)	4.864
Outros	0	313
	<u>24.776</u>	<u>26.932</u>
Governo		
INSS (sobre folha de pagamento)	5.156	4.493
ICMS	46.969	30.875
Provisão (Reversão) fiscal	221	(77.536)
Provisão (reversão) indenizatória	(60)	1.274
Outros	87.701	25.784
	<u>139.988</u>	<u>(15.109)</u>
Acionistas		
Resultados retidos	17.870	91.002
	<u>17.870</u>	<u>91.002</u>
Total	<u>182.634</u>	<u>102.825</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

**Notas explicativas às demonstrações financeiras
(Em milhares de Reais)**

1 Contexto operacional

A DME Distribuição S.A. - DMED é uma empresa pública, sociedade anônima de capital fechado, tendo como único acionista o Município de Poços de Caldas. A reestruturação societária do antigo DME-PC – Departamento Municipal de Poços de Caldas, se deu em cumprimento da segregação de atividades estabelecidas pela Lei nº 10.848/2004, a qual ocorreu após anuência da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, através da Resolução Autorizativa nº 2.269, de 08 de fevereiro de 2010, e a sua transformação jurídica de autarquia para empresa pública, bem como, a alteração de sua denominação social de “DME-PC para “DMED”, ocorreu em 06 de maio de 2010, conforme autorização pela Lei Complementar nº 111 de 26 de março de 2010”. A Companhia é uma entidade domiciliada no Brasil, com sede no município de Poços de Caldas, Estado de Minas Gerais, inscrita no CNPJ MF nº 23.664.303/0001-04 e Inscrição Estadual nº 518.601.288.0094.

A Companhia tem como objeto social a geração de energia elétrica sob o regime de serviço público, por meio das usinas hidrelétricas atualmente existentes, e a distribuição desta energia elétrica na sua área de concessão, no Município de Poços de Caldas, sendo essas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

O Contrato de Concessão nº 48/1999 referente à geração, foi assinado em 28 de junho de 1999 entre a União (via delegado ANEEL) e a DMED, antigo DME-PC.

Em 09 de dezembro de 2015, foi assinado o Sexto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 49/1999 – ANEEL, para distribuição de energia elétrica que celebram a União e a DME Distribuição S/A – DMED, o qual formaliza a prorrogação do Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 49/1999 até 07 de julho de 2045, de acordo com o Despacho do Ministro do Estado de Minas e Energia de 09 de novembro de 2015, com fulcro na Lei 12.783 de 11 de janeiro de 2013, no Decreto nº 7.805 de 14 de setembro de 2012 e no Decreto nº 8.461 de 02 de junho de 2015.

A DMED detém a concessão compartilhada para exploração da UHE Machadinho, situada na bacia do Rio Pelotas, entre os municípios de Pirituba - SC e Maximiliano de Almeida - RS, por meio da participação de 2,7326% no Consórcio Machadinho, o que lhe garantiu em 2015 uma quota de energia de 110.798 MWh.

A DME Distribuição conta atualmente com o quadro de 268 funcionários, atendendo 72.522 consumidores que em 2015 requisitaram 400.777 MWh. Seu parque gerador no Município de Poços de Caldas é composto de três usinas hidrelétricas, com geração da ordem de 79.993 MWh.

A participação da DMED na UHE Machadinho é de 3,2899%, a qual está registrada em seu ativo imobilizado desde o exercício de 2013, devido à cisão total da MAESA – Machadinho Energética S/A, sociedade de propósito específico a qual foi constituída para viabilizar a construção e o financiamento da referida Usina.

Desta forma, considerando a energia gerada pelas três usinas instaladas no Município de Poços de Caldas e a quota-parte referente à Usina de Machadinho, a geração própria total foi de 190.791 MWh.

A DMED possui as seguintes centrais geradoras e subestações em operação no Município:

- UHE Walther Rossi - Antas II.
- MCH José Togni - Bortolan.
- PCH Eng.º Ubirajara Machado de Moraes - Véu das Noivas.
- Subestação de Interligação DME/Furnas.
- Subestação Saturnino.
- Subestação Osório.

A DMED detém com a ANEEL as seguintes concessões de Geração:

<u>Usinas</u>	<u>Rio</u>	<u>Capacidade instalada (MW)</u>	<u>Capacidade utilizada (MW)</u>	<u>Data da concessão</u>	<u>Final da concessão</u>
MCH José Toni	Antas	0,715	0,715	Registro	-
PCH Eng.º Ubirajara Machado de Moraes	Antas	0,8	0,8	Registro	-
Usina Hidrelétrica Walther Rossi - Antas II	Antas	16,5	16,5	13/3/1979	13/3/2029
UHE Machadinho (3,2899%)	Pelotas	1.140	24,92	15/7/1997	15/7/2032

Através da Portaria nº 629 de 3 de novembro de 2011, do Ministério de Minas e Energia, foi prorrogada por mais 20 anos a concessão para exploração da Usina Hidrelétrica denominada Walther Rossi - Antas II, prazo contado a partir de 14 de março de 2009 e regulada conforme Resolução Autorizativa ANEEL Nº 4547 de 11 de fevereiro de 2014.

2 Base de preparação

a. Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras estão sendo preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (BR GAAP), de acordo com as normas elaboradas pelo CPC - Comitê de Pronunciamentos Contábeis.

A autorização para a conclusão e emissão destas demonstrações financeiras foi dada pela Administração em 30 de março de 2016.

b. Base de mensuração

As demonstrações financeiras foram preparadas com base no custo histórico com exceção dos seguintes itens materiais reconhecidos nos balanços patrimoniais:

Os instrumentos financeiros não derivativos mensurados pelo valor justo por meio do resultado.

c. Moeda funcional e moeda de apresentação

Essas demonstrações financeiras são apresentadas em milhares de Reais, que é a moeda funcional da Companhia. Todas as informações financeiras apresentadas em milhares de Reais foram arredondadas para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

d. Uso de estimativas e julgamentos

A preparação das demonstrações financeiras de acordo com as normas CPC exige que a Administração faça julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas. Dado o grau de julgamento envolvido, os resultados reais podem divergir das estimativas.

Estimativas e premissas são revistas de uma maneira contínua. Revisões com relação a estimativas contábeis são reconhecidas no exercício em que as estimativas são revisadas e em quaisquer exercícios futuros afetados.

As informações sobre julgamentos críticos referentes às políticas contábeis adotadas que apresentam efeitos sobre os valores reconhecidos nas demonstrações financeiras estão incluídos nas seguintes notas explicativas:

- Nota nº 22 - Receita de fornecimento de energia faturada e não faturada.
- Nota nº 5 - Consumidores, concessionárias e permissionárias.

As informações sobre incertezas sobre premissas e estimativas que possuam um risco significativo de resultar em um ajuste material dentro do próximo exercício financeiro estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

- Nota nº 7 – Ativos e Passivos Financeiros Setoriais-Conta de Compensação da Variação dos Custos da “Parcela A”;
- Nota nº 11 - Ativo Financeiro Indenizável (concessão);
- Nota nº 12 - Mensuração de obrigações de benefícios definidos;
- Nota nº 20 - Provisões e contingências;
- Nota nº 26 - Imposto de renda e contribuição social diferidos;

e. Reconciliação de Saldos Contábeis Originalmente Publicados:

Balanco Patrimonial	Publicado	Reclassificações	Reclassificado
Ativo Circulante			
Subsídios Tarifários *	-	1.735	1.735
Outros Créditos **	4.628	(1.735)	2.893

* Apresentação do saldo a receber referente subsídios tarifários e redução tarifária equilibrada;

** Segregação do saldos saldo a receber referente subsídios tarifários e redução tarifária equilibrada originalmente publicado na rubrica de “Outros Créditos”;

3 Principais políticas contábeis

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

a. Instrumentos financeiros: Ativos e passivos financeiros

Os ativos e passivos financeiros da Companhia são reconhecidos inicialmente na data em que foram originados ou na data da negociação em que a Companhia se torna uma das partes das disposições contratuais do instrumento. A Companhia possui os seguintes principais ativos e passivos financeiros: i. mensurados ao valor justo por meio do resultado, ii. empréstimos e recebíveis, iii. Caixa e equivalentes de caixa e iv. Ativos financeiros disponíveis para venda. A classificação depende da finalidade para a qual os ativos e passivos financeiros foram adquiridos.

i. Ativos e passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado

Um ativo financeiro é classificado pelo valor justo por meio do resultado caso seja classificado como mantido para negociação e seja designado como tal no momento do reconhecimento inicial. Os ativos financeiros são designados pelo valor justo por meio do resultado se a Companhia gerencia tais investimentos e toma decisões de compra e venda baseadas em seus valores justos de acordo com a gestão de riscos documentada e a estratégia de investimentos da Companhia. Os custos da transação são reconhecidos no resultado como incorridos. Ativos financeiros registrados pelo valor justo por meio do resultado são medidos pelo valor justo, e mudanças no valor justo desses ativos, os quais levam em consideração qualquer ganho, são reconhecidas no resultado do exercício.

Ativos financeiros designados como pelo valor justo através do resultado compreendem instrumentos financeiros que de outra forma seriam classificados como disponíveis para venda.

ii. Empréstimos e recebíveis

Empréstimos e recebíveis são ativos financeiros com pagamentos fixos ou calculáveis que não são cotados no mercado ativo. Tais ativos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, os empréstimos e recebíveis são medidos pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos.

Os empréstimos e recebíveis abrangem consumidores e concessionárias.

iii. Caixa e Equivalentes de Caixa

Caixa e equivalentes de caixa abrangem saldos de caixa e investimentos financeiros com vencimento original de três meses ou menos a partir da data da contratação, os quais são sujeitos a um risco insignificante de alteração no valor, e são utilizadas na gestão das obrigações de curto prazo.

iv. Ativos financeiros disponíveis para venda

Ativos financeiros disponíveis para venda são ativos não derivativos designados como disponíveis para venda ou que não se classifiquem em nenhuma das categorias anteriores. Ativos financeiros disponíveis para venda são registrados inicialmente pelo valor justo acrescido de qualquer custo de transação diretamente atribuível. Após o reconhecimento inicial, os juros calculados pelo método da taxa efetiva de juros são reconhecidos na demonstração de resultado como parte do resultado financeiro, enquanto que as variações para registro ao valor justo são reconhecidas em outros resultados abrangentes. Quando um investimento é baixado, o resultado acumulado em outros resultados abrangentes é transferido para o resultado.

Os ativos financeiros indenizáveis (concessão), divulgados na Nota Explicativa nº 11 são classificados como ativos financeiros disponíveis para venda.

v. Passivos financeiros não derivativos

Os outros passivos financeiros (incluindo passivos designados pelo valor justo registrado no resultado) são reconhecidos inicialmente na data de negociação na qual a Companhia se torna uma parte das disposições contratuais do instrumento. A Companhia baixa um passivo financeiro quando tem suas obrigações contratuais retiradas, canceladas ou vencidas.

A Companhia classifica os passivos financeiros não derivativos na categoria de outros passivos financeiros. Tais passivos financeiros são reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis.

A Companhia tem os seguintes passivos financeiros não derivativos: fornecedores (nota explicativa nº 16) e outras contas a pagar (Nota explicativa nºs. 18 e 19).

vi. Capital social

Ações ordinárias são classificadas como patrimônio líquido.

b. Impairment de ativos e passivos financeiros

Ativos financeiros (incluindo recebíveis)

Um ativo financeiro não mensurado pelo valor justo por meio do resultado é avaliado a cada data de apresentação para apurar se há evidência objetiva de que tenha ocorrido perda no seu valor recuperável. Um ativo tem perda no seu valor recuperável se uma evidência objetiva indica que um evento de perda ocorreu após o reconhecimento inicial do ativo, e que aquele evento de perda teve um efeito negativo nos fluxos de caixa futuros projetados que podem ser estimados de uma maneira confiável.

A evidência objetiva de que os ativos financeiros perderam valor pode incluir o não pagamento ou atraso no pagamento por parte do devedor, a reestruturação do valor devido a Companhia sobre condições de que a Companhia não consideraria em outras transações, indicações de que o devedor ou emissor entrará em processo de falência, ou o desaparecimento de um mercado ativo para um título. Além disso, para um instrumento patrimonial, um declínio significativo ou prolongado em seu valor justo abaixo do seu custo é evidência objetiva de perda por redução ao valor recuperável.

Ativos financeiros mensurados pelo custo amortizado

A Companhia considera evidência de perda de valor de ativos mensurados pelo custo amortizado (para recebíveis e títulos de investimentos mantidos até o vencimento) tanto no nível individualizado como no nível coletivo. Ativos individualmente significativos são avaliados quanto à perda de valor específico. Todos os recebíveis e títulos de investimentos mantidos até o vencimento individualmente significativos identificados como não tendo sofrido perda de valor individualmente são então avaliados coletivamente quanto a qualquer perda de valor que tenha ocorrido, mas não tenha sido ainda identificada. Ativos individualmente importantes são avaliados coletivamente quanto à perda de valor por agrupamento conjunto desses títulos com características de risco similares.

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

Ativos disponíveis para venda

Perdas por redução ao valor recuperável em ativos financeiros disponíveis para venda são reconhecidas pela reclassificação da perda acumulada reconhecida em outros resultados abrangentes no patrimônio líquido para o resultado. A perda acumulada que é reclassificada de outros resultados abrangentes para o resultado é a diferença entre o custo de aquisição, líquido de qualquer reembolso e amortização de principal, e o valor justo atual, decrescido de qualquer redução por perda de valor recuperável previamente reconhecida no resultado. As mudanças nas provisões de perdas por redução ao valor recuperável atribuíveis a ao método dos juros efetivos são refletidas como um componente de receitas financeiras.

Caso o valor justo de um ativo financeiro de dívida (*debt security*) disponível para venda para o qual tenha sido reconhecida uma perda no valor recuperável apresente aumento, em um período subsequente, e o aumento possa ser objetivamente relacionado a um evento que ocorra após a perda por redução no valor recuperável ter sido reconhecida no resultado, então a perda de valor é revertida com o valor da reversão reconhecido no resultado. Todavia, qualquer recuperação subsequente no valor justo de um ativo financeiro disponível para venda para o qual tenha sido registrada perda do valor recuperável, é reconhecida em outros resultados abrangentes.

Ativos não financeiros

Os valores contábeis dos ativos não financeiros da Companhia, que são os estoques e imposto de renda e contribuição social diferidos, são revistos a cada data de apresentação para apurar se há indicação de perda no valor recuperável. Caso ocorra tal indicação, então o valor recuperável do ativo é estimado.

Uma perda por redução no valor recuperável é reconhecida se o valor contábil do ativo ou Unidade Geradora de Caixa exceder o seu valor recuperável.

O valor recuperável de um ativo ou unidade geradora de caixa é o maior entre o valor em uso e o valor justo menos despesas de venda. Ao avaliar o valor em uso, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados aos seus valores presentes através da taxa de desconto antes de impostos que reflita as condições vigentes de mercado quanto ao período de recuperabilidade do capital e os riscos específicos do ativo ou Unidade Geradora de Caixa. Para a finalidade de testar o valor recuperável, os ativos que não podem ser testados individualmente são agrupados ao menor grupo de ativos que gera entrada de caixa de uso contínuo que são em grande parte independentes dos fluxos de caixa de outros ativos ou grupos de ativos (a “unidade geradora de caixa ou UGC”). Para fins do teste do valor recuperável do ágio, o montante do ágio apurado em uma combinação de negócios é alocado à UGC ou ao grupo de UGCs para o qual o benefício das sinergias da combinação é esperado. Essa alocação reflete o menor nível no qual o ágio é monitorado para fins internos e não é maior que um segmento operacional determinado de acordo com o CPC 22.

Perdas por redução no valor recuperável são reconhecidas no resultado. Perdas reconhecidas referentes à Unidade Geradora de Caixa são inicialmente alocadas na redução de qualquer ágio alocado a esta UGC (ou grupo de UGC), e subsequentemente na redução dos outros ativos desta UGC (ou grupo de UGC) de forma *pro rata*.

Uma perda por redução ao valor recuperável relacionada a ágio não é revertida. Quanto a outros ativos, a perda de valor recuperável é revertida somente na condição em que o valor contábil do ativo não exceda o valor contábil que teria sido apurado, líquido de depreciação ou amortização, caso a perda de valor não tivesse sido reconhecida.

c. Consumidores, concessionárias e permissionárias

Engloba as contas a receber com fornecimento de energia e uso da rede, faturado e não faturado por estimativa, serviços prestados, acréscimos moratórios e outros, até o encerramento do balanço, contabilizado com base no regime de competência.

São considerados ativos financeiros e classificados como empréstimos e recebíveis.

As contas a receber de consumidores, concessionárias e permissionárias estão apresentadas líquidas da Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa (PCLD), reconhecida em valor considerado suficiente pela Administração para cobrir as prováveis perdas na realização das contas a receber de consumidores e títulos a receber cuja recuperação é considerada improvável.

A provisão para crédito de liquidação duvidosa foi constituída em bases consideradas suficientes para fazer em face de eventuais perdas na realização dos créditos, e está em conformidade com as Instruções da ANEEL a seguir resumidas:

- Clientes com débitos relevantes (grandes clientes): análise individual de saldo a receber dos consumidores, por classe de consumo, considerado de difícil recebimento.
- Para os demais casos: (a) Consumidores residenciais - vencidos há mais de 90 dias; (b) consumidores comerciais - vencidos há mais de 180 dias e (c) consumidores industriais, rurais, poder público, iluminação pública, serviços públicos e outros - vencidos há mais de 360 dias.

d. Estoques

Os materiais e equipamentos em estoque, classificados no ativo circulante (almoxarifado de manutenção e de obras e administrativo), estão registrados ao custo médio de aquisição e não excedem os seus custos de reposição ou valores de realização.

e. Ativo financeiro indenizável (concessão)

Os Contratos de Concessão de Serviços Públicos de Energia Elétrica e aditivos posteriores, celebrados entre a União (Poder Concedente - Outorgante) e a DME Distribuição S.A. (Concessionária - Operador), respectivamente, regulamentam a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica:

- O contrato estabelece quais os serviços que o operador deve prestar e para quem (classe de consumidores) os serviços devem ser prestados;
- O contrato estabelece padrões de desempenho para prestação de serviço público, com relação à manutenção e à melhoria da qualidade no atendimento aos consumidores, e o operador tem como obrigação, na entrega da concessão, devolver a infraestrutura nas mesmas condições em que a recebeu na assinatura desses contratos. Para cumprir com essas obrigações, são realizados investimentos constantes durante todo o prazo da concessão. Portanto, os bens vinculados à concessão podem ser repostos, algumas vezes, até o final da concessão;
- Ao final da concessão os ativos vinculados à infraestrutura devem ser revertidos ao poder concedente mediante pagamento de uma indenização; e.
- O preço é regulado através de mecanismo de tarifa estabelecido nos contratos de concessão com base em fórmula paramétrica (Parcelas A e B), bem como são definidas as modalidades de revisão tarifária, que deve ser suficiente para cobrir os custos, a amortização dos investimentos e a remuneração pelo capital investido.
- Com base nas características estabelecidas no contrato de concessão de geração e de distribuição de energia elétrica da Companhia, a Administração entende que estão atendidas as condições para a aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 (Contratos de Concessão), a qual fornece orientações sobre a contabilização de concessões de serviços públicos a operadores privados, de forma a refletir o negócio de distribuição elétrica, abrangendo:
 - Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciada até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente; e.

- Parcela remanescente à determinação do ativo financeiro (valor residual) classificada como um ativo intangível em virtude de a sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público.
- A infraestrutura recebida ou construída da atividade de distribuição, que estava originalmente representada pelo ativo imobilizado e intangível da Companhia, será recuperada através de dois fluxos de caixa, a saber:
 - Uma parte através do consumo de energia efetuado pelos consumidores (emissão do faturamento mensal da medição de energia consumida/vendida) durante o prazo da concessão; e.
 - Outra parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, a ser recebida diretamente do Poder Concedente ou de quem ele delegar essa tarefa.

O ativo financeiro indenizável refere-se à parcela não amortizada até o final da concessão dos investimentos realizados em infraestrutura e em bens essenciais para a prestação do serviço público que estejam vinculados ao contrato de concessão.

No entendimento da Administração, há expectativa de receber ao término da concessão pelos investimentos não amortizados, o valor apurado com base na Base de Remuneração Regulatória - BRR. A Companhia considera as mudanças nos valores justos dos ativos que compõem a infraestrutura da concessão como alteração na expectativa dos fluxos de caixa estimados, e, portanto são reconhecidos em resultado financeiro, no resultado do exercício, de acordo com o CPC 38 Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração, parágrafo AG8.

Ativos intangíveis

Compreende o direito de uso da infraestrutura, construída ou adquirida pelo operador ou fornecida para ser utilizada pela outorgante como parte do contrato de concessão do serviço público de energia elétrica e consequente direito de cobrar dos usuários do serviço público por ela prestado ao longo do prazo de concessão. Em consonância com o CPC 04 (Ativos Intangíveis), o ICPC 01 (Contratos de Concessão) e o OCPC 05 (Contratos de Concessão) os contratos de concessão tem vida útil finita e o ativo deverá ser completamente amortizado até o término da concessão, sendo este 07 de julho de 2045.

São avaliados ao custo de aquisição, incluindo capitalização de custos de empréstimos e remuneração das imobilizações em curso, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável.

f. Imobilizado

i. Reconhecimento e mensuração

São mensurados pelo custo histórico de aquisição ou construção, deduzido de depreciação acumulada e perdas de redução ao valor recuperável (impairment) acumuladas.

O custo inclui gastos que são diretamente atribuíveis à aquisição de um ativo. O custo de ativos construídos pela própria Companhia inclui:

O custo de materiais e mão de obra direta, custos de desmontagem e de restauração do local onde estes ativos estão localizados e quaisquer outros custos para colocar o ativo no local e condição necessários para que sejam capazes de operar da forma pretendida pela Administração.

Os ganhos e perdas na alienação de um item do imobilizado (apurados pela diferença entre os recursos advindos da alienação e o valor contábil do imobilizado), são reconhecidos em outras receitas/despesas operacionais no resultado.

Os gastos com manutenção e reparos recorrentes são registrados no resultado.

ii. Custos subsequentes

Gastos subsequentes são capitalizados na medida em que seja provável que benefícios futuros associados com os gastos serão auferidos. Gastos de manutenção e reparos recorrentes são registrados no resultado.

iii. Depreciação

Itens do ativo imobilizado são depreciados pelo método linear no resultado do exercício baseado na vida útil econômica estimada de cada componente. Terrenos não são depreciados.

Itens do ativo imobilizado são depreciados a partir da data em que são instalados e estão disponíveis para uso, ou em caso de ativos construídos internamente, do dia em que a construção é finalizada e o ativo está disponível para utilização.

g. Redução ao valor recuperável de ativos não financeiros

De acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 01(R1) - Redução ao valor recuperável de ativos, ao final de cada exercício ou sempre que houver indicação que o ativo possa apresentar perda, a Companhia revisa o valor contábil de seus ativos não financeiros para determinar se há alguma indicação de que tais ativos sofreram alguma perda por redução ao valor recuperável (*Impairment*). Se houver tal indicação, o montante recuperável do ativo é estimado, considerando suas operações de serviço de distribuição de energia em toda a área definida no contrato de concessão com a finalidade de mensurar o montante de perda, que é imediatamente reconhecida no resultado, quando aplicável.

h. Ajuste a valor presente

De acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 12 - Ajuste a valor presente, a Companhia analisa suas contas de ativos e passivos que serão sujeitas a liquidação financeira frente a questões relacionadas a valores realizáveis no futuro, prazo de liquidação, vencimento e possíveis taxas de desconto, com o objetivo de apurar o efetivo montante de realização ou liquidação por conta da desvalorização no tempo e incertezas associadas. Quando aplicável e relevante, a Companhia efetua a redução contábil do respectivo ativo ou passivo, efetuando a apropriação do ganho financeiro de acordo com a fruição do tempo.

Este conceito permeia todas as contas monetárias do balanço, a despeito de existirem pronunciamentos relativos a assuntos específicos que já orientavam a aplicação do conceito de ajuste a valor presente.

A Companhia aplicou o ajuste a valor presente para as contas de parcelamentos a consumidores e recuperação de crédito pelo aproveitamento do ICMS de seu ativo imobilizado.

i. Encargos Regulatórios

i. Contas de Desenvolvimento Energético (CDE)

Tem o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes alternativas nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, permitindo a universalização do serviço de energia elétrica. Os valores a serem pagos também são definidos pela ANEEL.

ii. Programas de Eficientização Energética (PEE), Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

São programas de reinvestimento exigidos pela ANEEL para as distribuidoras de energia elétrica, que estão obrigadas a destinar, anualmente, 1% de sua receita operacional líquida para aplicação nesses programas.

iii. Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica (TFSEE)

Os valores da taxa de fiscalização incidentes sobre a distribuição de energia elétrica são diferenciados e proporcionais ao porte do serviço concedido, calculados anualmente pela ANEEL considerando o valor econômico agregado pelo concessionário.

iv. Encargo do Serviço do Sistema (ESS)

Representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema Interligado Nacional para o atendimento do consumo de energia elétrica no Brasil. Esse custo é apurado mensalmente pela CCEE e é pago pelos agentes da categoria de consumo aos agentes de geração.

v. Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)

A Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH) é um percentual que as concessionárias e empresas autorizadas a produzir energia por geração hidrelétrica pagam pela utilização de recursos hídricos, calculados pelo valor da energia produzida.

vi. Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (ContaBandeiras)

Foi criada pelo Decreto nº 8.401/2015 e tem como finalidade administrar os recursos decorrentes da aplicação das bandeiras tarifárias instituídas pela ANEEL. Os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelas distribuidoras são revertidos à Conta Bandeiras e os recursos disponíveis na Conta são repassados aos agentes de distribuição, 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.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE é responsável pela criação e manutenção da Conta Bandeiras, cuja regulamentação foi realizada pela ANEEL por meio do Submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - **PRORET**.

j. Benefícios a empregados

i. Plano de contribuição definida

Um plano de contribuição definida é um plano de benefícios pós-emprego sob o qual uma entidade paga contribuições fixas para uma entidade separada (fundo de previdência) e não tem nenhuma obrigação legal ou construtiva de pagar valores adicionais. As obrigações por contribuições aos planos de pensão de contribuição definida são reconhecidas como despesas de benefícios a empregados no resultado nos exercícios durante os quais serviços são prestados pelos empregados. Contribuições pagas antecipadamente são reconhecidas como um ativo mediante a condição de que haja o ressarcimento de caixa ou a redução em futuros pagamentos estejam disponíveis. As contribuições para um plano de contribuição definida cujo vencimento é esperado para 12 meses após o final do período no qual o empregado presta o serviço são descontadas aos seus valores presentes.

A Companhia reconhece todas as despesas com os planos de contribuição definida no resultado como despesa com pessoal.

ii. Plano de benefício definido

Um plano de benefício definido é um plano de benefício pós-emprego que não um plano de contribuição definida. A obrigação líquida da Companhia quanto aos planos de pensão de benefício definido é calculada individualmente para cada plano através da estimativa do valor do benefício futuro que os empregados auferiram como retorno pelos serviços prestados no período atual e em períodos anteriores; aquele benefício é descontado ao seu valor presente. Quaisquer custos de serviços passados não reconhecidos e os valores justos de quaisquer ativos do plano são deduzidos. A taxa de desconto é o rendimento na data de apresentação das demonstrações financeiras para os títulos de dívida de primeira linha e cujas datas de vencimento se aproxime das condições das obrigações da Companhia e que sejam denominadas na mesma moeda na qual os benefícios têm expectativa de serem pagos.

O cálculo é realizado anualmente por um atuário qualificado através do método de crédito unitário projetado. Quando o cálculo resulta em um benefício para a Companhia, o ativo a ser reconhecido é limitado ao total de quaisquer custos de serviços passados não reconhecidos e o valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos futuros do plano ou redução nas futuras contribuições ao plano. Para calcular o valor presente dos benefícios econômicos, consideração é dada para quaisquer exigências de custeio mínimas que se aplicam a qualquer plano na Companhia. Um benefício econômico está disponível a Companhia se ele for realizável durante a vida do plano, ou na liquidação dos passivos do plano. Quando os benefícios de um plano são incrementados, a porção do benefício aumentado relacionado ao serviço passado dos empregados devem ser reconhecidos no resultado pelo método linear ao longo do período médio até que os benefícios se tornem direito adquirido (*vested*). Na medida em que os benefícios se tornem direito adquirido imediatamente, a despesa deve ser reconhecida imediatamente no resultado.

Em 31 de dezembro de 2015, e exercícios anteriores a 2015, a Companhia incorreu em um superávit do plano de benefício definido, conforme demonstrado na nota explicativa nº 12. Em decorrência do superávit do plano a Companhia não está reconhecendo despesas desde julho de 2012.

A administração dos planos de previdência complementar é feita pela Suprev - Fundação Multipatricinada de Suplementação Previdenciária e os recursos garantidores dos benefícios pelo Banco Itaú S.A.

k. Provisões

As provisões são reconhecidas para obrigações presentes (legal ou presumida) resultantes de eventos passados, para as quais seja possível estimar os valores de forma confiável e é provável que um recurso econômico seja exigido para liquidar a obrigação. O valor reconhecido como provisão é a melhor estimativa das considerações requeridas para liquidar a obrigação na data do balanço, considerando-se os riscos e as incertezas relativos às obrigações.

Os riscos contingentes, devido a sua natureza, são solucionados apenas quando da ocorrência ou da falta de ocorrência de eventos futuros. A avaliação desses riscos envolve, de maneira inerente, considerações e estimativas significativas relativas ao resultado de eventos futuros, consubstanciados em informações disponibilizadas pelos assessores legais da Companhia. Nesse contexto e frente às orientações do Pronunciamento Técnico CPC 25 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes, a Companhia registrou provisões para riscos fiscais, trabalhistas e cíveis (nota 20).

I. Imposto de renda e contribuição social corrente

O Imposto de Renda e a Contribuição Social do exercício corrente e diferido são calculados com base nas alíquotas de 15 %, acrescidas do adicional de 10% sobre o lucro tributável excedente de R\$ 240.000,00 para imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável para contribuição social sobre o lucro líquido, e consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real.

A despesa com imposto de renda e contribuição social compreende os impostos de renda correntes e diferidos. O imposto corrente e o imposto diferido são reconhecidos no resultado a menos que estejam relacionados à combinação de negócios, ou itens diretamente reconhecidos no patrimônio líquido ou em outros resultados abrangentes.

O imposto corrente

É o imposto a pagar ou a receber esperado sobre o lucro tributável ou prejuízo do exercício, com base nas taxas de impostos decretados ou substantivamente decretados na data de apresentação das demonstrações financeiras e qualquer ajuste aos impostos a pagar com relação aos exercícios anteriores.

O imposto diferido

É reconhecido com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins contábeis e os correspondentes valores usados para fins de tributação.

A Administração não reconhece o imposto de renda e contribuição social diferidos sobre as diferenças temporárias quando há incertezas significativas na estimativa dos lucros tributáveis futuros na época em que as provisões, que geram tais diferenças temporárias, sejam efetivamente incorridas.

m Operações de compra e venda de energia elétrica na câmara de comercialização de energia elétrica (“CCEE”)

Os registros das operações de compra e venda de energia na CCEE estão reconhecidos pelo regime de competência de acordo informações divulgadas por aquela entidade ou por estimativa da Administração, quando as informações disponibilizadas pela CCEE não estão disponíveis.

n Reconhecimento da receita

A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida dos impostos e dos eventuais descontos incidentes sobre ela.

A receita de venda de energia é reconhecida quando é provável que os benefícios econômicos associados às transações fluirão para a Companhia e o valor da receita pode ser mensurado com confiabilidade.

A receita de serviços prestados é reconhecida no resultado com base no estágio de conclusão do serviço na data de apresentação das demonstrações financeiras. O estágio de conclusão é avaliado por referência a pesquisas de trabalhos realizados.

A receita não faturada, corresponde à receita de fornecimento de energia elétrica, entregue e não faturada ao consumidor, e à receita de utilização da rede de distribuição não faturada, calculada em base estimada, referente ao período após a medição mensal e até o último dia do mês.

A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo muito próximas à zero, considerando que:

- i. A atividade-fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica;
- ii. Toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade-fim; e
- iii. A Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas.

A Receita Financeira está relacionada com as aplicações financeiras e remuneração do capital próprio para investimentos registrados em imobilizações em curso. A receita financeira é reconhecida conforme o prazo decorrido, usando o método de taxa efetiva de juros.

o Distribuição de dividendos

De acordo com a legislação brasileira, a Companhia é requerida a distribuir como dividendo anual mínimo obrigatório 25% do lucro líquido ajustado. De acordo com as práticas contábeis, CPC 24 e ICPC 08 (R1), apenas o dividendo mínimo obrigatório pode ser provisionado, já o dividendo declarado ainda não aprovado, só deve ser reconhecido como passivo nas demonstrações financeiras após aprovação pelo órgão competente. Desta forma, os dividendos não aprovados são mantidos no patrimônio líquido, em conta de dividendo adicional proposto, em virtude de não atenderem aos critérios de obrigação presente na data da referida demonstração.

4 Caixa e equivalentes de caixa

	31/12/15	31/12/14
Caixa e Depósitos Bancários à Vista	766	641
Numerários em Trânsito	316	-
Aplicações Financeiras	69.734	84.162
Total	70.816	84.803

Incluem saldos de caixa, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras com liquidez imediata, os quais são registrados pelos valores de custo acrescidos dos rendimentos auferidos até as datas dos balanços pelo critério *pro rata*, que equivalem aos seus valores de mercado.

As aplicações financeiras correspondem a operações de curto prazo, com baixo risco de perda de valor em caso de resgate antecipado, realizadas com instituições que operam no mercado financeiro nacional, tendo como características liquidez diária, baixo risco de crédito e remuneração equivalente, na média, a 100% do Certificado de Depósito Bancário (CDB/CDI).

A exposição da Companhia a essa taxa de remuneração está apresentada na nota explicativa 33 – Valor Justo e Análise de Sensibilidade.

5 Consumidores, concessionárias e permissionárias

	31/12/15	31/12/14
Consumidores Faturados	28.161	16.751
Consumidores - Parcelamentos	2.540	-
Comercialização no âmbito da CCEE	158	16.147
Outros Créditos	99	341
(-) Provisão para Créditos de liquidação Duvidosa	(3.241)	(2.916)
	27.717	30.323
Consumidores Não Faturado	7.113	4.306
Total	34.830	34.629

5.1 Provisão para créditos de liquidação duvidosa

Os saldos vencidos e a vencer relativos ao fornecimento faturado de energia elétrica e ao parcelamento de débitos estão distribuídos da seguinte forma:

	Contas a Receber de Consumidores, Concessionárias e Permissionárias				Provisão Para Crédito de Liquidação Duvidosa		Contas a Receber de Consumidores, Concessionárias e Permissionárias, Líquidos	
	Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos a mais de 90 dias	Total	2015	2014	2015	2014
Residencial	5.259	4.197	2.163	11.618	(2.163)	(1.863)	9.456	5.698
Industrial	7.479	1.059	49	8.587	(29)	(38)	8.558	4.764
Comércio, Serviço e Outras	3.446	1.135	610	5.191	(474)	(514)	4.717	2.620
Rural	268	91	37	396	(16)	(13)	380	204
Poder Público	343	18	63	424	(18)	-	406	330
Iluminação Pública	712	-	-	712	-	-	712	377
Serviço Público	585	-	-	585	-	-	585	328
Subtotal Consumidores	18.092	6.499	2.921	27.513	(2.700)	(2.429)	24.813	14.322
Comercialização na CCEE: Concessionárias / Permissionárias	158	-	-	158	(3)	(3)	155	16.145
Subtotal Consumidores/ Concessionárias e Permissionárias	18.250	6.499	2.921	27.670	(2.703)	(2.432)	24.968	30.467
Consumidores Livres	648	-	-	648	-	-	648	-
Parcelamentos a Conusmidores	2.540	-	-	2.540	(520)	(485)	2.021	1.047
Outras Contas a Receber de consumidores	99	-	-	99	(19)	-	80	-
Total Consumidores/ Concessionárias e Permissionárias / Parcelamento a Consumidores e Outros	21.538	6.499	2.921	30.959	(3.242)	(2.916)	27.717	31.514

6 Tributos e Contribuições Sociais Compensáveis

	31/12/15	31/12/14
Tributos e Contribuições Compensáveis		
ICMS a Recuperar	100	113
Provisão IRRF Aplicações Financeiras	1.249	1.145
Contribuição Social a Recuperar	1.059	916
Outros Compensáveis	49	21
TOTAL CIRCULANTE	2.458	2.196
ICMS a Recuperar	41	28
TOTAL NÃO CIRCULANTE	41	28

7 Ativos Financeiros Setoriais:

Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” (CVA) e outros componentes financeiros

Em 10 de dezembro de 2014, foi assinado o Quinto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão para Prestação do Serviço Público de Energia Elétrica nº 049/1999 – ANEEL.

A partir desta data, a DMED passou a reconhecer o saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” (CVA) e de outros componentes financeiros.

A CVA trata de valores realizados, uma vez que é responsável por registrar as variações positivas e negativas entre a estimativa de custos não gerenciáveis da Companhia e os pagamentos efetivamente ocorridos entre os processos tarifários anuais. As variações apuradas são atualizadas monetariamente com base na taxa SELIC e compensadas nos reajustes tarifários subsequentes.

Segue abaixo os saldos desses ativos e passivos financeiros:

ATIVOS FINANCEIROS SETORIAIS:

	<u>31/12/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
<u>Circulante</u>		
CVA - COMPENSAÇÃO FINANCEIRA PELA UTILIZAÇÃO DE RECURSOS HÍDRICOS - COFURH	13	12
CVA - TRANSPORTE DE ENERGIA PELA REDE BÁSICA	470	911
CVA - CUSTO DA ENERGIA DE ITAIPU	5.114	311
CVA - ENCARGOS DE SERVIÇOS DE SISTEMAS - ESS	1.119	-
CVA - CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO - CDE	3.551	609
CVA - PROINFA	83	128
CVA - CUSTO DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA	11.116	14.596
CVA - TRANSPORTE ENERGIA ELÉTRICA - ITAIPU BINACIONAL	91	25
DEMAIS ATIVOS FINANCEIROS SETORIAIS - NEUTRALIDADE DA PARCELA A	2.510	-
DIFERIMENTO DE REPOSIÇÃO NA REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA	10.225	-
	34.292	16.592
<u>Não circulante</u>		
DIFERIMENTO REPOSIÇÃO TARIFÁRIA	-	12.851
	-	12.851

PASSIVOS FINANCEIROS SETORIAIS:

	<u>31/12/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
CVA - ENCARGOS DE SERVIÇOS DE SISTEMA - ESS	2.355	5.536
CVA - CUSTO DA ENERGIA DE ITAIPU	172	1.019
CVA - CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA	3.920	5.541
CVA - PROINFA	17	-
CVA - TRANSPORTE DE ENERGIA PELA REDE BÁSICA	182	-
NEUTRALIDADE PARCELA A	-	399
DEVOLUÇÕES TARIFÁRIAS - BANDEIRAS TARIFÁRIAS	2.800	-
	9.446	12.495

O valor proveniente do reposicionamento tarifário da ordem de R\$ 12.851, divulgado no ativo não circulante em 2014, foi transferido em 2015 para o ativo circulante, em virtude da ANEEL, ter homologado o referido valor conforme consta na Resolução Homologatória 1976 de 27 de outubro de 2015 e ter incluído o mesmo no reposicionamento tarifário da DMED.

8 Cauções e Depósitos Vinculados

	<u>31/12/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
<u>Depósitos Judiciais e Cauções</u>		
Depósito Judicial - ANEEL/CCEE	2.822	-
TOTAL CIRCULANTE	2.822	-
ICMS - Depósito Judicial	4.880	4.494
Depósitos Judiciais - Outros	232	288
TOTAL NÃO CIRCULANTE	5.112	4.782
TOTAL CIRCULANTE E NÃO CIRCULANTE	7.934	4.782

ANEEL/CCEE

Trata-se de Termo de Notificação da CCEE e Auto de Infração decorrente deste, referente ao não reconhecimento do montante de 6,31 MW médios ou 10.733,392 MWh de exposição involuntária da DMED do período de janeiro a dezembro de 2013.

ICMS - Depósito judicial

Refere-se basicamente, a um depósito judicial decorrente do aproveitamento de crédito do ativo imobilizado da DMED, considerado indevido pela Receita Estadual de Minas Gerais. O processo judicial atrelado a esse depósito judicial foi transitado e julgado durante o exercício de 2013, com êxito parcial à Companhia, e a Administração aguarda a definição da liquidação da sentença quanto aos valores a serem revertidos ao Estado de Minas Gerais, entretanto, a Companhia com base na estimativa de seus advogados responsáveis pelo processo, registrou provisão durante os exercícios de 2013/ 2014 e 2015 proveniente da parcela a ser revertida a União na ordem de R\$ 662 mil.

A movimentação dos depósitos judiciais está demonstrada a seguir:

<u>Saldo em 31/12/14</u>	<u>Adições</u>	<u>Atualização</u>	<u>Reversões</u>	<u>Pagamentos</u>	<u>Saldo em 31/12/2015</u>
4.782	2.929	351	(102)	(25)	7.934

9 Reembolso Subsídios Tarifários

Os subsídios incidentes nas tarifas aplicáveis ao serviço público de distribuição de energia elétrica são reembolsados através dos repasses de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), em cumprimento ao disposto no art. 1º do Decreto nº 7.891 de 23 de janeiro de 2013.

Tais subsídios referem-se aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica e referente ao equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição, os quais são homologados pela Agencia Nacional de Energia Elétrica.

Em dezembro de 2015 a DMED encerrou o respectivo exercício social com um saldo a receber registrado no ativo circulante de R\$ 1.335 mil para os descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis e R\$ 2.732 mil referente à redução das tarifas.

10 Outros créditos

	31/12/2015	31/12/2014 (reapresentado)
Numerário em Trânsito	-	364
Títulos de Crédito a Receber	326	1.620
Desativações em Curso	378	489
Adiantamentos Empregados	252	235
Serviços Prestados a Terceiros	3	9
Outros	591	176
	1.551	2.893

11 Ativo financeiro indenizável (concessão)

A movimentação dos saldos referentes ao ativo indenizável (concessão) está demonstrada a seguir:

Saldo em 31/12/2014	Adições	Atualização	Obrigações Especiais	Baixas	Saldo em 31/12/2015
119.228	6.587	1.623	-	(123.983)	3.455

Através da assinatura do Sexto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica nº 49/1999, o qual ocorreu em 08 de dezembro de 2015, a ANEEL formalizou a prorrogação do referido Contrato de Concessão até 07 de julho de 2045.

Desta forma a DMED analisou o cálculo do ativo financeiro indenizável, levando em consideração a prorrogação da concessão por mais 30 anos, e procedeu a baixa do saldo do ativo financeiro indenizável para o ativo intangível, pertencente à parcela que será amortizada até o final da concessão, dos investimentos realizados em infraestrutura e em bens essenciais para a prestação do serviço público vinculados ao Contrato de Concessão.

12 Superávit do Plano de Benefício Definido

Autorizada pela Lei Municipal nº 5.428, de 30 de setembro de 1993, a DME Distribuição S.A. patrocina dois planos de benefícios distintos, cujo objetivo é proporcionar a complementação de aposentadoria dos empregados que, após terem cumprido as exigências do plano, sejam elegíveis ao benefício. A Companhia, dado o seu porte, participa de um fundo multipatrocinado.

De acordo com o CPC 33, os saldos de ativos e passivos relacionados ao plano de benefício definido devem seguir as diretrizes de reconhecimento contábil conforme definido pela norma, atendendo as premissas contratuais e as exigências regulamentares. Para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2015, a Companhia obteve um laudo atuarial preparado por especialistas externos que indica um montante de ativos e passivos atuariais de R\$ 12.247 e de R\$ 773, respectivamente, resultando em um possível superávit no plano.

A Companhia e os administradores do fundo de pensão estimam que os recursos relacionados ao excedente patrimonial (*superávit*) tiveram sua origem por conta da migração de uma grande parte dos participantes para o plano de benefícios da modalidade de contribuição definida em anos anteriores, tendo em vista, que a entrada em vigor da Emenda Constitucional nº 20 trouxe a necessidade de alterar o regulamento do plano de benefício DME quanto a elegibilidade e forma de cálculo dos benefícios programados. Com a alteração do Regulamento aprovado pelo Ministério de Previdência Social, verificou-se que houve um impacto nas reservas matemáticas, o qual foi sanado pela patrocinadora na ordem de R\$ 1.990 durante o exercício social de 2000. Considerando que os participantes estavam com uma contribuição normal elevada e que esta

teria que ser paritária, foi solicitado a SUPREV, estudos para a implantação de um plano de benefícios na modalidade Contribuição Definida. Esse estudo foi realizado e aprovado pela PREVIC/MPS gerando o Plano de Benefício DME II, para o qual a grande maioria dos participantes migraram. Os valores aportados pela patrocinadora para o Plano de Benefícios DME durante o exercício social de 2000, atualizados pela meta atuarial perfazem o montante de R\$ 18.140. Esse valor posicionado em dezembro de 2015 pela metodologia CVM 695/12 resulta em um superávit de R\$ 11.474;

Demonstra-se assim, que mais de 50% do aporte realizado pela patrocinadora, foi para atender a melhoria dos benefícios gerada pela Emenda Constitucional nº 20, bem como para a redução da contribuição normal por parte dos participantes.

Em 21 de novembro de 2012, a SUPREV encaminhou processo à Superintendência Nacional de Previdência Complementar - PREVIC, com o objetivo de obter aprovação quanto à destinação da Reserva Especial do Plano de Benefícios nº 006-DME. A Companhia aguarda a homologação e aprovação final da PREVIC quanto a destinação desse superávit.

Para o exercício de 2014, a Companhia procedeu ao ajuste contábil do plano de benefício definido, ou seja, reconheceu apenas 50% do seu valor superavitário conforme estabelece a Resolução CGPC nº 26/2008, conjugada com o especificado na Interpretação Técnica nº ICPC 20, até que haja manifestação favorável da PREVIC quanto ao processo de destinação ao patrocinador.

Segue abaixo a movimentação do plano de benefício definido:

	<u>31/12/2015</u>	<u>31/12/2014</u> (reapresentado)
Valor Presente das Obrigações Atuariais com Cobertura	(773)	(1.131)
Valor Justo dos Ativos em excesso aos montantes das obrigações	12.247	11.260
Valor Presente da obrigação descoberta	<u>11.474</u>	<u>10.129</u>
Ganhos Atuariais não reconhecidos	-	-
Ativo Atuarial Líquido	<u>11.474</u>	<u>10.129</u>
Reserva de Contingência	-	-
Ativo do Plano	<u>11.474</u>	<u>10.129</u>
Mudança no efeito do teto de ativo (Asset Ceiling)	<u>(7.564)</u>	<u>(5.926)</u>
Ativo/ (Passivo) Líquido reconhecido	3.910	4.203

A movimentação do valor presente das obrigações atuariais e do valor justo dos ativos do plano são como segue:

Valor Justo dos ativos do plano em 31/12/2014	11.260
Rendimento Esperado dos Ativos do Plano	1.328
Contribuições Recebidas pelo fundo	-
Benefícios Pagos pelo fundo	(23)
Ganhos/ (Perdas) atuariais sobre os ativos do plano	<u>(318)</u>
	12.247
Valor presente da Obrigação em 31/12/2014	1.131
Custo dos Juros	132

Custo do Serviço Corrente	59
Benefícios Pagos pelo Fundo	(23)
(Ganhos)/Perdas atuariais sobre a obrigação atuarial	(526)
Valor presente da Obrigação em 31/12/2015	773

As principais premissas consideradas no cálculo atuarial na data do balanço foram:

Premissas Atuariais	<u>31/12/2015</u>	<u>31/12/2014</u> (reapresentado)
Taxa Nominal de Desconto atuarial	13,70%	11,81%
Taxa Real de Juros	6,99%	5,98%
Inflação medida	6,27%	5,50%
Taxa Nominal de Rendimento Esperado para os Ativos do Plano	13,70%	11,81%
Ratatividade	-	-
Taxa Nominal de Progressão Salarial para Participantes Ativos	8,40%	7,61%
Taxa Nominal de Progressão Salarial para Participantes Autopatrocinados	-	-
Fator de Capacidade para Salários	-	-
Fator de Capacidade para Benefícios	-	-
Tábua de Mortalidade Participantes Ativos e Assistidos	AT-2000	AT-2000

Plano de contribuição definida

Para o plano de contribuição definida, o regime financeiro é de capitalização e repartição dos benefícios e os custos são realizados paritariamente pelos participantes e pela patrocinadora.

O valor atuarial do plano de benefícios de contribuição definida era de R\$ 31.396 mil no exercício de 2014 e no exercício de 2015 é de R\$ 36.445 mil.

13 Imobilizado

A composição do ativo imobilizado e da depreciação acumulada são como segue:

	Taxa anuais médias de depreciação (%)	Custo	Depreciação e amortização acumuladas	Valor Líquido	
				31/12/2015	31/12/2014
Imobilizado em Serviço					
Geração	5,24%	30.248	(13.473)	16.775	17.248
Distribuição	5,88%	18.036	(6.145)	11.892	12.427
Comercialização	-	-	-	-	62
Administração	6,08%	20.061	(6.339)	13.723	1.442
		68.345	(25.956)	42.389	31.178

Segue abaixo a movimentação do custo do ativo imobilizado:

	<u>31/12/14</u>	<u>Adições</u>	<u>Baixas</u>	<u>Transferências</u>	<u>31/12/15</u>
Terrenos	3.788	133	-	-	3.921
Reservatórios, Barragens e adutoras - Machadinho	12.131	-	-	-	12.131
Edificações, obras civis e benfeitorias	14.395	11.862	-	(1.992)	24.265
Máquinas e equipamentos	19.179	15.211	(2.113)	(10.206)	22.071
Veículos	4.507	-	-	-	4.507
Móveis e utensílios	786	-	(8)	671	1.450
	54.786	27.207	(2.121)	(11.527)	68.345

A movimentação da depreciação acumulada está assim apresentada:

	<u>31/12/14</u>	<u>Adições</u>	<u>Baixas</u>	<u>Transferências</u>	<u>31/12/15</u>
Edificações, obras civis e benfeitorias	(4.430)	(1.073)	-	348	(5.155)
Reservatórios, Barragens e adutoras – Machadinho	(5.115)	(840)	-	438	(5.517)
Máquinas e equipamentos	(9.343)	(7.552)	1.395	5.097	(10.403)
Veículos	(4.231)	(96)	-	-	(4.328)
Móveis e utensílios	(489)	(72)	8	-	(553)
	(23.608)	(9.632)	1.403	5.883	(25.956)

14 Intangível

A Administração da Companhia entende que a amortização do ativo intangível deve respeitar a vida útil estimada de cada bem integrante do conjunto de bens tangíveis contidos na infraestrutura de distribuição. Assim sendo, esses bens devem ser amortizados individualmente, respeitando a vida útil de cada um deles, limitada ao prazo de vencimento da concessão.

Como resultado da utilização desse critério de amortização, o total do ativo intangível será sempre amortizado de forma não linear.

O valor residual de cada bem que ultrapassa o prazo do vencimento da concessão está alocado como ativo financeiro da concessão.

O saldo de intangível está composto como segue:

	<u>Custo</u>	<u>Depreciação acumulada</u>	<u>Valor residual</u>	<u>Obrigações especiais</u>	<u>Valor líquido 31/12/2015</u>
Geração:	49.780	(23.504)	26.276	(112)	26.164
Distribuição	172.323	(51.866)	120.457	(7.674)	112.783
Administração	1.782	(341)	1.440	3	1.443
Comercialização	44	(44)	-	-	-
	223.929	(75.756)	148.173	(7.783)	140.390

A movimentação do intangível está demonstrada a seguir:

	<u>Saldo em 31/12/2014</u>	<u>Adições</u>	<u>Baixas</u>	<u>Transferência Ativo Financeiro</u>	<u>Depreciação</u>	<u>Obrigações Especiais</u>	<u>Saldo em 31/12/2015</u>
Geração	2.400	374	(2.037)	26.939	(1.400)	(111)	26.164
Distribuição	13.588	19.996	(16.391)	106.097	(5.117)	(5.391)	112.783
Administração	12.860	1.650	(13.360)	283	(5)	14	1.443
	28.848	22.021	(31.788)	133.320	(6.523)	(5.489)	140.390

Teste de redução ao valor recuperável dos ativos

A companhia avaliou eventuais indicativos de desvalorização de seus ativos que pudessem gerar a necessidade de testes sobre o valor recuperável. Tal avaliação foi baseada em fontes externas e internas de informações, levando em consideração o valor justo de um instrumento utilizando um preço de mercado observável.

O resultado de tal avaliação para todos os exercícios apresentados não apontou indicativos de redução ao valor recuperável desses ativos, não havendo, portanto, perdas por desvalorização a serem reconhecidas.

Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica

As obrigações especiais (não remuneradas) representam as contribuições da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno em favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição. As obrigações especiais estão sendo amortizadas às mesmas taxas de amortização dos bens que compõem a infraestrutura, a partir do segundo ciclo de revisão tarifária periódica (a partir de junho de 2008).

Ao final da concessão o valor residual das obrigações especiais será deduzido do ativo financeiro de indenização.

O valor recuperável destes ativos supera seu valor contábil, e, portanto, não há perdas por desvalorização a serem reconhecidas.

15 Fornecedores

	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Fornecedores de energia elétrica	5.213	2.981
Partes Relacionadas - DME Energética S/A	-	1.958
Fornecedores de energia elétrica - CCEE	2.860	-
Fornecedores - Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	778	772
Materiais e Serviços	<u>4.602</u>	<u>2.450</u>
	<u>13.453</u>	<u>8.161</u>

16 Credores Diversos

	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Consumidores	79	80
Empregados	91	78
Taxa de Iluminação Pública Arrecadada	1.155	801
Prefeitura Municipal de Poços de Caldas - CIP	2.938	4.698
Cauções em Garantia	136	-
Outros	<u>285</u>	<u>215</u>
	<u>4.686</u>	<u>5.871</u>

17 Encargos Regulatórios

	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - COFURH	145	77
Quota da CDE (*)	2.602	193
Uso Vias Púb. Postes Ilumin.- P.M.P.C. - DEC. 8501/06	169	161
Taxa de Fiscalização – ANEEL	25	27
Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias	33	-
Demais Encargos Setoriais	<u>22</u>	<u>-</u>
Total	<u>2.995</u>	<u>458</u>

(*) A elevação da cota da CDE em 2015, se explica tanto pelo aumento das despesas quanto pela redução das receitas não tarifárias. As despesas abarcadas pela Conta de Desenvolvimento Energético – CDE são: indenizações de concessão, subsídios tarifários, subvenção da redução tarifária equilibrada, baixa renda e carvão mineral e Conta de Consumo de Combustíveis – CCC. Dentre as receitas, a diferença mais representativa se deve à previsão de não haver aportes do Tesouro Nacional.

Em 2015, em função do novo orçamento para a CDE, foi elevado o montante anual de R\$ 194 milhões para R\$ 2.598 milhões (conforme Resoluções da ANEEL nº 1.857/15 e nº 1.863/15),

sendo repassado às tarifas no componente de encargos setoriais.

18 Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Programas de Eficiência Energética (PEE)

O saldo da conta de P&D e PEE estão assim apresentados:

	31/12/15	31/12/14
Pesquisa e Desenvolvimento		
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT	32	71
Ministério de Minas e energia - MME	16	35
Recursos em Poder da Empresa	2.226	2.022
	2.275	2.128
 Programa de Eficiência Energética	 3.768	 3.272

19 Tributos e Contribuições Sociais

	31/12/15	31/12/14
ISS - Serviços de Terceiros	87	72
ICMS	4.606	416
IRRF - Serviços de Terceiros	28	278
IRPJ- Imposto de Renda Pessoa Jurídica	-	-
IRRF - Juros Sobre Capital Próprio	-	-
INSS	459	394
FGTS	188	157
Pis/Pasep	388	194
Cofins	1.816	893
CSLL	28	16
	7.599	2.420

20 Contingências

A Companhia registrou provisões para riscos fiscais, trabalhistas e cíveis, as quais foram constituídas mediante as orientações do Pronunciamento Técnico CPC 25 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes.

As provisões para contingências foram constituídas com base em avaliação dos riscos de perdas em processo em que a Companhia, tenha probabilidade de perda mais provável do que não na opinião dos assessores legais e da Administração.

	31/12/14	Constituição de provisão	Realização Pagamentos	Reversão da Provisão	Encargos/Desp. Financeiras/IRRF/INSS	31/12/15
Cíveis	2.531	20	(25)	(78)	-	2.448
Trabalhistas	6.409	2.127	(912)	(2.285)	(955)	4.385
Tributárias:						
Federal	15.940	-	-	-	-	15.940
Estadual	405	221	-	-	-	626
	25.285	2.368	(937)	(2.363)	(955)	23.398

O sumário dos principais assuntos que são parte da provisão para contingências são:

a) Cíveis

A Companhia discute questões de diversas naturezas que, com base na avaliação dos seus assessores jurídicos e seguindo critérios definido pela Administração, são consideradas de risco de perda provável e, portanto, são provisionadas. Os valores estimados dessas contingências são de R\$ 2.448. As ações cíveis classificadas pelo assessores jurídicos como risco de perda possível é de R\$ 164.

b) Trabalhistas

As principais causas trabalhistas relacionam-se às reivindicações de ex-funcionários e sindicatos para o pagamento de ajustes salariais (horas extras, equiparação salarial, reajuste salarial acordo coletivo, dentre outras reivindicações), que com base na avaliação dos assessores jurídicos da Companhia, seguindo os critérios definidos pela Administração são considerados com risco de perda provável, e portanto, provisionadas em 31 de dezembro de 2015, o montante de R\$ 4.384 (R\$ 6.409 em 2014). As ações trabalhistas classificadas pelo assessores jurídicos como risco de perda possível é de R\$ 271.

c) Tributárias

A DMED sofreu fiscalização da Receita Federal, no que tange aos recolhimentos de IRPJ, CSLL, PIS e COFINS para o período de 2007 a abril de 2010.

Ocorre que nos períodos supracitados a Companhia gozava de imunidade tributária para o recolhimento dos referidos impostos, no entanto, o Fisco lavrou Auto de Infração descaracterizando a imunidade (reciproca) da Companhia.

Os Autos de infração foram baseados nos argumentos centrais de que: (1) a autarquia realizaria atividade econômica tipicamente privada e recebe contraprestação, na forma de tarifa, fato que afastaria a imunidade, conforme previsto pelo § 3º do art. 150 da CF e (2) a autarquia prestaria serviço público de competência exclusiva da União; portanto, sendo o serviço prestado por força de concessão, ainda que ao Município e a uma Autarquia Municipal, também por esta razão não poderia se aproveitar da imunidade.

Desta forma, a Companhia mantém provisionado em seus registros contábeis pelos seus valores históricos, o montante de R\$ 15.940 , até que se conheça o desfecho dos Autos de Infração de 2007, 2008, 2009 e janeiro a abril de 2010. Para estes Autos, tais montantes foram quantificados pelos seus Assessores Jurídicos na ordem de R\$30.899 para o Auto de 2007, R\$ 78.977 para os Autos de 2008 e 2009 e R\$ 4.281 referente a 2010.

21 Patrimônio líquido

a) Capital social:

O capital social da Companhia é integralmente subscrito pelo acionista e controlador DME Poços de Caldas Participações S.A., o qual está assim representado:

	<u>Quantidade de ações</u>	<u>Valor</u>
Capital Subscrito	476.785.114	158.585
Capital Social	<u>476.785.114</u>	<u>158.585</u>

Natureza e propósito das reservas

b) Reserva legal:

É constituída à razão de 5% do lucro líquido apurado em cada exercício nos termos do art. 193 da Lei 6.404/76, até o limite de 20% do capital social.

c) Reservas de capital:

A reserva de capital é formada basicamente pela remuneração do capital próprio aplicado em imobilização em curso e em bens para uso futuro nos serviços concedidos.

d) Destinação do lucro líquido:

O Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição como dividendo de no mínimo 25% do lucro líquido ajustado na forma da lei aos titulares de suas ações.

Para este exercício, a Administração da Companhia está propondo a distribuição do saldo do lucro líquido através da declaração de R\$ 4.244 na forma de dividendos, conforme demonstrado a seguir:

	<u>31/12/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Lucro Líquido	17.870	91.002
(-) Reserva Legal (5%)	(893)	(4.551)
	<u>16.976</u>	<u>86.451</u>
(-) Reversão Contábil	-	-77.331
	<u>16.976</u>	<u>9.120</u>
25% Dividendos	(4.244)	(2.280)
	<u>12.731</u>	<u>6.840</u>
Efeito da reversão no Lucro Líquido	-	77.331
Lucro Líquido após destinação aos acionistas e constituição de reserva legal	<u><u>12.731</u></u>	<u><u>84.171</u></u>

Juros Sobre Capital Próprio

No exercício de 2015 a Companhia deliberou pelo pagamento de juros sobre o capital próprio para a sua controladora DME Poços de Caldas Participações, conforme estabelecido no Estatuto Social da DMED, ou seja, não devendo o mesmo ultrapassar o limite de 25 % referente aos dividendos obrigatórios, do qual o mesmo será deduzido.

O montante de juros sobre capital próprio pagos em 2015 foi de R\$ 4.448.

A reconciliação das vendas brutas para a receita líquida é como segue:

	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
Fornecimento de energia elétrica	193.330	136.659
Suprimento de energia elétrica	35.373	23.139
Energia elétrica de curto prazo	12.641	17.355
Renda de prestação de serviços	-	2.214
Arrendamentos e alugueis	-	1.047
Serviço taxado	113	88
Doações, contrib. subvenções vinculadas ao serviço concedido	1.079	7.374
Outras	23	19
	<u>242.559</u>	<u>187.895</u>
 DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL:		
Impostos sobre a receita		
ICMS	(46.969)	(30.875)
PIS/PASEP	(5.204)	(1.683)
COFINS	(23.835)	(7.752)
	<u>(76.009)</u>	<u>(40.310)</u>
Encargos do consumidor		
Taxa de fiscalização	(327)	-
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(1.069)	-
Pesquisa e Desenvolvimento	(621)	(613)
Programa de Eficiência Energética	(621)	(613)
Conta de Desenvolvimento Energético	(28.447)	(2.148)
Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias	(11.204)	-
	<u>(42.289)</u>	<u>(3.374)</u>
 RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	 <u>124.260</u>	 <u>144.212</u>

Em decorrência da implementação do Novo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, em vigor a partir de 01 de janeiro de 2015, alguns saldos contábeis que antes eram registrados como Outras Receitas e integravam a Receita Operacional Líquida, conforme Manual de Contabilidade vigente até 31/12/2014, foram reclassificadas para Outras Receitas Não vinculadas ao Serviço Público de Energia Elétrica e não mais integram a ROL. São elas:

- i. Renda de Prestação de Serviços;
- ii. Compartilhamento de Infra Estrutura;
- iii. Serviços de Operação e Manutenção;
- iv. Doações, Contribuições e Subvenções não Vinculadas a Concessão;

Outra mudança significativa ocorreu na rubrica PIS/PASEP e COFINS, os quais eram contabilizados até 31/12/2014 pelo seus valores líquidos e com a implementação do Novo Manual, os mesmos passaram a ser contabilizados pelos seus valores brutos. O créditos provenientes desses impostos são registrados como “créditos recuperáveis” no mesmo grupo de contas que originaram tais créditos.

a. Fornecimento de Energia Elétrica

A composição do Fornecimento de Energia Elétrica, por classe de consumidores, é a seguinte:

	31/12/15			31/12/14		
	N.ºCONS	MWH	R\$/MIL	N.ºCONS	MWH	R\$/MIL
Fornecimento Faturado						
Residencial	61.199	110.648	77.073	59.102	113.407	52.717
Residencial Baixa Renda	3.838	7.692	2.030	4.831	8.443	1.700
Industrial	380	152.418	72.001	398	168.723	45.365
Comercial	5.806	81.447	45.107	5.894	82.778	28.851
Rural	724	6.669	2.805	699	6.944	1.772
Poder Público	440	5.826	3.405	435	5.911	2.235
Ilum. Pública	10	20.327	6.964	5	20.431	4.065
Serviço Público	100	14.611	5.948	99	15.256	3.676
Energia Elétrica – CCEE	-	-	12.641	-	-	17.355
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	-	-	871	-	-	137
Receita - Custo de Conexão Cons. Livres	-	-	6	-	-	5
Receita - Consumidores Livres	-	-	5.674	-	-	2.833
Rec. Ultrapassagem de Demanda e Ex. Reativo	-	-	(978)	-	-	(671)
SUBTOTAL	72.497	399.639	233.546	71.463	421.892	160.040
Receita CVA Ativa/Passiva não faturada	-	-	4.992	-	-	16.953
Fornec. Não Faturado Exerc. Anterior	-	-	(4.306)	-	-	(4.145)
Fornec. Não Faturado	-	-	7.113	-	-	4.306
TOTAL	72.497	399.639	241.344	71.463	421.892	177.154

O consumo próprio da Companhia corresponde a 1.138 MWh e 25 instalações de consumo.

O número de consumidores e MWh não foram auditados.

b. Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição – Consumidores Livres

Parcela referente ao consumidor industrial na área de concessão da Companhia que está na condição de “livre”. Dessa forma, os encargos referentes ao uso da rede de distribuição “TUSD” desse consumidor livre, é cobrado pela Companhia conforme demonstrado na nota explicativa acima como: receita pela disponibilidade da rede elétrica, receita custo de conexão consumidores livres e receita consumidores livres.

c. Receita CVA Ativa/Passiva não faturada

As receitas decorrentes das variações da conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela A (CVA) e de Outros Componentes Financeiros passaram a ser registrados a partir de 10 de dezembro de 2014, mediante aditamento dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica. Os montantes registrados na receita decorrem das constituições realizadas durante o exercício de 2015, os quais serão homologados nos próximos reajustes tarifários da DMED.

23 Custo do Serviço e Despesas Operacionais

Os custos e as despesas operacionais têm a seguinte composição por natureza de gasto:

DME DISTRIBUIÇÃO S/A – DMED
Demonstrações financeiras
Em 31 de dezembro de 2015 e 2014

DESPESAS	Custo do Serviço de		SUBTOTAL CUSTO	Despesas Operacionais	31/12/2015	31/12/2014
	Energia Elétrica	Custo de Operação				
Pessoal	-	20.655	20.655	10.457	31.112	26.562
Material	-	640	640	1.943	2.583	1.825
Serviços de Terceiros	-	6.487	6.487	4.103	10.591	23.372
Comp. Financ Utiliz Rec Hídricos - COFURH	-	-	-	-	-	804
Taxa de Fiscalização	-	-	-	-	-	280
Energia Comprada p/revenda Curto Prazo	2.892	-	2.892	-	2.892	9.226
PROINFA e Energia Comprada p/revenda	64.156	-	64.156	-	64.156	50.124
Encargos do Uso Sistema Transm/Distrib	7.896	-	7.896	-	7.896	7.153
Depreciação	-	8.796	8.796	590	9.386	8.548
Arrendamentos e Aluguéis	-	19	19	1.045	1.064	1.808
Seguros	-	-	-	10	10	36
Tributos	-	2.029	2.029	286	2.315	2.219
Doações, Contribuições e Subvenções	-	(9.438)	(9.438)	155	(9.283)	230
Provisão	-	-	-	2.210	2.210	6.880
(-) Reversão da Provisão	-	-	-	(2.510)	(2.510)	-77.920
(-) Recuperação de Despesas	-	(2.230)	(2.230)	(1.157)	(3.387)	-1.802
Compartilhamento de Infra Estrutura	-	(1.243)	(1.243)	-	(1.243)	-
Serviços de Operação e Manutenção	-	(3.314)	(3.314)	-	(3.314)	-
Perda Ativo Indenizável (Concessão)	-	-	-	-	-	4.178
Ganho Ativo Indenizável (Concessão)	-	-	-	(1.623)	(1.623)	-2.070
Ganho Ativo Indenizável Obrigações Especiais	-	-	-	-	-	-204
Perda Ativo Indenizável Obrigações Especiais	-	-	-	341	341	-
Contribuições Patrocínio/Apoio Cultural/Termo	-	-	-	130	130	388
Perda - Desativação de Bens e Direitos	-	-	-	1.593	1.593	614
Ganho Alienação de Bens e Direitos	-	-	-	(538)	(538)	-
Indenização por Perdas e Danos	-	-	-	1.004	1.004	-
Outros	-	(26)	(26)	1.508	1.482	1.215
Total	74.946	22.376	97.321	19.545	116.865	63.466

24 Despesas Operacionais

As despesas operacionais estão segregadas conforme detalhado a seguir:

DME DISTRIBUIÇÃO S/A – DMED
Demonstrações financeiras
Em 31 de dezembro de 2015 e 2014

Natureza de Gasto	Despesas com Vendas	Despesas Gerais e Administrativas	Outras Despesas Operacionais	31/12/2015	31/12/2014
	Pessoal	-	10.457	-	10.457
Material	-	1.943	-	1.943	141
Serviço de Terceiros	-	4.103	-	4.103	15.742
Energia Comprada p/ Revenda	-	-	-	0	254
Depreciação e Amortização	-	590	-	590	77
Arrendamento e Aluguéis	-	1.045	-	1.045	1.790
Seguros	-	10	-	10	-6
Tributos	-	286	-	286	2.216
Doações, Contribuições e Subvenções	-	155	-	155	230
Provisões	1.320	1.345	-	2.665	6.880
Reversão de Provisões	(456)	(2.510)	-	(2.966)	(77.920)
Recuperação de Despesas	-	(1.157)	-	(1.157)	(727)
Perda Ativo Indenizável (Concessão)	-	-	-	-	4.178
Ganho Ativo Indenizável (Concessão)	-	-	(1.623)	(1.623)	(2.070)
Ganho Ativo Indenizável Obrigações Especiais	-	-	-	-	(204)
Perda Ativo Indenizável Obrigações Especiais	-	-	341	341	-
Contribuições patroc/apoio cultural/termo coopera	-	-	130	130	388
Perda - Desativação de Bens e Direitos	-	-	1.593	1.593	614
Ganho Alienação de Bens e Direitos	-	-	(538)	(538)	-
Indenização por Perdas e Danos	-	-	1.004	1.004	-
Outras	-	-	1.508	1.508	754
TOTAL	864	16.267	2.414	19.545	(40.407)

Os custos e despesas com pessoal incorridos durante os exercícios de 2015 e 2014 são:

	31/12/2015	31/12/2014
Pessoal		
Remunerações	(16.443)	(14.482)
Encargos Sociais	(5.546)	(4.872)
Auxílio Alimentação	(2.817)	(2.551)
Convênio Assist. e Outros Benefícios	(2.449)	(1.934)
Provisões de Férias e 13º - com encargos	(4.859)	(4.097)
Entidade de previdência privada	(1.459)	(1.145)
Prêmio Produtividade	(508)	(1.025)
Outros	-	(313)
(-) Transferências p/ imobilização em Curso	2.970	3.858
Total	(31.112)	(26.562)

Os custos com a compra de energia elétrica comprada para revenda por natureza são:

Quantidade de MWh *		Em R\$	
31/12/15	31/12/14	31/12/15	31/12/14

DME DISTRIBUIÇÃO S/A – DMED
Demonstrações financeiras
Em 31 de dezembro de 2015 e 2014

BAESA - Barra Grande Energia	82.469	127.913	(16.493)	(24.548)
PROINFA	10.471	10.231	(2.927)	(2.953)
QUOTAS DE ITAIPU	108.513	104.329	(28.636)	(13.842)
CCEE	12.588	26.913	(6.655)	(21.804)
Usinas Termonucleares Angra I e Angra II	17.681	17.610	(2.943)	(2.610)
Regime de Cotas de Garantia Física	32.566	12.667	(1.024)	(539)
Leilão	19.219	31.677	(14.876)	(8.527)
	<u>283.506</u>	<u>331.340</u>	<u>(73.553)</u>	<u>(74.823)</u>
(-) Créditos Recuperáveis	-	-	6.503	-
(-) Recurso CDE	-	-	-	15.727
	-	-	<u>(67.050)</u>	<u>(59.096)</u>
Encargos de Conexão, Transmissão e Distribuição	-	-	(7.896)	(7.153)
TOTAL	<u>283.506</u>	<u>331.340</u>	<u>(74.946)</u>	<u>(66.249)</u>

* MWh não auditados

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica “CCEE”

As operações na CCEE realizadas em 2015 e 2014 são como segue:

	31/12/15		31/12/14	
	MWh *	R\$ mil	MWh *	R\$ mil
Compra	12.588	2.892	26.913	21.804
Recursos CDE	-		-	(15.728)
Venda	39.415	12.641	34.275	16.884

Nota: Quantidade de MWh e valores correspondentes aos resultados líquidos das operações realizadas ao longo do exercício.

* MWh não auditados

25 Receitas e Despesas Financeiras

	31/12/15	31/12/14
Receita Financeira:		
Renda de aplicações financeiras	9.819	10.564
Varição monetária e acréscimo moratório – energia vendida	7.123	1.428
Atualização Depósitos Judiciais	352	311
Atualização Plano de Benefício Definido	1.196	-
Outras receitas financeiras	572	50
	<u>19.061</u>	<u>12.353</u>
Despesa Financeira:		
Atualização dos Programas de Eficiência Energética e Pesquisa e Desenvolvimento	(724)	(492)
Varição Monetária - Passivo Financeiro Setorial	(3.072)	-
Outras despesas financeiras	(220)	(1.603)
	<u>(4.017)</u>	<u>(2.097)</u>
Resultado Financeiro Líquido	<u>15.044</u>	<u>10.257</u>

26 Imposto de Renda e Contribuição Social

a. Ativos fiscais não reconhecidos

Ativos fiscais diferidos não reconhecidos no resultados do exercício referem-se aos seguintes itens:

	31/12/2015	31/12/2014
Diferenças temporárias	(1.452)	80.787
Prejuízos acumulados	(5.532)	-
Total	(6.984)	80.787
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos pela alíquota combinada de 34%	(2.375)	27.468

As diferenças temporárias dedutíveis e os prejuízos fiscais acumulados não prescrevem de acordo com a legislação tributária vigente. Ativos fiscais diferidos não foram reconhecidos com relação a estes itens, pois não é provável que lucros tributáveis futuros estejam disponíveis para que a Companhia possa utilizar os benefícios destes.

b. Reconciliação dos montantes de contribuição social e imposto de renda registrados nos resultados dos exercícios de 2015 e 2014

	31/12/2015	
	CSLL	IRPJ
Lucro antes do JCP	17.992	17.992
JCP	4.448	4.448
Lucro Antes dos Tributos	22.439	22.439
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:		
Adições ao resultado	6.476	6.476
Exclusões ao resultado	(5.425)	(5.425)
(-) JCP	(4.448)	(4.448)
(-) Compensação dos prejuízos fiscais	(5.532)	(5.532)
Base de cálculo	13.510	13.510
Alíquota aplicável	9%	15%
Despesa com imposto de renda e contribuição social	1.216	2.027
Adicional de 10% conforme legislação	-	1.327
	1.216	3.354

	31/12/2014	
	CSLL	IRPJ
Lucro antes do JCP	89.492	89.492
JCP	1.510	1.510
Lucro Antes dos Tributos	91.002	91.002
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:		
Adições ao resultado	2.807	2.807
Exclusões ao resultado	(97.816)	(97.816)
(-) JCP	(1.510)	(1.510)
(-) Compensação dos prejuízos fiscais	-	-
Base de cálculo	(5.518)	(5.518)
Alíquota aplicável	9%	15%
Despesa com imposto de renda e contribuição social	-	-
Adicional de 10% conforme legislação	-	-

27 Transações Com Partes Relacionadas

A Companhia é controlada pela DME Poços de Caldas Participações S.A., que detém 100% das ações da sociedade.

As seguintes transações foram conduzidas com partes relacionadas:

Compras de produtos e serviços

<u>Parte Relacionada</u>	<u>Natureza da operação</u>	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>
DME - Energética S.A.	Compra de energia elétrica	(16.493)	(24.548)
		(16.493)	(24.548)

As contas a pagar a partes relacionadas são, principalmente, decorrentes de operações de compras e vencem dois meses após a data da compra. As contas a pagar não estão sujeitas a juros.

Em 31 de dezembro de 2015 e 2014, a remuneração total do pessoal-chave da Administração da Companhia está composta como segue:

	<u>31/12/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Salário base	497	543
Encargos sociais	175	190
Provisões para férias e 13º salário	210	160
Vale refeição / alimentação	28	21
Outros benefícios	122	167
	1.032	1.081

28 Instrumentos financeiros: Ativos e passivos financeiros

Instrumentos financeiros por categoria são como segue:

Em 31 de dezembro de 2015

Ativos Financeiros	Empréstimos e Recebíveis	Valor justo através do Resultado	Mantidos até o Vencimento	Disponível para Venda	Total
Caixa e Equivalentes de Caixa	-	70.816	-	-	70.816
Consumidores e Concessionárias	34.830	-	-	-	34.830
Ativos Financeiros Setoriais	34.292	-	-	-	34.292
Subsídios Tarifários e Redução Tarifária Equilibrada	4.067	-	-	-	4.067
Cauções e Depósitos Vinculados	-	-	7.934	-	7.934
Superávit - Plano de Benefício Definido	3.910	-	-	-	3.910
Ativo Financeiro Indenizável	-	-	-	3.455	3.455
	77.099	70.816	7.934	3.455	159.304

Passivos Financeiros	Outros ao Custo Amortizado			Total
Fornecedores	-	-	-	13.453
				13.453

DME DISTRIBUIÇÃO S/A – DMED
Demonstrações financeiras
Em 31 de dezembro de 2015 e 2014

Folha de pagamento	-	-	-	447	447
Credores diversos (nota 15)	-	-	-	4.686	4.686
Taxas regulamentares	-	-	-	2.995	2.995
Passivos Financeiros Setoriais	9.446	-	-	-	9.446
Tributos e contribuições sociais	-	-	-	7.599	7.599
	9.446	-	-	29.180	38.627

Em 31 de dezembro de 2015

Ativos Financeiros	Empréstimos e Recebíveis	Valor justo através do Resultado	Mantidos até o Vencimento	Disponível para Venda	Total
Caixa e Equivalentes de Caixa	-	84.803	-	-	84.803
Consumidores e Concessionárias	34.629	-	-	-	34.629
Ativo Financeiro a Receber MP 579/12	-	-	-	155	155
Ativos Financeiros Setoriais	16.592	-	-	-	16.592
Cauções e Depósitos Vinculados	-	-	4.782	-	4.782
Superávit - Plano de Benefício Definido	4.203	-	-	-	4.203
Ativo Financeiro Indenizável	-	-	-	119.228	119.228
	55.424	84.803	4.782	119.383	264.392

Passivos Financeiros	Outros ao Custo Amortizado			Total	
Fornecedores	-	-	-	8.161	8.161
Folha de pagamento	-	-	-	198	198
Credores diversos (nota 15)	-	-	-	5.871	5.871
Taxas regulamentares	-	-	-	458	458
Passivos Financeiros Setoriais	12.495	-	-	-	12.495
Tributos e contribuições sociais	-	-	-	2.420	2.420
	12.495	-	-	17.108	29.603

29 Gestão de risco Financeiro

Fatores de risco financeiro

As atividades da Companhia a expõem a diversos riscos financeiros, como risco de crédito e risco de liquidez. O programa de gestão de risco da Companhia se concentra na imprevisibilidade dos mercados financeiros e busca minimizar potenciais efeitos adversos no desempenho financeiro da Companhia.

A gestão de risco é realizada pela Supervisão Financeira da Companhia, segundo as políticas aprovadas pela Administração. A Supervisão Financeira da DMED identifica, avalia e a protege contra eventuais riscos financeiros em cooperação com as unidades operacionais da Companhia.

A Administração estabelece princípios, por escrito, para a gestão de risco, bem como para áreas específicas, como risco de crédito e investimento de excedentes de caixa.

Risco de crédito

O risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus consumidores, concessionárias e permissionárias. Para reduzir esse tipo de risco e para auxiliar no gerenciamento do risco de inadimplência, a Companhia monitora as contas a receber de consumidores realizando diversas ações de cobrança, incluindo a interrupção do fornecimento caso o consumidor deixe de realizar seus pagamentos. No caso de consumidores, o risco de crédito é baixo devido à grande pulverização da carteira.

Risco de liquidez

A previsão de fluxo de caixa é realizada na Companhia pela Gerência Financeira. Este departamento monitora as previsões contínuas das exigências de liquidez da Companhia para assegurar que ela tenha caixa suficiente para atender às necessidades operacionais.

O excesso de caixa mantido pela Companhia, além do saldo exigido para administração do capital circulante, é transferido para a Supervisão Financeira. A Supervisão Financeira investe o excesso de caixa em contas-correntes com incidência de juros, depósitos a prazo, escolhendo instrumentos com vencimentos apropriados ou liquidez suficiente para fornecer margem suficiente, conforme determinado pelas previsões acima mencionadas. Na data do relatório, a Companhia mantinha fundos de curto prazo de R\$ 69.734 (em 2014 R\$ 84.162) e outros ativos líquidos de R\$94.893 (em 2014 R\$ 107.415), os quais se espera que gerem prontamente entradas de caixa para administrar o risco de liquidez a valores nominais.

A tabela a seguir analisa os passivos financeiros da Companhia por faixas de vencimento, correspondentes ao período remanescente no balanço patrimonial até a data contratual do vencimento.

	<u>31/12/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
	Vencimento	
	Em 2016	Em 2015
Fornecedores	13.453	8.161
Folha de pagamento	447	198
Credores diversos	4.686	5.871
Taxas regulamentares	2.995	458
Passivos Financeiros Setoriais	9.446	12.495
Tributos e contribuições sociais	7.599	2.420
	<u>38.627</u>	<u>29.603</u>

Devido a não incidência de juros sobre os fornecedores, os valores acima são conciliados com os valores apresentados no balanço patrimonial.

Risco regulatório

As tarifas de fornecimento de energia elétrica cobradas pelas empresas de distribuição de energia elétrica dos consumidores cativos são fixadas pela ANEEL. A metodologia de revisão tarifária (ciclo de revisão) é de acordo com a periodicidade prevista nos contratos de

concessão.

As tarifas assim fixadas, conforme disposto na Lei nº 8.987/1995, devem assegurar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão no momento da revisão tarifária, o que pode gerar reajustes menores em relação ao esperado pelas empresas do setor, embora possam ser compensadas em períodos subsequentes por outros reajustes.

Risco de escassez de energia elétrica

A energia vendida pela Companhia é basicamente produzida por usinas hidrelétricas. Um período prolongado de escassez de chuva, aliado a um crescimento de demanda acima do planejado, pode resultar na redução do volume de água dos reservatórios das usinas, comprometendo a recuperação de seu volume, podendo acarretar em perdas em função do aumento de custos na aquisição de energia ou redução de receitas com adoção de um novo programa de racionamento. Conforme análise feita pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), não há risco de déficit de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN). Segundo o CMSE, o Sistema Interligado Nacional dispõe das condições estruturais para abastecimento no País, embora as principais bacias hidrográficas onde se situam os reservatórios das regiões Sudeste/Centro – Oeste e Nordeste tenham enfrentado uma situação climática desfavorável.

30 Gestão de capital

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

Como a DMED era uma autarquia até 6 de maio de 2010, todo o seu lucro líquido até então era incorporado ao seu capital social, pois não havia distribuição de dividendos. Sendo assim, todo o capital da Companhia hoje é formado pelos resultados obtidos anteriormente, o que gerou caixa suficiente para cumprir com todas as suas obrigações.

31 Estimativa do valor justo

Pressupõe-se que os saldos das contas “Consumidores”, “Concessionárias e permissionárias” e “Fornecedores” pelo valor contábil, estejam próximos de seus valores justos. A Companhia determina a classificação dos seus passivos financeiros no momento do seu reconhecimento inicial.

A Companhia aplica o CPC 40 para instrumentos financeiros mensurados no balanço patrimonial pelo valor justo, o que requer divulgação das mensurações do valor justo pelo nível da seguinte hierarquia de mensuração:

Ativos	31/12/15	31/12/14
	NÍVEL 1	NÍVEL 1
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	69.734	84.162

Os principais ativos e passivos financeiros classificados ao valor justo por meio do resultado são como seguem:

	(Ativo) Passivo	
	31/12/15	31/12/14

	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Numerário Disponível (Nota 04)	(766)	(766)	(641)	(641)
Numerário em Trânsito (Nota 04)	(316)	(316)	-	-
Aplicações Financeiras (nota 04)	(69.734)	(69.734)	(84.162)	(84.162)
Títulos de Crédito a Receber (Parcelamento DMAE)	(694)	(694)	(840)	(840)
Ativo Financeiro - Indenizável (nota 11)	(3.455)	(3.455)	(119.228)	(119.228)
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias (nota 05)	(27.717)	(27.717)	(34.629)	(34.629)
Ativo Financeiro a Receber - MP 579/12	-	-	(155)	(155)
Ativos Financeiros Setoriais (nota 7)	(34.292)	(34.292)	(16.592)	(16.592)
Superávit - Plano de Benefício Definido	(3.910)	(3.910)	(4.203)	(4.203)
Fornecedores (nota 15)	13.453	13.453	8.161	8.161
Folha de pagamento	447	447	198	198
Credores diversos (nota 16)	4.686	4.686	5.871	5.871
Passivos Financeiros Setoriais (nota 7)	9.446	9.446	12.495	12.495
Encargos Regulatórios (nota 17)	2.995	2.995	458	458
Tributos e contribuições sociais (nota 19)	7.599	7.599	2.420	2.420
	(102.258)	(102.258)	(230.846)	(230.846)

Valor justo e análise de sensibilidade

A Empresa está exposta a riscos e oscilações de taxas de rendimentos em suas operações com instituições financeiras. Em consonância com as práticas contábeis adotadas no Brasil, a Empresa realizou análise de sensibilidade dos principais riscos aos quais seus instrumentos financeiros estão expostos.

A Administração da Companhia considera como cenário mais provável de realização nos próximos 12 meses das expectativas para os indicadores projetados no Relatório Focus do Banco do Brasil. O impacto no resultado financeiro líquido foi analisado em 3 cenários de variação de índice CDI: (i) variação dos índices projetados para 2015, de acordo com dados do Relatório Focus, disponibilizado em 31 de dezembro de 2015: 10,00%; (ii) elevação dos índices projetados atuais em 25% e (iii) elevação dos índices projetados atuais em 50%.

Instrumentos	Exposição (R\$ mil)	Risco	Cenário I	Elevação de índice em 25%	Elevação de índice em 50%
		Variação			
Aplicações Financeiras	69.734	CDI	697	2.659	5.317

(*) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/08, o percentual de elevação dos índices são aplicados às informações em 31 de dezembro de 2015.

32 Compromissos

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo com a compra de energia, findaram-se em 2015 conforme demonstrado abaixo:

	Vigência	2012	2013	2014	2015	após 2015
Compra Energia - BAESA	2003 a 2015	77.119	56.210	127.913	82.469	-

33 Transferência para a atividade de geração

A receita de fornecimento de energia elétrica é contabilizada inicialmente na atividade de distribuição.

Para a atividade de geração, o valor transferido da atividade de distribuição, resulta da

multiplicação da geração das usinas da DMED (MW) pelo valor da tarifa média dos contratos de compra efetuados pela concessionária.

Receita da Unidade	G	T	D	C	AV	Total
Geração - G	48.015	-	-	-	-	48.015
Transmissão - T	-	-	-	-	-	0
Distribuição - D	(35.373)	-	228.703	-	-	193.330
Comercialização - C	-	-	-	-	-	0
Atividades não vinculadas - AV	-	-	-	-	-	-
Total	12.641	-	228.703	0	-	241.344

34 Questões ambientais

A DMED vem desenvolvendo diversas ações e projetos voltados para a minimização dos impactos ambientais provocados por suas atividades, melhoria da qualidade ambiental em suas áreas e atendimento à legislação ambiental vigente.

Dentro desta filosofia, citamos a seguir, as principais medidas realizadas e alguns dos resultados obtidos no ano de 2015:

Geração:

- a. Atendimento das Condicionantes das Licenças de Operação da Represa Lindolpho Pio da Silva Dias (Barragem do Cipó).
- b. Obtenção de Autorização Ambiental de Funcionamento para a PCH Eng.º Ubirajara Machado de Moraes (Véu das Noivas), junto a SUPRAM – Superintendência Regional de Regularização Ambiental Sul de Minas.
- c. Prosseguimento nos processos de revalidação da Licença de Operação da UHE Walther Rossi (Antas II) e renovação da respectiva outorga de água para potencial hidrelétrico.
- d. Formalização de processo de licenciamento ambiental (LP+LI) para alteamento do vertedouro da barragem da Represa Lindolpho Pio da Silva Dias (Cipó), bem como de renovação de outorga de uso de águas deste empreendimento.
- e. Proteção ambiental da fauna, flora e mananciais nas áreas de usinas e represas da DMED, através de convênio celebrado com a Polícia Militar do Estado de Minas Gerais – 18ª Companhia de Meio Ambiente e Trânsito, que busca intensificar as ações de fiscalização nestas áreas.
- f. Monitoramento da qualidade da água em diversos pontos das bacias do Ribeirão das Antas e do Ribeirão do Cipó, e também, dos sistemas de tratamento de efluentes localizados nas áreas das PCH's.
- g. Operação de estação hidrométrica visando o monitoramento pluviométrico, limnimétrico, fluviométrico e sedimentométrico associado à UHE Walther Rossi (Antas II).
- h. Execução de projeto de restauração florestal em área de preservação permanente da Represa Lindolpho Pio da Silva Dias (Barragem do Cipó), através do plantio de mudas de espécies nativas.

Distribuição:

- a. Obtenção de Autorização Ambiental de Funcionamento para a Subestação Interligação DME X CEMIG X FURNAS, junto a SUPRAM – Superintendência Regional de Regularização Ambiental Sul de Minas.
- b. Obtenção de “Declaração” de não passível de licenciamento ambiental para a Subestação Osório, junto a SUPRAM – Superintendência Regional de Regularização Ambiental Sul de Minas.

- c. Visando minimizar os impactos com a arborização urbana, a DMED ampliou seu sistema de distribuição de energia elétrica com a implantação de redes compacta (MT) e isolada (BT).
- d. Programa de coleta, transporte, descontaminação e reciclagem de lâmpadas mercuriais provenientes das substituições feitas na própria empresa e na iluminação pública.
- e. Obtenção de licenças e autorizações ambientais para poda e corte de árvores para implantação de redes de distribuição.
- f. Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento em parceria com a CNEN – Comissão Nacional de Energia Nuclear e a FUNDEP – Fundação de Desenvolvimento da Pesquisa intitulado: “Estudos da qualidade química, física, radiométrica e biológica da água e do sedimento em bacia hidrográfica sob influência de mineração de urânio e elevada radioatividade natural: técnicas convencionais e nucleares”.
- g. Aquisição de insumos e mudas de grande porte a serem utilizadas na melhoria da arborização pública urbana, conforme Termo de Cooperação celebrado com a Prefeitura Municipal.

Geral:

- a. Visitas monitoradas de alunos das redes municipal, estadual e particular de ensino à Reserva Particular do Patrimônio Natural do Rio das Antas.
- b. Continuidade no Programa de Coleta Seletiva em todas as dependências da DMED, onde todo material reciclável separado é encaminhado à Ação Reciclar (Cooperativa de Catadores de Materiais Recicláveis de Poços de Caldas).
- c. Separação de resíduos perigosos gerados nas atividades de geração e distribuição e encaminhamento para armazenamento provisório no Almoarifado, para posterior destinação final adequada.
- d. Finalização das pesquisas de flora e fauna na área da Reserva Particular do Patrimônio Natural do Rio das Antas.
- e. Execução do Projeto Adotando Nascentes, o qual envolve a proteção de áreas adjacentes a nascentes existentes na área rural de Poços de Caldas, por meio de cercamento e recuperação da vegetação nativa.
- f. Contratação de serviços de consultoria para implantação de sistema de gestão ambiental.

Total gasto de natureza ambiental em 2015: R\$ 4.637.146,19.

Para o ano de 2016 a previsão de gastos com a área ambiental, incluindo projetos do programa de eficiência energética, P&D ambiental e implantação de redes compacta e subterrânea é de R\$ 5.213.627,87.

35 Outros assuntos

a) 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica da DMED:

O processo de Revisão Tarifária Periódica tem como principal objetivo analisar, após um período previamente definido no contrato de concessão (geralmente de 4 anos), o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Destaca-se que enquanto nos reajustes tarifários anuais a “Parcela B” da Receita é atualizada monetariamente pelo IGP-M, no momento da revisão

tarifária periódica são calculadas a receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes e a remuneração adequada sobre os investimentos realizados, com prudência. A revisão tarifária periódica é realizada mediante o cálculo do reposicionamento tarifário e do estabelecimento do Fator X.

A ANEEL tem a responsabilidade de fixar as tarifas de energia elétrica de forma a promover a modicidade tarifária na defesa do interesse público e o equilíbrio econômico-financeiro dos agentes que prestam os serviços de energia.

A DMED passou pelo 4º ciclo de revisão tarifária em 2015, e seu reposicionamento tarifário ocorreu em 28/10/2015, através da publicação da Resolução Homologatória nº 1976 de 27 de outubro de 2015.

A referida Resolução homologou o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica – RTP da DMED, cujo efeito tarifário médio de 25,04% foi percebido pelos consumidores/usuários/agentes supridos da distribuidora.

b) Bandeiras Tarifárias:

A partir de 2015, as contas de energia passaram a trazer uma novidade: o Sistema de Bandeiras Tarifárias. As bandeiras verde, amarela e vermelha indicam se a energia custa mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade.

O sistema possui três bandeiras: verde, amarela e vermelha - as mesmas cores dos semáforos – a e indicam o seguinte:

- 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 consumido.

As bandeiras tarifárias foram criadas, devido à energia elétrica no Brasil ser gerada predominantemente por usinas hidrelétricas. Para funcionar, essas usinas dependem das chuvas e do nível de água nos reservatórios. Quando há pouca água armazenada, usinas termelétricas podem ser ligadas com a finalidade de poupar água nos reservatórios das usinas hidrelétricas. Com isso, o custo de geração aumenta, pois essas usinas são movidas a combustíveis como gás natural, carvão, óleo combustível e diesel. Por outro lado, quando há muita água armazenada, as térmicas não precisam ser ligadas e o custo de geração é menor.

36 Eventos subsequentes

a) Tarifa da UHE Machadinho

A Diretoria da ANEEL, por unanimidade, decidiu homologar provisoriamente, por conta exclusivamente do valor relativo à compra de energia elétrica da Usina Hidrelétrica – UHE Machadinho, o resultado da Quarta Revisão Tarifária Periódica da DMED, que passou a vigorar a partir de 28/10/2015 e que conduziu ao efeito médio tarifário de 25,04% percebido pelos consumidores da Companhia.

A Diretoria da ANEEL decidiu, ainda, determinar a abertura de processo administrativo específico, o qual será conduzido pela Superintendência de Fiscalização Econômica Financeira – SFF e pela Superintendência de Gestão Tarifária – SGT, sob a coordenação da primeira, para realizar a avaliação dos ativos de geração da UHE Machadinho e estabelecer o valor regulatório necessário à cobertura dos custos operacionais e dos custos de capital a ela referentes. O processo deverá ser concluído e submetido à deliberação definitiva da Diretoria Colegiada da ANEEL, sendo que o valor relativo à compra de energia elétrica da UHE

Machadinho utilizado na Quarta Revisão Tarifária Periódica, deverá ser revisto, para mais ou para menos, com efeitos retroativos, via Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da parcela A – CVA energia no processo de Reajuste Tarifário de 2016.

A DMED recebeu Ofício da Superintendência de Fiscalização Econômica Financeira – SFF em 18 de fevereiro de 2016, informando que o Órgão Regulador está buscando internamente novas alternativas para validação dos ativos de geração da UHE Machadinho, o qual a Diretoria da DMED aguarda pela conclusão do processo, bem como, sobre a informação da metodologia utilizada pela ANEEL e os seus resultados a serem refletidos por esta concessionária.

b) Renovação do Contrato de Concessão da DMED

Foi assinado em 08 de dezembro de 2015, o Sexto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 49/1999 – ANEEL, para distribuição de energia elétrica que celebram a União e a DME Distribuição S/A – DMED.

O referido Termo Aditivo formaliza a prorrogação do Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 49/1999 até 07 de julho de 2045, de acordo com o Despacho do Ministro do Estado de Minas e Energia de 09 de novembro de 2015, com fulcro na Lei 12.783 de 11 de janeiro de 2013, no Decreto nº 7.805 de 14 de setembro de 2012 e no Decreto nº 8.461 de 02 de junho de 2015.

O contrato nº 49/1999 regula a exploração do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica no âmbito de que é titular a DMED, sendo esta a área de concessão do Município de Poços de Caldas – Estado de Minas Gerais, no entanto, o referido contrato estabeleceu condições para a prorrogação, as quais a concessionária deverá observar pelo período de cinco anos contados a partir de 1º de janeiro de 2016, conforme estão abaixo relacionadas:

i. Eficiência com relação à qualidade do Serviço Prestado, o qual será mensurado por indicadores que considerem a frequência e a duração média das interrupções do Serviço Público de Distribuição de energia Elétrica. Serão avaliados os indicadores DEC_i – duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora e FEC_i – Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora;

ii. Eficiência na Gestão Econômica e Financeira, a qual deverá observar a seguinte condição:

Geração Operacional de Caixa – Investimentos de Reposição – Juros da Dívida maior ou igual à zero, sendo que:

- > Geração Operacional de Caixa é o Lucro antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização, denominado como EBITDA ou LAJIDA, ajustado por eventos não recorrentes;
- > Investimentos de Reposição é a Quota de Reintegração Regulatória (QRR) e;
- > Juros da dívida é a Dívida Líquida x (1,11 x SELIC).

O atendimento do critério de Eficiência com relação à Gestão Econômico – Financeira dependerá da observância das seguintes inequações:

- a. LAJIDA maior ou igual à zero (até o término de 2017 e mantida em 2018, 2019 e 2020);
- b. LAJIDA (-) QRR maior ou igual à zero (até o término de 2018 e mantida até 2019 e 2020);
- c. {Dívida Líquida/ [LAJIDA (-) QRR]} menor ou igual a $1 / (0,8 * SELIC)$ (até o término de 2019); e
- d. {Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} menor ou igual a $1 / (1,11 * SELIC)$ (até o término de 2020).

O descumprimento de uma das condições de prorrogação dispostas nos itens *i e ii* acima, por dois anos consecutivos, ou de quaisquer das Condições ao final do período de cinco anos, acarretará a Extinção da Concessão.

c) Revisão do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico

Foi aprovada em reunião pública da diretoria da Agência Nacional de Energia Elétrica a revisão do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico, que entra em vigor a partir de 1º de janeiro de 2016.

É a segunda vez que a Agência realiza alterações no normativo para atualizar e aperfeiçoar procedimentos, considerando as necessidades de ajuste da regulação do setor.

O Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE visa à necessidade de controle do cadastro e das movimentações dos bens e instalações do Setor Elétrico brasileiro pelas concessionárias, permissionárias, autorizadas e pelo Órgão Regulador, para acompanhamento patrimonial e avaliação dos ativos em serviços outorgados de energia elétrica, tanto para fins tarifários como para fins de reversão.

O Manual de Controle Patrimonial tem os seguintes objetivos:

- a) Padronizar os procedimentos de controle patrimonial adotados no Setor Elétrico, permitindo a fiscalização e o monitoramento das atividades objetos da concessão, permissão ou autorização, pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL;
- b) Permitir uma adequada avaliação patrimonial para atendimento das necessidades de valoração de bens e instalações dos ativos reversíveis.

* * *

Diretoria

Marcos Rogério Alvim
Diretor Superintendente

Luis Carlos dos Santos
Diretor Administrativo Financeiro

Marco César Castro de Oliveira
Diretor Técnico

Responsável Técnico

Sandra Cristina Rodrigues Ribeiro Bertozzi

Gerente de Contabilidade
CRC-MG 090512/O-2

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Senhores representantes do Acionista,

A DME Distribuição S.A. - DMED ("Companhia" ou "DMED") submete à apreciação de V.Sas. o Relatório da Administração em conjunto com as Demonstrações Financeiras e o relatório dos Auditores Independentes, referentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014.

1 - EVOLUÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA

1.1 – Número de consumidores

Em 2015 foram adicionadas 1.027 unidades consumidoras, representando um aumento de 1,44%, em relação a 2014, totalizando 72.522 consumidores. A Classe Residencial, foi responsável pelo incremento de 1.104 unidades. Em contrapartida nas Classes Comercial e Industrial 106 unidades foram desativadas, ou seja, retração de 6,01% do mercado.

Classe de Consumo	Mercado de Consumidores					
	Quantidade		Participação (%)		Variação Horizontal	
	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	Unid.	%
Residencial	63.933	65.037	89,42%	89,68%	1.104	1,73%
Industrial	398	380	0,56%	0,52%	-18	-4,52%
Comercial	5.894	5.806	8,24%	8,01%	-88	-1,49%
Rural	699	724	0,98%	1,00%	25	3,58%
Poder Público	435	440	0,61%	0,61%	5	1,15%
Iluminação Pública	5	10	0,01%	0,01%	5	100,00%
Serviço Público	99	100	0,14%	0,14%	1	1,01%
Próprio	32	25	0,04%	0,03%	-7	-21,88%
Total	71.495	72.522	100,00%	100,00%	1.027	1,44%

1.2 – Consumo de Energia

O consumo total de energia elétrica em 2015 foi de 400.777 MWh, 5,30% menor que em 2014.

Classe de Consumo	Mercado de Consumo					
	MWh		Participação (%)		Variação Horizontal	
	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	MWh	%
Residencial	121.848	118.340	28,79%	29,53%	-3.508	-2,88%
Industrial	168.722	152.418	39,87%	38,03%	-16.304	-9,66%
Comercial	82.778	81.447	19,56%	20,32%	-1.331	-1,61%
Rural	6.945	6.669	1,64%	1,66%	-276	-3,98%
Poder Público	5.910	5.826	1,40%	1,45%	-84	-1,42%
Iluminação Pública	20.432	20.327	4,83%	5,07%	-105	-0,51%
Serviço Público	15.256	14.611	3,60%	3,65%	-645	-4,23%
Próprio	1.303	1.138	0,31%	0,28%	-165	-12,64%
Total	423.194	400.777	100,00%	100,00%	-22.417	-5,30%

As maiores variações de consumo foram nas classes Industrial e Consumo Próprio, com reduções de 9,66% e 12,64%, respectivamente.

A crise hídrica que provocou a alta no custo das tarifas de energia elétrica e a recessão econômica do País são os principais motivos da redução do consumo, especialmente, da classe industrial. Quanto ao consumo próprio a diminuição deu-se principalmente em razão das políticas de redução de despesas adotadas pela Companhia.

1.3 – Balanço Energético

O Balanço Energético da concessionária apura as sobras ou déficits de energia elétrica considerando o período de referência anual. Nele, estão contemplados os totais de energia disponível e energia requerida do período, sendo realizado o cálculo das sobras ou déficits a partir da diferença entre os totais das disponibilidades e requisitos energéticos. A energia disponível é proveniente da Geração Própria, Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEARs, Contratos Bilaterais e quotas de energia de Itaipu, do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, das Usinas Angra I e Angra II e de Garantia Física e de Potência das usinas hidrelétricas enquadradas na Lei 12.783/2013. A energia requerida corresponde ao mercado de venda da concessionária, adicionado de perdas.

Geração Própria

Unidade Geradora	MWh		Participação (%)		Variação Horizontal	
	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	MWh	%
PCH Engº Ubirajara Machado Moraes	3.905	6.543	2,43%	3,43%	2.638	67,56%
MCH Jose Togni	2.138	3.816	1,33%	2,00%	1.678	78,46%
UHE Walther Rossi	43.712	69.611	27,24%	36,49%	25.899	59,25%
UHE Machadinho	110.739	110.798	69,00%	58,08%	59	0,05%
Total	160.494	190.768	100,00%	100,00%	30.274	18,86%

Em 2015 a geração própria apresentou elevação de 19% em relação ao ano de 2014. Os principais motivos foram o ligeiro aumento dos níveis pluviométricos e o retorno da geração em condições normais da UHE Walther Rossi (Antas II), visto que no exercício anterior a hidrelétrica passou por processo de automação e paradas técnicas para manutenção.

Energia Comprada

Unidade Geradora	MWh		Participação (%)		Variação Horizontal	
	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	MWh	%
BAESA	127.913	82.469	42,02%	31,17%	-45.444	-35,53%
Itaipu	104.329	102.205	34,27%	38,63%	-2.124	-2,04%
PROINFA	10.231	10.471	3,36%	3,96%	240	2,34%
Angra I e Angra II	17.610	17.681	5,78%	6,68%	71	0,40%
Quotas de Garantia Física (Res 631/2014)	12.667	32.551	4,16%	12,30%	19.885	156,98%
Leilão Regulado (14º LEE)	0	8.419	0,00%	3,18%	8.419	0,00%
Leilão Próprio	31.677	10.800	10,41%	4,08%	-20.877	-65,91%
Total	304.426	264.595	100,00%	100,00%	-39.831	-13,08%

A compra de energia apresentou decréscimo de 13%, ocasionado pelo término do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica - CCVEE BAESA/DME nº 001/2003 e pelo aumento da geração própria de 2015. Foram recebidos, ainda, 32.551 MWh de Quotas de Garantia Física e de Potência das usinas hidrelétricas enquadradas na Lei 12.783/2013, além de 130.357 MWh de Quotas de Itaipu, PROINFA e Angra I e Angra II. Ressalta-se que tais cotas são obrigações compulsórias, estabelecidas pelo Regulador com base no mercado faturado da distribuidora.

Balanço Energético

Descrição	MWh		Variação Horizontal	
	31/12/2014	31/12/2015	MWh	%
Geração Própria	160.494	190.768	30.274	18,86%
Energia Comprada	304.426	264.595	-39.831	-13,08%
Carga Própria	464.920	455.363	-9.557	-2,06%
Consumo	423.194	400.777	-22.417	-5,30%
Perdas Técnicas	34.363	27.760	-6.603	-19,22%
Energia Requerida	457.557	428.537	-29.020	-6,34%
Mercado - CCEE	7.363	26.826	19.463	264,33%

Nesse sentido, considerando ainda a retração do consumo de energia elétrica, com redução de 6,34% da energia requerida à distribuidora, o resultado do balanço energético em 2015 foi uma disponibilidade de 26.826 MWh, correspondente a 6,26% de seu requisito.

2 – DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

2.1 – Receitas

Demonstração do Resultado do Exercício - DRE	2014	2015
<i>Valores em R\$ mil</i>		
Receitas	187.895	242.559
Fornecimento de energia	159.799	228.703
Venda de energia no curto prazo	17.355	12.641
Outras Receitas	10.742	1.215

As receitas operacionais fecharam 2015 com o montante de R\$ 242,56 milhões, o que representa aumento da ordem de 29% ante o mesmo período de 2014. O crescimento da receita de Fornecimento de Energia Elétrica ocorreu, principalmente, em razão de: (i) Índice de Reajuste Tarifário – IRT, ocorrido em outubro de 2014, cujo efeito médio da tarifa para consumidor foi da ordem de 19%; (ii) Revisão Tarifária Extraordinária – RTE, ocorrida em fevereiro de 2015, com efeito médio da ordem de 28%; e, (iii) Revisão Tarifária Periódica (4º Ciclo), em outubro de 2015 com reposicionamento tarifário que realinou a tarifa e o médio para o consumidor foi da ordem de 25%. As Outras Receitas registraram queda de 89% em decorrência das alterações do critério de registro contábil estabelecido pela ANEEL. As maiores variações ocorreram nas rubricas Renda de Prestação de Serviços, Arrendamento e Aluguéis e a maior parte das Doações, Contribuições e Subvenções que foram transferidas para a Rubrica Doações, Contribuições e Subvenções contidas nos Gastos Operacionais.

2.2 - Deduções das receitas

Demonstração do Resultado do Exercício - DRE	2014	2015
<i>Valores em R\$ mil</i>		
Deduções das receitas	-40.310	-76.009
Estaduais	-30.875	-46.969
Federais	-9.434	-29.039
Encargos Regulatórios	-3.374	-42.289

A rubrica Deduções das Receitas cresceu em montante superior a 80% quando comparado ao mesmo período de 2014. Parte desse aumento deu-se em razão do crescimento do próprio faturamento em razão dos reposicionamentos tarifários supracitados. O aumento expressivo dos Tributos Federais verificado em 2015 deve-se pela a implantação do Novo Manual do Plano de Contas da ANEEL, vigente a partir de 01/01/2015, determinou que os impostos federais passassem a serem registrados pelo valor bruto na rubrica Deduções das Receitas, contrário ao praticado anteriormente, já que eram registrados pelo valor líquido. Os Tributos Estaduais foram influenciados pelo aumento do Fornecimento de Energia conforme elucidado anteriormente. Por fim, os créditos desses impostos são contabilizados como despesas recuperáveis nas próprias contas que originaram tais créditos. Os Encargos Regulatórios cresceram em patamares superiores a 1.150%, com aumento de R\$ 39 milhões. Desse total, a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE representa o aumento mais expressivo, passando de R\$ 2,7 milhões em 2014 para R\$ 27,6 milhões em 2015, em virtude da homologação definitiva das cotas para o ano de 2015, conforme Resolução Homologatória nº. 1.857 de 27 de fevereiro de 2015."

2.3 – Gastos

Demonstração do Resultado do Exercício – DRE	2014	2015
<i>Valores em R\$ mil</i>		
Gastos	-63.466	-116.865
Pessoal	-26.562	-31.112
Material	-1.825	-2.583
Serviços	-23.372	-10.591
Outros	-11.707	-72.580

Os Gastos representam os desembolsos (custo e despesas) registrados para a manutenção das atividades administrativas e operacionais da empresa. Em 2015 somaram R\$ 116,87 milhões, crescimento de 84% em relação a 2014. Em 2014 com a decisão do Conselho Administrativo de Recursos Fiscais, a Companhia efetuou registro contábil de reversão da provisão da contingência fiscal na ordem de R\$ 77 milhões, o qual impactou positivamente o resultado do exercício de 2014 e cujos efeitos reduziram os gastos daquele ano. Em 2014 o pagamento de honorários advocatícios na ordem de R\$ 14 milhões, elevou o valor da rubrica Serviços, aspecto relevante que não corresponde à realidade dos custos desta rubrica, uma vez que em 2015 apresentou um custo ligeiramente menor. Caso não houvesse a atipicidade mencionada, os gastos operacionais fechariam o exercício de 2014 próximo de R\$ 120 milhões.

2.4 - Resultado Operacional

O resultado operacional encerrou 2015 com o saldo positivo de R\$ 7,40 milhões e o EBITDA de R\$ 16,78 milhões. O resultado financeiro cresceu 45% em relação a 2014 e fechou o exercício com R\$ 15,04 milhões. O lucro bruto apresentou grande decréscimo, tendo em vista, o exercício de 2014 ter sido impactado positivamente pela reversão fiscal de R\$ 77,33 milhões proveniente do Auto de Infração nº 13656.001073/2004-98. Em razão disto, o lucro líquido também sofreu o mesmo efeito, encerrando o exercício de 2015 com 17,87 milhões ante o resultado de 91 milhões obtido em 2014.

Demonstração do Resultado do Exercício - DRE	2014	2015
<i>Valores em R\$ mil</i>		
Resultado Operacional	80.745	7.395
EBITDA (RO – DEPRECIACÃO)	89.293	16.781
Resultado Financeiro	10.257	15.044
Lucro antes dos impostos	91.002	22.439
CSLL/IRPJ	0	-4.570
Lucro Líquido	91.002	17.870

3 – ASPECTOS REGULATÓRIOS E TARIFÁRIOS

3.1 – Reposicionamento Tarifário – IRT e Revisão Tarifária Periódica – RTP

Revisão Tarifária Extraordinária:

A Diretoria da ANEEL deliberou em 27/2/2015 a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) de 58 concessionárias de distribuição entre elas a DME Distribuição S/A. O efeito percebido pelos consumidores da DMED foi de 27,6%. A metodologia empregada na RTE foi discutida por meio da Audiência Pública nº 007/2015 e teve por objetivo reposicionar os dois itens em que havia maior distanciamento entre os custos efetivos e a cobertura tarifária como: a CDE e os custos com compra de energia. Com relação à CDE, houve elevação substancial da quota (de R\$ 1,7 bilhão em 2014 para R\$ 22,06 bilhões em 2015), o que motivou a necessidade de reconhecer a cobertura tarifária compatível com as quotas homologadas. No entanto, para os custos com compra de energia, o principal efeito foi a variação da tarifa de Itaipu com o cenário hidrológico adverso de 2014. Em razão das vazões abaixo das médias históricas, as usinas que compõem o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) geraram apenas 91% de sua garantia física, ocasionando o déficit na geração hídrica, conhecido como General Scaling Factor (GSF). Neste contexto, a diferença entre a geração esperada e a efetivamente realizada foi liquidada no mercado de curto prazo e, como toda a garantia física de Itaipu é alocada às distribuidoras na forma de quotas o repasse do custo do déficit também foi absorvido por elas.

Revisão Tarifária Periódica:

Em 27/10/2015, em sessão pública da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, foi homologado provisoriamente o índice da Revisão Tarifária Periódica da concessionária DME Distribuição S/A (DMED), cujo efeito médio para o consumidor foi de 25,04%. A revisão tarifária foi aprovada provisoriamente dentro do prazo estabelecido no contrato de concessão, restando apenas a determinação do valor da tarifa de energia elétrica gerada pela UHE Machadinho, que compõe a geração própria da distribuidora. Neste contexto, a Diretoria da ANEEL determinou a abertura de processo para apuração da referida tarifa, a concluir-se em até 180 dias da homologação provisória. Após a definição, o valor da tarifa de energia homologado na revisão tarifária deverá ser revisto para mais ou para menos com efeitos retroativos no reajuste tarifário de 2016.

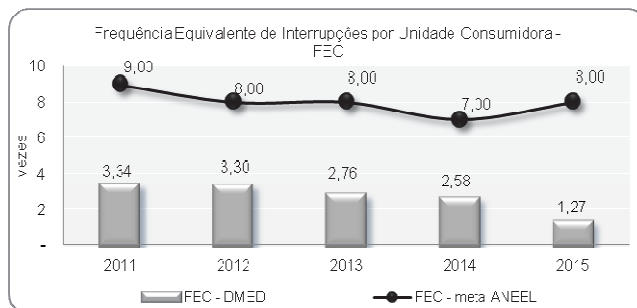
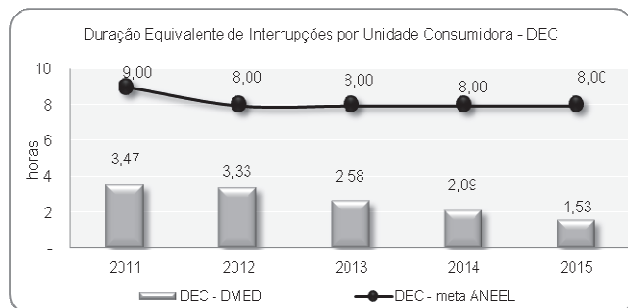
4 – INVESTIMENTOS

Durante o ano de 2015 a DMED priorizou investimentos nos sistemas de Distribuição e Geração de energia elétrica em sua área de concessão, totalizando cerca de R\$ 14 milhões. Na Geração foram investidos 159 mil na conclusão da implantação das Estações Hidrométricas instaladas na UHE Walther Rossi, Barragem do Cipó, Ribeirão das Antas e Ribeirão de Poços, visando o monitoramento pluviométrico, limnimétrico, fluviométrico, sedimentométrico e de qualidade da água associado a aproveitamentos, além da Instalação do sistema de desobstrução das grades da tomada d'água da UHE Walther Rossi, para evitar o aumento da perda de carga e diminuição da capacidade de geração da usina. Na Distribuição foram investidos 364 mil na implantação do Sistema Automático de Recomposição de Cargas com o intuito de reduzir os impactos de falhas na rede, diminuindo o número de consumidores atingidos e reduzindo o tempo de restabelecimento. Na construção do Novo Bay da Subestação Interligação, incluindo a elaboração do projeto para a construção da Linha de Transmissão de 138 kV SE Interligação/LT CEMIG, foi investido cerca de 2,5 milhões para atender os consumidores do grupo A e R\$ 2,4 milhões para modernização e ampliação da rede de distribuição. Além disso, continuamos com as obras de implantação da rede elétrica subterrânea na Rua Marechal Deodoro, com investimentos em 2015 de aproximadamente R\$ 687 mil em obras eletromecânicas e, R\$ 1,26 milhão em obras civis. Na área de Tecnologia da Informação, a DMED investiu cerca de R\$ 466 mil. Dentre os projetos realizados destacamos: a interligação da comunicação dos prédios da DME e DMED com fibra óptica, restabelecendo a redundância do sistema, o que permite maior segurança nos processos de T.I., aquisição de 75 desktops e 7 notebooks para a substituição dos equipamentos antigos e obsoletos, proporcionando aos colaboradores melhor estrutura para o desempenho de suas atividades, 16 tablets para automatização das ordens de serviços técnico-comerciais em campo, que permitirão maior agilidade na execução dos serviços e redução de custos com deslocamentos, bem como a instalação de novos módulos técnicos do sistema de gestão visando integrar as tarefas departamentais em um banco de dados centralizado.

5 – QUALIDADE DO SERVIÇO

5.1 – Indicadores de qualidade

O desempenho das concessionárias quanto à qualidade e continuidade do serviço prestado de energia elétrica é medido pela ANEEL com base em indicadores específicos, denominados DEC e FEC. O DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) indica o número de horas, em média, que um consumidor fica sem energia elétrica durante um período, geralmente o mês ou o ano. O FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) indica quantas vezes, em média, houve interrupção na unidade consumidora durante um determinado período. Nos gráficos abaixo, apresentamos os índices alcançados pela DMED nos últimos anos, bem como as metas estabelecidas pela ANEEL para cada indicador.



O DEC alcançado pela DMED em 2015 foi de 1,53 horas, apresentando redução de 26,79% em relação as 2,09 horas de 2014. O mesmo aconteceu com o FEC, que passou de 2,58 horas em 2014 para 1,27 horas em 2015, o que representa redução de 50,78%. Os resultados alcançados refletem o retorno dos investimentos na rede de distribuição e a constante manutenção preventiva realizada pelas equipes da Companhia.

6 – OUTRAS ATIVIDADES

6.1 – Recursos Humanos / Treinamento e Desenvolvimento

O programa de treinamento da DMED em 2015, destinou mais de 53 mil reais em treinamentos, dos quais destacamos a reciclagem da Norma Regulamentadora Nº 10, teoria e prática, com inclusão da NR – 35, que trata da situação do resgate em altura com participação de 110 empregados, o treinamento interno sobre procedimento operacional de trabalho em Redes Subterrâneas com aulas práticas e teóricas, treinamentos técnicos operacionais para equipamentos utilizados nas áreas técnicas, com monitoria interna e externa, conforme oferecido pelos fabricantes de cada equipamento, treinamentos em segurança, tais como acesso a espaço confinado, procedimento seguro para limpeza de janelas das usinas e no canal. Os gestores participaram de treinamentos sobre o Modelo de Excelência em Gestão – MEG e Mapeamento de Processos. Além disso, sob a coordenação da Gerência de Recursos Humanos foram ministradas palestras sobre ergonomia no posto de trabalho demonstrando as posturas corretas para cada atividade laboral e exercícios que devem ser executados para compensação da estrutura corporal. Iniciamos o Plano de Desenvolvimento Individual que consiste na divulgação de diversos temas, por meio eletrônico, cabendo a cada empregado de forma voluntária acessar os conteúdos

propostos. O novo formato, foi bem recebido pelos empregados da Companhia e a modalidade mais utilizada foi a divulgação de acesso a vídeos educacionais, motivacionais e corporativos, dentre outros.

6.2 – Planejamento Estratégico

O Planejamento Estratégico é um processo gerencial que se refere à formulação de objetivos para a seleção de programas de ação e sua execução, de maneira disciplinada e organizada. Planejar estrategicamente significa compatibilizar as oportunidades oferecidas pelo ambiente externo com as condições internas, favoráveis ou não, de modo a satisfazer seus objetivos futuros. No ano de 2015, foram concluídos alguns projetos demandados pelo Planejamento Estratégico, bem como, outros que estão em continuidade, dos quais destacamos: a revisão do levantamento físico do Sistema de Gerenciamento de Dados de postes (urbano e rural), condutores e equipamentos da rede de distribuição e atualização da base cartográfica, a alocação das horas trabalhadas em obras de investimento visando otimização da base de remuneração regulatória, a implantação do Modelo de Excelência em Gestão – MEG, com realização de treinamento sobre os requisitos da 20ª edição, entrevistas com os conselheiros, Diretores, gestores e alguns colaboradores chave de todos os setores das Empresas DME, o levantamento do diagnóstico organizacional em conjunto com os colaboradores responsáveis por planos de ação, bem como, a identificação da necessidade do mapeamento dos processos de toda a organização.

6.3 – Segurança do Trabalho

Foi realizada a aquisição de um novo sistema de resgate de eletricitistas do alto de estruturas, que visa facilitar este procedimento em momentos de necessidade, assim como a aquisição de detectores de tensão. O plano de trabalho da CIPA - Comissão Interna de Prevenção de Acidentes tem intensificado as inspeções em campo. Foram revisadas várias normas relativas a procedimentos de segurança, bem como, a implantação de novos instrumentos regulamentadores. O SESMT continua atuando junto a todos os setores da empresa, visando a ampliar e diversificar as políticas de segurança.

7 – MEIO AMBIENTE

A DMED está sempre atenta ao pleno atendimento da legislação ambiental vigente buscando atingir o menor impacto possível em suas atividades cotidianas, neste sentido, várias ações preventivas e corretivas de cunho ambiental são realizadas como: obtenção de licenças de operação de seus empreendimentos, atendimento a condicionantes estabelecidas pelos órgãos fiscalizadores, controle dos impactos e melhoria da qualidade ambiental.

8 – RESPONSABILIDADE SOCIAL

8.1 – Programas de Eficiência Energética – PEE e Programa de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D

Os Programas de Eficiência Energética e Pesquisa de Desenvolvimento instituídos pela ANEEL, visam incentivar a busca constante por inovações e fazer frente aos desafios tecnológicos do setor elétrico, bem como, promover o uso eficiente da energia elétrica em todos os setores da economia por meio de projetos que demonstrem a importância e a viabilidade econômica de melhoria da eficiência energética de equipamentos, processos e usos finais de energia. Em 2015 a DMED concluiu dois projetos de PEE voltados para a geração de energia solar, com a Instalação de aquecedores solares no Condomínio residencial São Jorge e no Asilo Lar dos Velinhos, totalizando 66 sistemas de aquecimento solar, além da substituição de 944 lâmpadas incandescentes por fluorescentes compactas, atendendo a 160 famílias no Município e, proporcionando economia de 200,80 MWh/ano e 74,77 KW de demanda reduzida. Implantamos o Projeto Educacional Cidadão Ecoeficiente que atenderá durante sua vigência, a rede pública estadual de ensino, cujo objetivo é incentivar o uso eficiente e seguro da energia elétrica. Além disso, no final de 2015 teve início o Projeto de substituição de refrigeradores (3ª etapa) e lâmpadas a LED, nos consumidores de Baixa Renda. Serão prospectados aproximadamente 1500 consumidores, dos quais 500 serão beneficiados com a substituição do refrigerador antigo pelo novo e, todos serão contemplados com 5 lâmpadas a LED cada um. A DMED participou também da Campanha de Esclarecimento das Bandeiras Tarifárias e Uso Eficiente de Energia Elétrica, prevista na Resolução Normativa 649/2015, custeada com recursos do Programa de Eficiência Energética – PEE, promovido pela ANEEL através da proposta do Instituto ABRADÉE de Energia. Na área de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico – P&D, a Companhia concluiu sua participação em dois projetos cooperados, com vista ao “Aprimoramento das Metodologias de Revisão Tarifária do Setor de Distribuição de Energia Elétrica” e do “Sistema de inteligência Analítica do Setor Elétrico - SIASE” e, deu continuidade ao projeto em parceria com o Laboratório de Poços de Caldas da Comissão Nacional de Energia Nuclear – LAPOC/CNEN, cujo objeto é o estudo da qualidade química, física, radiométrica e biológica da água e do sedimento em bacia hidrográfica sob influência de mineração de urânio e elevada radioatividade natural: técnica convencional e nuclear.

9 – BALANÇO SOCIAL

			31/12/2015			31/12/2014
			R\$ mil			R\$ mil
1 – Base de Cálculo						
Receita Líquida (RL)			124.260			144.212
Resultado Operacional (RO)			7.395			80.745
Folha de Pagamento Bruta (FBP)			(31.112)			-26.562
						% sobre
2 - Indicadores Sociais Internos	R\$ mil	FBP	RL	R\$ mil	FBP	RL
Alimentação - Auxílio alimentação e outros	-2.817	11	-2	-2.551	10	-2
Encargos sociais compulsórios	-5.546	21	-4	-4.872	18	-3
Entidade de previdência privada	-1.459	5	-1	-1.145	4	-1
Saúde – Convênio assistencial e outros benefícios	-2.449	9	-2	-1.934	7	-1

Segurança no trabalho - CIPA e exames periódicos	-86	0	0	-113	0	0
Educação - Auxílio educação	0	0	0	0	0	0
Capacitação e desenvolvimento profissional	-25	0	0	-120	0	0
Auxílio creche	-106	0	0	-89	0	0
Participação nos resultados	-508	2	0	-1.025	4	-1
Incentivo à aposentadoria e demissão voluntária	0	0	0	0	0	0
Vale-transporte – excedente	-105	0	0	-92	0	0
Total	-13.102	49	-9	-11.941	43	-8
3 - Indicadores Sociais Externos	R\$ mil	RO	RL	R\$ mil	RO	RL
Cultura	87	0	0	875	1	1
Esporte e lazer	0	0	0	14	0	0
Doações e Contribuições	178	0	0	120	0	0
Incentivo Fiscal - Lei Rouanet	31	0	0	0	0	0
Projetos Sociais, ambientais e culturais (projetos que não utilizaram incentivos fiscais)	3	0	0	218	0	0
Total de contribuição para a sociedade	299	0	0	1.227	1	1
Tributos - excluídos encargos sociais	44.522	55	31	33.406	41	23
Total	44.821	55	31	34.633	42	24
		% sobre			% sobre	
4 - Indicadores Ambientais	R\$ mil	RO	RL	R\$ mil	RO	RL
Relacionamento com a operação da empresa						
Rede Compacta	1.465	2	1	317	0	0
Rede Subterrânea	1.742	2	1	0	0	0
Convênio / Policiamento ambiental nas Represas e Usinas	2	0	0	2	0	0
Recomposição de Vegetação florestal em área de preservação Permanente/novo Almojarifado e Garagem	40	0	0	97	0	0
Gerenciamento de Resíduos	12	0	0	12	0	0
Processos de Licenciamento Ambiental e atendimento de Condicionantes e Planos de controle Ambiental	71	0	0	34	0	0
Análises de água, efluentes e resíduos	16	0	0	17	0	0
Estações hidrométricas	218	0	0	144	0	0
Melhoria da Arborização Urbana	20	0	0	4	0	0
Projetos de Eficiência Energética	717	1	0	89	0	0
P&D - Meio Ambiente	301	0	0	106	0	0
Programas especiais / Projetos externos						
Descontaminação de lâmpadas fluorescentes da Prefeitura Municipal de Poços de Caldas	1	0	0	1	0	0
CEMA-Centro de Excelência em Meio Ambiente	0	0	0	3	0	0
Reserva Particular do Patrimônio Natural do Rio das Antas	0	0	0	30	0	0
Projeto Adotando Nascentes	13	0	0	10	0	0
Sistema de gestão ambiental	18	0	0	19	0	0
Total	4.637	5	2	887	0	0
5 - Indicadores do corpo funcional	Em unidades			Em unidades		
Empregados no final do período	268			246		
Escolaridade dos empregados						
Superior e extensão universitária	101			104		
2º Grau	131			113		
1º Grau	36			29		
Faixa etária dos empregados						
Abaixo de 30 anos	42			36		
De 30 até 45 anos (exclusive)	131			123		
Acima de 45 anos	95			87		
Admissões durante o período	26			18		
Mulheres que trabalham na empresa	66			55		
% de cargos gerenciais ocupados por mulheres em relação ao nº total de mulheres	12,12%			14,55%		
% de cargos gerenciais ocupados por mulheres em relação ao nº total de gerentes	22,22%			23,53%		
Negros que trabalham na empresa	17			17		
% de cargos gerenciais ocupados por negros em relação ao nº total de negros	11,76%			5,88%		
% de cargos gerenciais ocupados por negros em	5,56%			2,94%		

relação ao nº total de gerentes					
Portadores de deficiência física	2			2	
Dependentes	475			285	
Estagiários	9			10	
6 - Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial					
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	22,61			22,53	
Acidentes de trabalho	1			2	
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos:					
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos:					
A previdência privada contempla:	200			200	
A participação nos lucros ou resultados contempla:	242			235	
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:					
Quanto à participação dos empregados em programas de trabalho voluntário, a empresa:	0			0	

10 – AGRADECIMENTOS

Registramos nossos agradecimentos a todos os segmentos do Poder Executivo, representados pelo Excelentíssimo Senhor Prefeito e seu Vice-Prefeito, e aos ilustres membros da Câmara Municipal, pelo apoio e encaminhamento das questões de interesse da DME Distribuição S/A.

Nosso reconhecimento também aos fornecedores, clientes e prestadores de serviços e, em especial, ao quadro de empregados e a todos aqueles que direta ou indiretamente contribuíram para a consecução dos objetivos propostos e obtenção dos resultados do exercício 2015 que ora apresentamos.

Tel. (35) 3729-2111 - 0800 035 0196
Rua Amazonas, 65 - Centro - CEP 37.701-008
Poços de Caldas - MG - Brasil - www.dmedsa.com.br
CNPJ: 23.664.303/0001-04 - I.E.: 518.601.288.0094



REGULATÓRIAS

(Em milhares de Reais)

ATIVO	Notas	31/12/2015	31/12/2014 (reapresentado)	PASSIVO	Notas	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE				CIRCULANTE			
Caixa e Equivalentes de Caixa		70.817	84.803	Fornecedores		13.453	8.161
Consumidores		34.675	18.482	Folha de pagamento		447	198
Concessionárias e Permissionárias		155	16.147	Dividendos Declarados e Juros Sobre Capital		4.244	2.280
Serviços em Curso		679	436	Credores diversos		4.855	5.871
Tributos Compensáveis		3.827	6.016	Passivos Financeiros Setoriais		9.446	12.495
Depósitos Judiciais e Cauções		2.822	-	Encargos Setoriais		2.826	458
Almoxarifado Operacional		2.773	1.774	Pesquisa e desenvolvimento		2.275	2.128
Ativos Financeiros Setoriais		34.292	16.592	Programa de eficiência energética		3.768	3.272
Despesas Pagas Antecipadamente		333	249	Tributos e contribuições sociais		7.599	2.420
Subsídios Tarifários e Redução Tarifária Equilibrada		4.067	1.735	Obrigações estimadas		2.855	2.394
Outros Ativos Circulantes		1.551	3.048	Outras contas a pagar		1	325
		155.990	149.283			51.768	40.004
NÃO CIRCULANTE				NÃO CIRCULANTE			
Títulos de crédito a receber		694	840	Reversão/amortização - retenção de quotas		164	164
Cauções e depósitos vinculados		5.112	4.681	Provisões para contingências		23.398	25.285
Tributos a compensar		41	28			23.563	25.449
Superávit - Plano de Benefício Definido		3.911	4.203	PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Outros Créditos		-	-	Capital social		158.585	158.585
Ativos Financeiros Setoriais		-	12.851	Reserva de capital		20.259	19.323
Imobilizado		137.728	157.085	Outros Resultados Abrangentes		-1.549	-
Intangível		519	1.553	Reserva Legal		6.676	5.783
		148.005	181.241	Reserva de Reavaliação e Ajustes Patrimoniais		-47.735	-21.746
				Lucros / Prejuízos Acumulados		92.428	103.126
						228.664	265.071
TOTAL DO ATIVO		303.995	330.524	TOTAL DO PASSIVO		303.995	330.524

DME Distribuição S.A.

Demonstrações de resultados

Exercícios findos em 31 de dezembro
 (Em milhares de Reais)

	Notas	<u>31/12/2015</u>	<u>31/12/2014</u> (reclassificado)
RECEITA OPERACIONAL		242.559	165.743
Fornecimento de energia elétrica		181.788	113.543
Suprimento de energia elétrica		35.373	23.139
Energia elétrica de curto prazo		12.641	17.355
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica		6.550	2.975
Ativos e Passivos Regulatórios		4.992	-2.011
Outras Receitas Vinculadas (12)		1.215	10.742
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL			
Tributos e Encargos		-118.297	-43.167
Tributos		-76.008	-40.309
Federais		-29.039	-9.434
Estaduais		-46.969	-30.875
Encargos - Parcela "A"		-42.289	-2.858
Reserva Global de Reversão - RGR		-	-
Pesquisa e Desenvolvimento - P & D		-621	-613
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE		-28.447	-1.632
Conta de Consumo de Combustíveis - CCC		-	-
Programa de Eficiência Energética - PEE		-621	-613
Taxa de Fiscalização - TFSE		-327	-
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos		-1.069	-
Conta Centralizadora dos Recursos das Bandeiras Tarifárias		-11.204	-
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA		124.260	122.576
CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS - Parcela "A"		-74.945	-58.961
Energia elétrica comprada para revenda		-64.122	-48.219
Energia elétrica comprada para revenda - Proinfa		-2.927	-3.022
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição		-7.896	-6.632
Taxa de Fiscalização		-	-280
CFURH		-	-808
RESULTADO ANTES DOS CUSTOS GERENCIÁVEIS		49.317	63.615
CUSTOS GERENCIÁVEIS - Parcela "B"		-55.935	7.259
Pessoal e Administradores		-31.112	-26.562
Serviço de Terceiros		-10.591	-23.372
Material		-2.583	-1.825
Arrendamentos e Aluguéis		-1.065	-1.808
Tributos		-2.315	-2.219
Seguros		-10	-36
Doações, Contrib e Subvenções		-221	-230
Provisão para Devedores Duvidosos		-864	-593
Provisões - Outras		-1.345	-6.286
Depreciação		-9.386	-8.548
Amortização		-	-
(-) Recuperação de Despesas		3.387	1.802
(-) Reversão da Provisão		2.510	77.920
Gastos Diversos		-2.340	-984
Outras Receitas Operacionais		14.635	-
Outras Despesas Operacionais		-1.904	-1.233
RESULTADO DA ATIVIDADE DA CONCESSÃO		6.113	69.641
Receita Financeira		19.061	14.639
Despesas Financeiras		-8.464	-4.695
Lucro (Prejuízo) Antes da IR e CSLL		16.709	79.585

DME Distribuição S.A.

Demonstrações de resultados abrangentes

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014

(Em milhares de Reais)

	31/12/2015	31/12/2014
Resultados do exercício	<u>16.587</u>	<u>81.095</u>
Resultados abrangentes		
(Perdas) Ganhos atuariais de plano de benefícios definido	-1.429	-119
Imposto de renda e contribuição social sobre outros resultados abrangentes	<u>486</u>	<u>41</u>
Outros resultados abrangentes, líquidos de imposto de renda e contribuição social	<u>15.644</u>	<u>81.017</u>
Resultado abrangente atribuível aos:		
Acionistas controladores	-	-
Acionistas não controladores	<u>-</u>	<u>-</u>
Resultado abrangente do exercício	<u>15.644</u>	<u>81.017</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DME Distribuição S.A.

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 01.01.2014

(Em milhares de Reais)

	Capital social	Reservas de capital	Reserva de Reavaliação	Reserva Legal	Lucros/ (prejuízos) acumulados	Total
Saldo em 01 de janeiro de 2014	158.585	18.220	-7.705	1.232	31.618	201.951
Remuneração das imobilizações em curso	-	1.103	-	-	-	1.103
Juros Sobre Capital Próprio	-	-	-	-	-1.510	-1.510
Juros Sobre Capital Próprio imputados aos dividendos	-	-	-	-	3.236	3.236
Resultados Abrangentes	-	-	-14.041	-	-4.479	-18.520
Destinação do Lucro Líquido:	-	-	-	-	81.094	81.094
Constituição de reserva legal	-	-	-	4.551	-4.551	-
Dividendos propostos e adicionais	-	-	-	-	-2.280	-2.280
Destinação do lucro líquido após constituição de reserva legal e distribuição de dividendos	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	74.263	-
Saldo em 31 de dezembro de 2014 (reapresentado)	158.585	19.323	-21.746	5.783	103.126	265.071
Remuneração das imobilizações em curso	-	936	-	-	-	936
Juros Sobre Capital Próprio	-	-	-	-	-4.447	-4.447
Juros Sobre Capital Próprio imputados aos dividendos	-	-	-	-	1.510	1.510
Resultados Abrangentes	-	-	-27.538	-	120	-27.419
Dividendos Obrigatórios Complementares	-	-	-	-	-19.332	-
Destinação do Lucro Líquido:	-	-	-	-	16.587	16.587
Constituição de reserva legal	-	-	-	893	-893	-
Dividendos propostos	-	-	-	-	-4.244	-4.244
Destinação do lucro líquido após constituição de reserva legal e distribuição de dividendos	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	11.450	-
Saldo em 31 de dezembro de 2015	158.585	20.259	-49.284	6.676	92.428	228.664

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DME Distribuição S.A.

Demonstrações dos fluxos de caixa

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014

(Em milhares de Reais)

	31/12/2015	31/12/2014
Fluxo de caixa das atividades operacionais		
Lucro (prejuízo) líquido do exercício	16.587	81.095
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	325	-465
Depreciação e amortização	9.995	8.128
Valor residual de imobilizado e intangível baixado	545	8.766
(Reversão) constituição de provisões p/ contingencias, líquidas	-1.887	-77.502
	<u>25.565</u>	<u>20.021</u>
Redução (aumento) nos ativos:		
Consumidores e revendedores	526	-18.003
Serviços em curso	-243	1.129
Estoque	-999	-196
Ativos (Passivos) Financeiros Setoriais	-20.749	7.715
Superávit - Plano de Benefício Definido	293	4.767
Diferimento Revisão Tarifária	12.851	-12.851
Subsídios Tarifários e Redução Tarifária Equilibrada	-2.332	-
Demais ativos circulantes e não circulantes	192	-9.207
	<u>-10.461</u>	<u>-26.646</u>
Aumento (redução) nos passivos:		
Fornecedores	5.291	2.625
Folha de pagamento e provisões trabalhistas	250	26
Tributos e contribuições sociais	-14.919	-5.878
Taxas regulamentares	2.537	30
Imposto de Renda e Contribuição Social	-	-
Demais passivos circulantes e não circulantes	12.763	621
	<u>10.822</u>	<u>774</u>
Caixa Oriundo das Operações		
Imposto de Renda e contribuições sociais Pagos	4.900	3.349
	<u>10.822</u>	<u>774</u>
Recursos líquidos provenientes das atividades operacionais		
Fluxos de caixa das atividades de investimentos	25.927	-5.851
Adições no imobilizado e intangível	-17.366	-18.256
	<u>-17.366</u>	<u>-18.256</u>
Recursos líquidos utilizados nas atividades de investimento		
Fluxos de caixa das atividades de financiamentos		
Pagamento de Dividendos	-21.613	-4.294
(Redução) Aumento de capital	-	-
Remuneração das imobilizações em curso	-936	-1.102
	<u>-22.548</u>	<u>-5.396</u>
Recursos líquidos (utilizados nas) provenientes das atividades de financiamento		
Total dos efeitos no caixa e equivalentes de caixa	<u>-13.987</u>	<u>-29.502</u>
Caixa e equivalentes de caixa		
No fim do exercício	70.816	84.803
No início do exercício	84.803	114.305
Aumento do caixa e equivalentes de caixa	<u>-13.987</u>	<u>-29.502</u>

DME DISTRIBUIÇÃO S/A – DMED
CNPJ: 23.664.303/0001-04

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis em 31 de dezembro de 2015 e 2014
(Valores expressos em milhares de reais)

1. Setor Elétrico no Brasil

O setor de energia elétrica no Brasil é regulado pelo Governo Federal, atuando por meio do Ministério de Minas e Energia (“MME”), o qual possui autoridade exclusiva sobre o setor elétrico. A política regulatória para o setor é implementada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”).

O fornecimento de energia elétrica a varejo pela Companhia e suas controladas e controladas em conjunto é efetuado de acordo com o previsto nas cláusulas de seus contratos de concessão de longo prazo de venda de energia.

De acordo com os contratos de concessão de distribuição, essa Outorgada está autorizada a cobrar de seus consumidores uma taxa pelo fornecimento de energia consistindo em dois componentes: (1) uma parcela referente aos custos de geração, transmissão e distribuição de energia não gerenciáveis (“Custos da Parcela A”); e (2) uma parcela de custos operacionais (“Custos da Parcela B”). Ambas as parcelas são estabelecidas como parte da concessão original para determinados períodos iniciais. Subsequentemente aos períodos iniciais, e em intervalos regulares, a ANEEL tem a autoridade de rever os custos da Companhia, a fim de determinar o ajuste da inflação (ou outro fator de ajuste similar), caso existente, aos Custos da Parcela B (“Ajuste Escalar”) para o período subsequente. Esta revisão poderá resultar num ajuste escalar com valor positivo, nulo ou negativo.

Adicionalmente aos ajustes referentes aos Custos da Parcela A e Parcela B mencionados acima, as concessões para fornecimento de energia elétrica têm um ajuste tarifário anual, baseado em uma série de fatores, incluindo a inflação. Adicionalmente, como resultado das mudanças regulatórias ocorridas em dezembro de 2001, a Outorgada pode agora requisitar reajustes tarifários resultantes de eventos significativos que abalem o equilíbrio econômico-financeiro dos seus negócios. Outros eventos normais ou recorrentes (como altas no custo da energia comprada, impostos sobre a receita ou ainda a inflação local) também têm permissão para serem absorvidos por meio de aumentos tarifários específicos. Quando a Outorgada solicita um reajuste tarifário, se faz necessário comprovar o impacto financeiro resultante destes eventos nas operações.

2. Base de preparação e apresentação das Demonstrações Contábeis Regulatórias

As Demonstrações Contábeis para fins regulatórios foram preparadas de acordo com as normas, procedimentos e diretrizes emitidos pelo Órgão Regulador e conforme as políticas contábeis estabelecidas na declaração de práticas contábeis.

Essas demonstrações foram preparadas em consonância com as orientações emitidas pelo Órgão Regulador para Demonstrações Contábeis. As Demonstrações Contábeis para fins regulatórios são separadas das Demonstrações contábeis estatutárias societárias da outorgada. Há diferenças entre as práticas contábeis adotadas no Brasil e a base de preparação das informações previstas nas demonstrações para fins regulatórios, uma vez que as Instruções Contábeis para fins Regulatórios especificam um tratamento ou divulgação alternativos em certos aspectos. Quando as Instruções Contábeis Regulatórias não tratam de uma questão contábil de forma específica, faz-se necessário seguir as práticas contábeis adotadas no Brasil. As informações financeiras distintas das informações preparadas totalmente em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil podem não representar necessariamente uma visão verdadeira e adequada do desempenho financeiro ou posição financeira e patrimonial de uma empresa por apresentar diferenças de valores pela aplicação diferenciada de algumas normas contábeis societárias e regulatórias. Estas diferenças estão explicadas em notas explicativas, para melhor entendimento do leitor, conforme apresentado nas Demonstrações contábeis preparadas de acordo com estas práticas.

3. Principais Práticas Contábeis Societárias e Regulatórias

3.1 Societárias

a. Instrumentos financeiros: Ativos e passivos financeiros

Os ativos e passivos financeiros da Companhia são reconhecidos inicialmente na data em que foram originados ou na data da negociação em que a Companhia se torna uma das partes das disposições contratuais do instrumento. A Companhia possui os seguintes principais ativos e passivos financeiros: i. mensurados ao valor justo por meio do resultado, ii. empréstimos e recebíveis, iii. Caixa e equivalentes de caixa e iv. Ativos financeiros disponíveis para venda. A classificação depende da finalidade para a qual os ativos e passivos financeiros foram adquiridos.

i. Ativos e passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado

Um ativo financeiro é classificado pelo valor justo por meio do resultado caso seja classificado como mantido para negociação e seja designado como tal no momento do reconhecimento inicial. Os ativos financeiros são designados pelo valor justo por meio do resultado se a Companhia gerencia tais investimentos e toma decisões de compra e venda baseadas em seus valores justos de acordo com a gestão de riscos documentada e a estratégia de investimentos da Companhia. Os custos da transação são reconhecidos no resultado como incorridos. Ativos financeiros registrados pelo valor justo por meio do resultado são medidos pelo valor justo, e mudanças no valor justo desses ativos, os quais levam em consideração qualquer ganho, são reconhecidas no resultado do exercício.

Ativos financeiros designados como pelo valor justo através do resultado compreendem instrumentos financeiros que de outra forma seriam classificados como disponíveis para venda.

ii. Empréstimos e recebíveis

Empréstimos e recebíveis são ativos financeiros com pagamentos fixos ou calculáveis que não são cotados no mercado ativo. Tais ativos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, os empréstimos e recebíveis são medidos pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos.

Os empréstimos e recebíveis abrangem consumidores e concessionárias.

iii. Caixa e Equivalentes de Caixa

Caixa e equivalentes de caixa abrangem saldos de caixa e investimentos financeiros com vencimento original de três meses ou menos a partir da data da contratação, os quais são sujeitos a um risco insignificante de alteração no valor, e são utilizadas na gestão das obrigações de curto prazo.

iv. Ativos financeiros disponíveis para venda

Ativos financeiros disponíveis para venda são ativos não derivativos designados como disponíveis para venda ou que não se classifiquem em nenhuma das categorias anteriores. Ativos financeiros disponíveis para venda são registrados inicialmente pelo valor justo acrescido de qualquer custo de transação diretamente atribuível. Após o reconhecimento inicial, os juros calculados pelo método da taxa efetiva de juros são reconhecidos na demonstração de resultado como parte do resultado financeiro, enquanto que as variações para registro ao valor justo são reconhecidas em outros resultados abrangentes. Quando um investimento é baixado, o resultado acumulado em outros resultados abrangentes é transferido para o resultado.

v. Passivos financeiros não derivativos

Os outros passivos financeiros (incluindo passivos designados pelo valor justo registrado no resultado) são reconhecidos inicialmente na data de negociação na qual a Companhia se torna uma parte das disposições contratuais do instrumento. A Companhia baixa um passivo financeiro quando tem suas obrigações contratuais retiradas, canceladas ou vencidas.

A Companhia classifica os passivos financeiros não derivativos na categoria de outros passivos financeiros. Tais passivos financeiros são reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis.

vi. Capital social

Ações ordinárias são classificadas como patrimônio líquido.

b. Impairment de ativos e passivos financeiros

Ativos financeiros (incluindo recebíveis)

Um ativo financeiro não mensurado pelo valor justo por meio do resultado é avaliado a cada data de apresentação para apurar se há evidência objetiva de que tenha ocorrido perda no seu valor recuperável. Um ativo tem perda no seu valor recuperável se uma evidência objetiva indica que um evento de perda ocorreu após o reconhecimento inicial do ativo, e que aquele evento de perda teve um efeito negativo nos fluxos de caixa futuros projetados que podem ser estimados de uma maneira confiável.

A evidência objetiva de que os ativos financeiros perderam valor pode incluir o não pagamento ou atraso no pagamento por parte do devedor, a reestruturação do valor devido a Companhia sobre condições de que a Companhia não consideraria em outras transações, indicações de que o devedor ou emissor entrará em processo de falência, ou o desaparecimento de um mercado ativo para um título. Além disso, para um instrumento patrimonial, um declínio significativo ou prolongado em seu valor justo abaixo do seu custo é evidência objetiva de perda por redução ao valor recuperável.

Ativos financeiros mensurados pelo custo amortizado

A Companhia considera evidência de perda de valor de ativos mensurados pelo custo amortizado (para recebíveis e títulos de investimentos mantidos até o vencimento) tanto no nível individualizado como no nível coletivo. Ativos individualmente significativos são avaliados quanto à perda de valor específico. Todos os recebíveis e títulos de investimentos mantidos até o vencimento individualmente significativos identificados como não tendo sofrido perda de valor individualmente são então avaliados coletivamente quanto a qualquer perda de valor que tenha ocorrido, mas não tenha sido ainda identificada. Ativos individualmente importantes são avaliados coletivamente quanto à perda de valor por agrupamento conjunto desses títulos com características de risco similares.

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

Ativos disponíveis para venda

Perdas por redução ao valor recuperável em ativos financeiros disponíveis para venda são reconhecidas pela reclassificação da perda acumulada reconhecida em outros resultados abrangentes no patrimônio líquido para o resultado. A perda acumulada que é reclassificada de outros resultados abrangentes para o resultado é a diferença entre o custo de aquisição, líquido de qualquer reembolso e amortização de principal, e o valor justo atual, decrescido de qualquer redução por perda de valor recuperável previamente reconhecida no resultado. As mudanças nas provisões de perdas por redução ao valor recuperável atribuíveis a ao método dos juros efetivos são refletidas como um componente de receitas financeiras.

Caso o valor justo de um ativo financeiro de dívida (*debt security*) disponível para venda para o qual tenha sido reconhecida uma perda no valor recuperável apresente aumento, em um período subsequente, e o aumento possa ser objetivamente relacionado a um evento que ocorra após a perda por redução no valor recuperável ter sido reconhecida no resultado, então a perda de valor é revertida com o valor da reversão reconhecido no resultado. Todavia, qualquer recuperação subsequente no valor justo de um ativo financeiro disponível para venda para o qual tenha sido registrada perda do valor recuperável, é reconhecida em outros resultados abrangentes.

Ativos não financeiros

Os valores contábeis dos ativos não financeiros da Companhia, que são os estoques e imposto de renda e contribuição social diferidos, são revistos a cada data de apresentação para apurar se há indicação de perda no valor recuperável. Caso ocorra tal indicação, então o valor recuperável do ativo é estimado.

Uma perda por redução no valor recuperável é reconhecida se o valor contábil do ativo ou Unidade Geradora de Caixa exceder o seu valor recuperável.

O valor recuperável de um ativo ou unidade geradora de caixa é o maior entre o valor em uso e o valor justo menos despesas de venda. Ao avaliar o valor em uso, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados aos seus valores presentes através da taxa de desconto antes de impostos que reflita as condições vigentes de mercado quanto ao período de recuperabilidade do capital e os riscos específicos do ativo ou Unidade Geradora de Caixa. Para a finalidade de testar o valor recuperável, os ativos que não podem ser testados individualmente são agrupados ao menor grupo de ativos que gera entrada de caixa de uso contínuo que são em grande parte independentes dos fluxos de caixa de outros ativos ou grupos de ativos (a "unidade geradora de caixa ou UGC"). Para fins do teste do valor recuperável do ágio, o montante do ágio apurado em uma combinação de negócios é alocado à UGC ou ao grupo de UGCs para o qual o benefício das sinergias da combinação é esperado. Essa alocação reflete o menor nível no qual o ágio é monitorado para fins internos e não é maior que um segmento operacional determinado de acordo com o CPC 22.

Perdas por redução no valor recuperável são reconhecidas no resultado. Perdas reconhecidas referentes à Unidade Geradora de Caixa são inicialmente alocadas na redução de qualquer ágio alocado a esta UGC (ou grupo de UGC), e subsequentemente na redução dos outros ativos desta UGC (ou grupo de UGC) de forma *pro rata*.

Uma perda por redução ao valor recuperável relacionada a ágio não é revertida. Quanto a outros ativos, a perda de valor recuperável é revertida somente na condição em que o valor contábil do ativo não exceda o valor contábil que teria sido apurado, líquido de depreciação ou amortização, caso a perda de valor não tivesse sido reconhecida.

c. Consumidores, concessionárias e permissionárias

Engloba as contas a receber com fornecimento de energia e uso da rede, faturado e não faturado por estimativa, serviços prestados, acréscimos moratórios e outros, até o encerramento do balanço, contabilizado com base no regime de competência.

São considerados ativos financeiros e classificados como empréstimos e recebíveis.

As contas a receber de consumidores, concessionárias e permissionárias estão apresentadas líquidas da Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa (PCLD), reconhecida em valor considerado suficiente pela Administração para cobrir as prováveis perdas na realização das contas a receber de consumidores e títulos a receber cuja recuperação é considerada improvável.

A provisão para crédito de liquidação duvidosa foi constituída em bases consideradas suficientes para fazer em face de eventuais perdas na realização dos créditos, e está em conformidade com as Instruções da ANEEL a seguir resumidas:

- Clientes com débitos relevantes (grandes clientes): análise individual de saldo a receber dos consumidores, por classe de consumo, considerado de difícil recebimento.
- Para os demais casos: (a) Consumidores residenciais - vencidos há mais de 90 dias; (b) consumidores comerciais - vencidos há mais de 180 dias e (c) consumidores industriais, rurais, poder público, iluminação pública, serviços públicos e outros - vencidos há mais de 360 dias.

d. Estoques

Os materiais e equipamentos em estoque, classificados no ativo circulante (almoxarifado de manutenção e de obras e administrativo), estão registrados ao custo médio de aquisição e não excedem os seus custos de reposição ou valores de realização.

e. Ativo financeiro indenizável (concessão)

Os Contratos de Concessão de Serviços Públicos de Energia Elétrica e aditivos posteriores, celebrados entre a União (Poder Concedente - Outorgante) e a DME Distribuição S.A. (Concessionária - Operador), respectivamente, regulamentam a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica:

- O contrato estabelece quais os serviços que o operador deve prestar e para quem (classe de consumidores) os serviços devem ser prestados;
- O contrato estabelece padrões de desempenho para prestação de serviço público, com relação à manutenção e à melhoria da qualidade no atendimento aos consumidores, e o operador tem como obrigação, na entrega da concessão, devolver a infraestrutura nas mesmas condições em que a recebeu na assinatura desses contratos. Para cumprir com essas obrigações, são realizados investimentos constantes durante todo o prazo da concessão. Portanto, os bens vinculados à concessão podem ser repostos, algumas vezes, até o final da concessão;
- Ao final da concessão os ativos vinculados à infraestrutura devem ser revertidos ao poder concedente mediante pagamento de uma indenização; e
- O preço é regulado através de mecanismo de tarifa estabelecido nos contratos de concessão com base em fórmula paramétrica (Parcelas A e B), bem como são definidas as modalidades de revisão tarifária, que deve ser suficiente para cobrir os custos, a amortização dos investimentos e a remuneração pelo capital investido.
- Com base nas características estabelecidas no contrato de concessão de geração e de distribuição de energia elétrica da Companhia, a Administração entende que estão atendidas as condições para a aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 (Contratos de Concessão), a qual fornece orientações sobre a contabilização de concessões de serviços públicos a operadores privados, de forma a refletir o negócio de distribuição elétrica, abrangendo:
 - Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciada até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente; e
 - Parcela remanescente à determinação do ativo financeiro (valor residual) classificada como um ativo intangível em virtude de a sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público.
- A infraestrutura recebida ou construída da atividade de distribuição, que estava originalmente representada pelo ativo imobilizado e intangível da Companhia, será recuperada através de dois fluxos de caixa, a saber:
 - Uma parte através do consumo de energia efetuado pelos consumidores (emissão do faturamento mensal da medição de energia consumida/vendida) durante o prazo da concessão; e
 - Outra parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, a ser recebida diretamente do Poder Concedente ou de quem ele delegar essa tarefa.

O ativo financeiro indenizável refere-se à parcela não amortizada até o final da concessão dos investimentos realizados em infraestrutura e em bens essenciais para a prestação do serviço público que estejam vinculados ao contrato de concessão.

No entendimento da Administração, há expectativa de receber ao término da concessão pelos investimentos não amortizados, o valor apurado com base na Base de Remuneração Regulatória - BRR. A Companhia considera as mudanças nos valores justos dos ativos que compõem a infraestrutura da concessão como alteração na expectativa dos fluxos de caixa estimados, e, portanto são reconhecidos em resultado financeiro, no resultado do exercício, de acordo com o CPC 38 Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração, parágrafo AG8.

Ativos intangíveis

Compreende o direito de uso da infraestrutura, construída ou adquirida pelo operador ou fornecida para ser utilizada pela outorgante como parte do contrato de concessão do serviço público de energia elétrica e consequente direito de cobrar dos usuários do serviço público por ela prestado ao longo do prazo de concessão. Em consonância com o CPC 04 (Ativos Intangíveis), o ICPC 01 (Contratos de Concessão) e o OCPC 05 (Contratos de Concessão) os contratos de concessão tem vida útil finita e o ativo deverá ser completamente amortizado até o término da concessão, sendo este 07 de julho de 2045.

São avaliados ao custo de aquisição, incluindo capitalização de custos de empréstimos e remuneração das imobilizações em curso, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável.

f. Imobilizado

i. Reconhecimento e mensuração

São mensurados pelo custo histórico de aquisição ou construção, deduzido de depreciação acumulada e perdas de redução ao valor recuperável (impairment) acumuladas.

O custo inclui gastos que são diretamente atribuíveis à aquisição de um ativo. O custo de ativos construídos pela própria Companhia inclui:

O custo de materiais e mão de obra direta, custos de desmontagem e de restauração do local onde estes ativos estão localizados e quaisquer outros custos para colocar o ativo no local e condição necessários para que sejam capazes de operar da forma pretendida pela Administração.

Os ganhos e perdas na alienação de um item do imobilizado (apurados pela diferença entre os recursos advindos da alienação e o valor contábil do imobilizado), são reconhecidos em outras receitas/despesas operacionais no resultado.

Os gastos com manutenção e reparos recorrentes são registrados no resultado.

ii. Custos subsequentes

Gastos subsequentes são capitalizados na medida em que seja provável que benefícios futuros associados com os gastos serão auferidos. Gastos de manutenção e reparos recorrentes são registrados no resultado.

iii. Depreciação

Itens do ativo imobilizado são depreciados pelo método linear no resultado do exercício baseado na vida útil econômica estimada de cada componente. Terrenos não são depreciados.

Itens do ativo imobilizado são depreciados a partir da data em que são instalados e estão disponíveis para uso, ou em caso de ativos construídos internamente, do dia em que a construção é finalizada e o ativo está disponível para utilização.

g. Redução ao valor recuperável de ativos não financeiros

De acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 01(R1) - Redução ao valor recuperável de ativos, ao final de cada exercício ou sempre que houver indicação que o ativo possa apresentar perda, a Companhia revisa o valor contábil de seus ativos não financeiros para determinar se há alguma indicação de que tais ativos sofreram alguma perda por redução ao valor recuperável (*Impairment*). Se houver tal indicação, o montante recuperável do ativo é estimado, considerando suas operações de serviço de distribuição de energia em toda a área definida no contrato de concessão com a finalidade de mensurar o montante de perda, que é imediatamente reconhecida no resultado, quando aplicável.

h. Ajuste a valor presente

De acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 12 - Ajuste a valor presente, a Companhia analisa suas contas de ativos e passivos que serão sujeitas a liquidação financeira frente a questões relacionadas a valores realizáveis no futuro, prazo de liquidação, vencimento e possíveis taxas de desconto, com o objetivo de apurar o efetivo montante de realização ou liquidação por conta da desvalorização no tempo e incertezas associadas. Quando aplicável e relevante, a Companhia efetua a redução contábil do respectivo ativo ou passivo, efetuando a apropriação do ganho financeiro de acordo com a fruição do tempo.

Este conceito permeia todas as contas monetárias do balanço, a despeito de existirem pronunciamentos relativos a assuntos específicos que já orientavam a aplicação do conceito de ajuste a valor presente.

A Companhia aplicou o ajuste a valor presente para as contas de parcelamentos a consumidores e recuperação de crédito pelo aproveitamento do ICMS de seu ativo imobilizado.

i. Encargos Regulatórios

i. Contas de Desenvolvimento Energético (CDE)

Tem o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes alternativas nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, permitindo a universalização do serviço de energia elétrica. Os valores a serem pagos também são definidos pela ANEEL.

ii. Programas de Eficientização Energética (PEE), Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

São programas de reinvestimento exigidos pela ANEEL para as distribuidoras de energia elétrica, que estão obrigadas a destinar, anualmente, 1% de sua receita operacional líquida para aplicação nesses programas.

iii. Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica (TFSEE)

Os valores da taxa de fiscalização incidentes sobre a distribuição de energia elétrica são diferenciados e proporcionais ao porte do serviço concedido, calculados anualmente pela ANEEL considerando o valor econômico agregado pelo concessionário.

iv. Encargo do Serviço do Sistema (ESS)

Representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema Interligado Nacional para o atendimento do consumo de energia elétrica no Brasil. Esse custo é apurado mensalmente pela CCEE e é pago pelos agentes da categoria de consumo aos agentes de geração.

v. Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)

A Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH) é um percentual que as concessionárias e empresas autorizadas a produzir energia por geração hidrelétrica pagam pela utilização de recursos hídricos, calculados pelo valor da energia produzida.

vi. Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (Conta Bandeiras)

Foi criada pelo Decreto nº 8.401/2015 e tem como finalidade administrar os recursos decorrentes da aplicação das bandeiras tarifárias instituídas pela ANEEL. Os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelas distribuidoras são revertidos à Conta Bandeiras e os recursos disponíveis na Conta são repassados aos agentes de distribuição, 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.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE é responsável pela criação e manutenção da Conta Bandeiras, cuja regulamentação foi realizada pela ANEEL por meio do Submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - **PRORET**.

j. Benefícios a empregados

i. Plano de contribuição definida

Um plano de contribuição definida é um plano de benefícios pós-emprego sob o qual uma entidade paga contribuições fixas para uma entidade separada (fundo de previdência) e não tem nenhuma obrigação legal ou construtiva de pagar valores adicionais. As obrigações por contribuições aos planos de pensão de contribuição definida são reconhecidas como despesas de benefícios a empregados no resultado nos exercícios durante os quais serviços são prestados pelos empregados. Contribuições pagas antecipadamente são reconhecidas como um ativo mediante a condição de que haja o ressarcimento de caixa ou a redução em futuros pagamentos estejam disponíveis. As contribuições para um plano de contribuição definida cujo vencimento é esperado para 12 meses após o final do período no qual o empregado presta o serviço são descontadas aos seus valores presentes.

A Companhia reconhece todas as despesas com os planos de contribuição definida no resultado como despesa com pessoal.

ii. Plano de benefício definido

Um plano de benefício definido é um plano de benefício pós-emprego que não um plano de contribuição definida. A obrigação líquida da Companhia quanto aos planos de pensão de benefício definido é calculada individualmente para cada plano através da estimativa do valor do benefício futuro que os empregados auferiram como retorno pelos serviços prestados no período atual e em períodos anteriores; aquele benefício é descontado ao seu valor presente. Quaisquer custos de serviços passados não reconhecidos e os valores justos de quaisquer ativos do plano são deduzidos. A taxa de desconto é o rendimento na data de apresentação das demonstrações financeiras para os títulos de dívida de primeira linha e cujas datas de vencimento se aproxime das condições das obrigações da Companhia e que sejam denominadas na mesma moeda na qual os benefícios têm expectativa de serem pagos.

O cálculo é realizado anualmente por um atuário qualificado através do método de crédito unitário projetado. Quando o cálculo resulta em um benefício para a Companhia, o ativo a ser reconhecido é limitado ao total de quaisquer custos de serviços passados não reconhecidos e o valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos futuros do plano ou redução nas futuras contribuições ao plano. Para calcular o valor presente dos benefícios econômicos, consideração é dada para quaisquer exigências de custeio mínimas que se aplicam a qualquer plano na Companhia. Um benefício econômico está disponível a Companhia se ele for realizável durante a vida do plano, ou na liquidação dos passivos do plano. Quando os benefícios de um plano são incrementados, a porção do benefício aumentado relacionado ao serviço passado dos empregados devem ser reconhecidos no resultado pelo método linear ao longo do período médio até que os benefícios se tornem direito adquirido (*vested*). Na medida em que os benefícios se tornem direito adquirido imediatamente, a despesa deve ser reconhecida imediatamente no resultado.

Em 31 de dezembro de 2015, e exercícios anteriores a 2015, a Companhia incorreu em superávit do plano de benefício definido, conforme demonstrado na nota explicativa nº 12. Em decorrência do superávit do plano a Companhia não está reconhecendo despesas desde julho de 2012.

A administração dos planos de previdência complementar é feita pela Suprev - Fundação Multipatrocínada de Suplementação Previdenciária e os recursos garantidores dos benefícios pelo Banco Itaú S.A.

k. Provisões

As provisões são reconhecidas para obrigações presentes (legal ou presumida) resultantes de eventos passados, para as quais seja possível estimar os valores de forma confiável e é provável que um recurso econômico seja exigido para liquidar a obrigação. O valor reconhecido como provisão é a melhor estimativa das considerações requeridas para liquidar a obrigação na data do balanço, considerando-se os riscos e as incertezas relativos às obrigações.

Os riscos contingentes, devido a sua natureza, são solucionados apenas quando da ocorrência ou da falta de ocorrência de eventos futuros. A avaliação desses riscos envolve, de maneira inerente, considerações e estimativas significativas relativas ao resultado de eventos futuros, consubstanciados em informações disponibilizadas pelos assessores legais da Companhia. Nesse contexto e frente às orientações do Pronunciamento Técnico CPC 25 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes, a Companhia registrou provisões para riscos fiscais, trabalhistas e cíveis.

l. Imposto de renda e contribuição social corrente

O Imposto de Renda e a Contribuição Social do exercício corrente e diferido são calculados com base nas alíquotas de 15 %, acrescidas do adicional de 10% sobre o lucro tributável excedente de R\$ 240.000,00 para imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável para contribuição social sobre o lucro líquido, e consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real.

A despesa com imposto de renda e contribuição social compreende os impostos de renda correntes e diferidos. O imposto corrente e o imposto diferido são reconhecidos no resultado a menos que estejam relacionados à combinação de negócios, ou itens diretamente reconhecidos no patrimônio líquido ou em outros resultados abrangentes.

O imposto corrente

É o imposto a pagar ou a receber esperado sobre o lucro tributável ou prejuízo do exercício, com base nas taxas de impostos decretados ou substantivamente decretados na data de apresentação das demonstrações financeiras e qualquer ajuste aos impostos a pagar com relação aos exercícios anteriores.

O imposto diferido

É reconhecido com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins contábeis e os correspondentes valores usados para fins de tributação.

A Administração não reconhece o imposto de renda e contribuição social diferidos sobre as diferenças temporárias quando há incertezas significativas na estimativa dos lucros tributáveis futuros na época em que as provisões, que geram tais diferenças temporárias, sejam efetivamente incorridas.

m. Operações de compra e venda de energia elétrica na câmara de comercialização de energia elétrica (“CCEE”)

Os registros das operações de compra e venda de energia na CCEE estão reconhecidos pelo regime de competência de acordo informações divulgadas por aquela entidade ou por estimativa da Administração, quando as informações disponibilizadas pela CCEE não estão disponíveis.

n. Reconhecimento da receita

A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida dos impostos e dos eventuais descontos incidentes sobre ela.

A receita de venda de energia é reconhecida quando é provável que os benefícios econômicos associados às transações fluirão para a Companhia e o valor da receita pode ser mensurado com confiabilidade.

A receita de serviços prestados é reconhecida no resultado com base no estágio de conclusão do serviço na data de apresentação das demonstrações financeiras. O estágio de conclusão é avaliado por referência a pesquisas de trabalhos realizados.

A receita não faturada, corresponde à receita de fornecimento de energia elétrica, entregue e não faturada ao consumidor, e à receita de utilização da rede de distribuição não faturada, calculada em base estimada, referente ao período após a medição mensal e até o último dia do mês.

A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo muito próximas à zero, considerando que:

- i. A atividade-fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica;
- ii. Toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade-fim; e
- iii. A Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas.

A Receita Financeira está relacionada com as aplicações financeiras e remuneração do capital próprio para investimentos registrados em imobilizações em curso. A receita financeira é reconhecida conforme o prazo decorrido, usando o método de taxa efetiva de juros.

o. Distribuição de dividendos

De acordo com a legislação brasileira, a Companhia é requerida a distribuir como dividendo anual mínimo obrigatório 25% do lucro líquido ajustado. De acordo com as práticas contábeis, CPC 24 e ICPC 08 (R1), apenas o dividendo mínimo obrigatório pode ser provisionado, já o dividendo declarado ainda não aprovado, só deve ser reconhecido como passivo nas demonstrações financeiras após aprovação pelo órgão competente. Desta forma, os dividendos não aprovados são mantidos no patrimônio líquido, em conta de dividendo adicional proposto, em virtude de não atenderem aos critérios de obrigação presente na data da referida demonstração.

3.2 Regulatórias:

Ativos e passivos financeiros setoriais: O mecanismo de determinação das tarifas no Brasil garante a recuperação de determinados custos relacionados à compra de energia e encargos regulatórios por meio de repasse anual. Seguindo orientação do Órgão Regulador, a empresa contabiliza as variações destes custos como ativos e passivos financeiros setoriais, quando existe uma expectativa provável de que a receita futura, equivalente aos custos incorridos, será faturada e cobrada, como resultado direto do repasse dos custos em uma tarifa ajustada de acordo com a fórmula paramétrica definida no contrato de concessão. O Ativo e Passivo Financeiro Setorial serão realizados quando o poder concedente autorizar o repasse na base tarifária da empresa, ajustada anualmente na data de aniversário do seu contrato de concessão.

Imobilizado em serviço: Registrado ao custo de aquisição ou construção, acrescidos do valor de reavaliação registrado em 31 de outubro de 2013. A depreciação é calculada pelo método linear, tomando-se por base os saldos contábeis registrados conforme legislação vigente. As taxas anuais de depreciação estão determinadas nas tabelas anexas à Resolução vigente emitida pelo Órgão Regulador. O valor residual é determinado considerando a premissa de existência de indenização de parcela não amortizada de bens pela taxa de depreciação regulatória e o prazo de vigência da outorga (concessão, permissão e/ou autorização). O valor residual de um ativo pode aumentar ou diminuir em eventuais processos de revisão das taxas de depreciação regulatória. O resultado na alienação ou na retirada de um item do ativo imobilizado é determinado pela diferença entre o valor da venda e o saldo contábil do ativo e é reconhecido no resultado do exercício.

Imobilizado em curso: Os gastos de administração central capitalizáveis são apropriados, mensalmente, às imobilizações em bases proporcionais. A alocação dos dispêndios diretos com pessoal mais os serviços de terceiros é prevista no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico. Estes custos são recuperados por meio do mecanismo de tarifas e preços. A Outorgada agrega mensalmente ao custo de aquisição do imobilizado em curso os juros, as variações monetárias e cambiais, e demais encargos financeiros incorridos sobre empréstimos e financiamentos diretamente atribuídos à aquisição ou constituição de ativo qualificável considerando os seguintes critérios para capitalização: (a) período de capitalização correspondente à fase de construção do ativo imobilizado, sendo encerrado quando o item do imobilizado encontra-se disponível para utilização; (b) utilização da taxa média ponderada dos empréstimos vigentes na data da capitalização; (c) o montante dos juros, as variações monetárias e cambiais, e demais encargos financeiros capitalizados mensalmente não excedem o valor das despesas de juros apuradas no período de capitalização; e (d) os juros, as variações monetárias e cambiais e demais encargos financeiros capitalizados são depreciados considerando os mesmos critérios e vida útil determinada para o item do imobilizado ao qual foram incorporados. No reconhecimento do custo do ativo imobilizado, as empresas de distribuição de energia têm incluído parte dos custos da administração central, o qual por sua vez é incluído no processo de revisão tarifária, ou seja, gerando benefícios econômicos futuros.

Intangível: Registrado ao custo de aquisição ou realização. A amortização, quando for o caso, é calculada pelo método linear. Os encargos financeiros, juros e atualizações monetárias incorridos, relativos a financiamentos obtidos de terceiros vinculados ao intangível em andamento, são apropriados às imobilizações intangíveis em curso durante o período de construção do intangível.

Obrigações especiais vinculadas à concessão: Estão representadas pelos valores nominais ou bens recebidos de consumidores das concessionárias e de consumidores não cooperados das permissionárias, para realização de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica. Esta conta é amortizada pela taxa média de depreciação dos ativos correspondentes a essas obrigações, conforme legislação vigente.

Reserva de reavaliação: é realizada proporcionalmente à depreciação, baixa ou alienação dos respectivos bens reavaliados, mediante a transferência da parcela realizada para lucros acumulados líquida dos efeitos de imposto de renda e contribuição social - nota explicativa nº11.

Para fins da contabilidade societária, a Lei 11.638/2007 permitiu a manutenção dos saldos de reservas de reavaliação existentes em 31 de dezembro de 2007 até a sua efetiva realização. A reavaliação compulsória foi estabelecida pela ANEEL e foi registrada em 31 de outubro de 2013, de acordo com os montantes homologados pela ANEEL conforme Resolução Homologatória nº 1367 de 09 de outubro de 2012.

Reconhecimento de receita: A receita operacional do curso normal das atividades da Outorgada é medido pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber. A receita operacional é reconhecida quando existe evidência convincente de que os riscos e benefícios mais significativos foram transferidos para o comprador, de que for provável que os benefícios econômicos financeiros fluirão para a entidade, de que os custos associados possam ser estimados de maneira confiável, e de que o valor da receita operacional possa ser mensurado de maneira confiável. A receita de distribuição de energia elétrica é reconhecida no momento em que a energia é faturada.

A receita não faturada, relativa ao ciclo de faturamento mensal, é apropriada considerando-se o cálculo através da média histórica dos três últimos meses de faturamento. Historicamente, a diferença entre a receita não faturada estimada e o consumo real, a qual é reconhecida no mês subsequente, não tem sido relevante. Não existe consumidor que isoladamente represente 10% ou mais do total do faturamento.

4. Consumidores e Concessionárias e Permissionárias

A composição das Contas a Receber está apresentada como segue:

DESCRIÇÃO - R\$ Mil	VALORES CORRENTES							VALORES RENEGOCIADOS					TOTAL 2015	TOTAL 2014
	CORRENTE A VENCER		CORRENTE VENCIDA			Provisão p/ Devedores Duvidosos	ENEGOCIADA A VENCER		RENEGOCIADA VENCIDA		Provisão p/ Devedores Duvidosos			
	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias		Mais de 360 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 60 dias		Mais de 60 dias		
Fornecimento de Energia	30.983	-	323	520	656	1.745	(2.700)	269	1.799	-	439	(439)	33.595	2.612
- Residencial	8.880	-	233	344	391	1.427	(2.163)	158	366	-	334	(334)	9.636	757
- Industrial	8.469	-	20	9	11	29	(29)	31	1.051	-	27	(27)	9.591	1.122
- Comercial	4.446	-	59	136	219	255	(474)	78	373	-	75	(75)	5.091	646
- Rural	346	-	6	14	7	16	(16)	2	9	-	3	(3)	383	38
- Poderes Públicos	355	-	5	17	28	18	(18)	-	-	-	-	-	405	50
- Iluminação Pública	712	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	712	-
- Serviço Público	585	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	585	-
- Serviço Taxado	78	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	78	-
- Fornecimento Não Faturado	7.113	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.113	-
- (-) Arrecadação Processo Classif.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Suprimento Energia - Moeda Nacional	157	-	-	-	-	-	(3)	-	-	-	-	-	155	(3)
Suprimento Energia - Moeda Estrangeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos de Uso da Rede Elétrica	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-
Suprimento \ Encargo Rede Não Faturado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	31.141	-	323	520	656	1.745	(2.702)	269	1.799	-	439	(439)	33.750	2.610

A provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída considerando os principais critérios a seguir elencados e está em conformidade com as Instruções da ANEEL a seguir resumidas:

- Clientes com débitos relevantes (grandes clientes): análise individual de saldo a receber dos consumidores, por classe de consumo, considerado de difícil recebimento.
- Para os demais casos: (a) Consumidores residenciais - vencidos há mais de 90 dias; (b) consumidores comerciais - vencidos há mais de 180 dias e (c) consumidores industriais, rurais, poder público, iluminação pública, serviços públicos e outros - vencidos há mais de 360 dias.

5. Imobilizado

5.1 A composição do imobilizado é como segue:

Ativo Imobilizado em Serviço - R\$ Mil	Valor Bruto em 31/12/2014	Adições (A)	Baixas (B)	Transfe-rências (C)	Reava- liação	Valor Bruto em 31/12/2015	Adições Líquidas = (A)-(B)+(C)	Depre- ciação Acum.	Valor Líquido em 31/12/2015	Valor Líquido em 31/12/2014	Obriga- ções Especiais Brutas	Amorti- zação Acum.	Obriga- ções Especiais Líquidas
Geração	99.607	-	(54)	1.932	(1.955)	99.530	1.878	(43.871)	55.659	58.656	(140)	28	(112)
Terrenos	878	-	-	-	-	878	-	-	878	878	-	-	-
Reservatórios, Barragens e Adutoras	37.522	-	-	-	-	37.522	-	(14.205)	23.317	24.336	-	-	-
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	11.663	-	-	-	2	11.665	-	(4.648)	7.017	7.322	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	49.513	-	(54)	1.932	(1.957)	49.434	1.878	(24.992)	24.442	26.116	(140)	28	(112)
Veículos	6	-	-	-	-	6	-	(3)	3	2	-	-	-
Móveis e Utensílios	25	-	-	-	-	25	-	(23)	2	2	-	-	-
Transmissão	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Terrenos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Veículos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Móveis e Utensílios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribuição	155.484	-	(1.575)	11.678	(11.766)	153.821	10.103	(81.660)	72.161	77.303	(8.950)	1.561	(7.389)
Terrenos	1614	-	-	-	-	1614	-	-	1614	1614	-	-	-
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	5.176	-	-	-	-	5.176	-	(2.213)	2.963	3.127	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	147.708	-	(1.571)	11.678	(11.777)	146.038	10.107	(78.711)	67.327	72.269	(8.950)	1.561	(7.389)
Veículos	255	-	-	-	-	255	-	(255)	-	-	-	-	-
Móveis e Utensílios	731	-	(4)	-	11	738	(4)	(481)	257	293	-	-	-
Administração	11.293	-	(38)	13.140	(13.199)	11.196	13.102	(9.630)	1.566	1.828	(114)	114	-
Terrenos	1054	-	-	-	-	1054	-	-	1054	1054	-	-	-
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	1430	-	-	9.868	(9.868)	1430	9.868	(1.163)	267	315	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	1862	-	(34)	2.601	(2.656)	1773	2.567	(1.669)	104	196	(114)	114	-
Veículos	6.688	-	-	-	-	6.688	-	(6.594)	94	207	-	-	-
Móveis e Utensílios	259	-	(4)	671	(675)	251	667	(204)	47	56	-	-	-
Comercialização	466	-	-	-	(466)	-	-	-	-	45	-	-	-
Terrenos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	450	-	-	-	(450)	-	-	-	-	42	-	-	-
Veículos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Móveis e Utensílios	16	-	-	-	(16)	-	-	-	-	3	-	-	-
Subtotal	266.850	-	(1.667)	26.750	(27.386)	264.547	25.083	(135.161)	129.386	137.832	(9.204)	1.703	(7.501)
Ativo Imobilizado em Curso - R\$ Mil	Valor Bruto em 31/12/2014	Adições (A)	Baixas (B)	Transfe- rências (C)	Reava- liação	Valor Bruto em 31/12/2015	Adições Líquidas = (A)-(B)+(C)	Depre- ciação Acum.	Valor Líquido em 31/12/2015	Valor Líquido em 31/12/2014	Obriga- ções Especiais Brutas	Amorti- zação Acum.	Obriga- ções Especiais Líquidas
Geração	1.787	286	-	(1.932)	15	156	(1.646)	-	(1.646)	1.787	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	1552	381	-	(1.932)	16	17	(1551)	-	(1551)	1552	-	-	-
Outros	235	(95)	-	-	(1)	139	(95)	-	(95)	235	-	-	-
Transmissão	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribuição	11.642	15.210	-	(11.677)	-	15.175	3.533	-	3.533	11.642	285	-	-
Máquinas e Equipamentos	6.609	2.988	-	(11.677)	-	7.920	1.311	-	1.311	6.609	285	-	-
Outros	5.033	2.222	-	-	-	7.255	2.222	-	2.222	5.033	-	-	-
Administração	12.856	1.079	-	(13.140)	-	795	(12.061)	-	(12.061)	12.856	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	1.166	668	-	(1281)	-	553	(613)	-	(613)	1.166	-	-	-
Outros	11.690	411	-	(11.859)	-	242	(11.448)	-	(11.448)	11.690	-	-	-
Comercialização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	26.285	16.575	-	(26.749)	15	16.126	(10.174)	-	(10.174)	26.285	285	-	-
Total do Ativo Imobilizado	293.135	16.575	(1.667)	1	(27.371)	280.673	14.909	(135.161)	119.212	164.117	(8.919)	1.703	(7.501)

5.2 A composição do intangível é como segue:

Intangível - R\$ Mil	Valor Bruto em 31/12/2014	Adições (A)	Baixas (B)	Transfe-rências (C)	Reava- liação	Valor Bruto em 31/12/2015	Adições Líquidas = (A)-(B)+(C)	Amorti- zação Acum.	Valor Líquido em 31/12/2015	Valor Líquido em 31/12/2014
Ativo Intangível em Serviço										
Geração	5	-	-	-	-	5	-	(5)	-	-
Servidões	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Uso do Bem Público	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Softwares	5	-	-	-	-	5	-	(5)	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transmissão	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Servidões	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Softwares	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribuição	2.349	-	(25)	1.266	(1.206)	2.384	1.241	(2.120)	264	301
Servidões	-	-	(25)	-	264	239	(25)	-	239	-
Softwares	2.349	-	-	1.266	(1.471)	2.144	1.266	(2.144)	-	-
Outros	-	-	-	-	1	1	-	24	25	301
Administração	309	-	-	-	-	309	-	(309)	-	627
Softwares	309	-	-	-	-	309	-	(309)	-	627
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Comercialização	70	-	-	-	(70)	-	-	-	-	-
Softwares	70	-	-	-	(70)	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	2.733	-	(25)	1.266	(1.276)	2.698	1.241	(2.434)	264	928
Ativo Intangível em Curso										
Geração	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Servidões	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Uso do Bem Público	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Softwares	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transmissão	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Servidões	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Softwares	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribuição	1.253	14	(1.267)	-	-	-	(1.253)	-	-	1.253
Servidões	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Softwares	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	1.253	14	(1.267)	-	-	-	(1.253)	-	-	1.253
Administração	-	255	-	-	-	255	255	-	255	-
Softwares	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	-	255	-	-	-	255	255	-	255	-
Comercialização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Softwares	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	1.253	269	(1.267)	-	-	255	(998)	-	-	-
Total do Ativo Intangível	3.986	269	(1.292)	1.266	(1.276)	2.953	243	(2.434)	264	928

A composição da conta Máquinas e Equipamentos da Atividade de distribuição é como segue:

Distribuição - Máquinas e Equipamentos - R\$ Mil	Valor Bruto em 31/12/2014	Adições (A)	Baixas (B)	Transfe-rências (C)	Reava- liação	Valor Bruto em 31/12/2015	Adições Líquidas = (A)-(B)+(C)
AIS Bruto	147.708	-	(1.571)	11.678	(11.777)	146.038	10.107
Transformador de Distribuição			(259)	1.066		807	807
Medidor			(354)	1.389		1.035	1.035
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)			(319)	2.658		2.339	2.339
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)			(637)	5.314		4.677	4.677
Redes Alta Tensão (69 kV)						-	-
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)						-	-
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)						-	-
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)						-	-
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)						-	-
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)						-	-
Subestações Alta Tensão (primário >= a 230 kV)						-	-
Demais Máquinas e Equipamentos	147.708		(2)	1.251	(11.777)	137.180	1.249
Obrigações Especiais do AIS Bruto	(6.102)	(2.848)	-	-	-	(8.950)	(2.848)
Participações, Doações, Subvenções, PEE, P&D, Universalização	(5.989)	23				(5.966)	23
Outros	(113)	(2.871)	-	-	-	(2.984)	(2.871)
Originadas da Receita	(113)	(2.871)	-	-	-	(2.984)	(2.871)
Ultrapassagem de demanda	(113)	(805)				(918)	(805)
Excedente de reativos		(1.953)				(1.953)	(1.953)
Diferença das perdas regulatórias						-	-
Outros		(113)				(113)	(113)
Outros	-	-	-	-	-	-	-

Ativo Imobilizado - R\$ Mil	Taxas anuais médias de depreciação (%)	2015			2014
		Valor Bruto	Depreciação e Amortização	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Geração		99.530	(43.871)	55.659	58.656
Custo Histórico	44,08%	99.530	(43.871)	55.659	58.656
Correção Monetária Especial				-	-
Reavaliação				-	-
Transmissão		-	-	-	-
Custo Histórico				-	-
Correção Monetária Especial				-	-
Reavaliação				-	-
Distribuição		153.821	(81.660)	72.161	77.303
Custo Histórico	53,09%	153.821	(81.660)	72.161	77.303
Correção Monetária Especial				-	-
Reavaliação				-	-
Administração		11.196	(9.630)	1.566	1.828
Custo Histórico	86,0%	11.196	(9.630)	1.566	1.828
Correção Monetária Especial				-	-
Reavaliação				-	-
Comercialização		-	-	-	45
Custo Histórico				-	45
Correção Monetária Especial				-	-
Reavaliação				-	-
Atividades não vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica		-	-	-	-
Custo Histórico				-	-
Correção Monetária Especial				-	-
Reavaliação				-	-
		264.547	(135.161)	129.386	137.832
Em Curso - R\$ Mil					
Geração				156	1.787
Transmissão				-	-
Distribuição				15.175	12.894
Administração				1.050	12.856
Comercialização				-	-
Atividades Não Vinculadas à Concessão do Serviço Público de				-	-
				16.381	27.537
		264.547	(135.161)	145.767	165.369

A composição das adições do exercício, por tipo de gasto capitalizado é como segue:

Adições do Ativo Imobilizado em Curso - R\$ Mil	Material / Equipamentos	Serviços de Terceiros	Mão de Obra Própria	Juros Capitalizados	Depreciação / Amortização	Outros Gastos	Total
Terrenos							-
Reservatórios, Barragens e Adutoras							-
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	2	113	54	160			329
Máquinas e Equipamentos	3.638	8.100	1.759	431		125	14.053
Móveis e Utensílios							-
A Ratear							-
Desenvolvimento de Projetos			6				6
Transformação, Fabricação e Reparo de Materiais		189	11	8		(8)	200
Material em Depósito	1.518			324			1.842
Compras em Andamento		(32)	43	1		8	20
Adiantamentos a Fornecedores							-
Depósitos Judiciais						(100)	(100)
Outros		495	3	14		(1)	511
Total das Adições	5.158	8.865	1.876	938	-	24	16.861

Nota: A DME Distribuição S/A – DMED não executou nenhuma reavaliação de elementos de ativos imobilizados, nas contas do imobilizado em curso.

As principais taxas anuais de depreciação por macro atividade, de acordo com a Resolução ANEEL nº 474 de 2012, são as seguintes:

Taxas Anuais de depreciação

(%)

Geração

Equipamento Geral	10,00%
Equipamentos da tomada d'água	3,70%
Estrutura da tomada d'água	4,00%
Reservatórios, barragens e adutoras	2,00%
Turbina hidráulica	2,50%

Transmissão

Condutor do sistema	N/A
Equipamento Geral	N/A
Estrutura do sistema	N/A
Religadores	N/A

Distribuição

Barra de capacitores	6,70%
Chave de distribuição	6,70%
Condutor do sistema	5,00%
Estrutura do sistema	5,00%
Regulador de tensão	4,80%
Transformador	5,00%

Administração central

Edificação	4,00%
Equipamento geral	10,00%
Equipamento de informática	10,00%
Urbanização e benfeitorias	4,00%
Veículos	20,00%

Comercialização

N/A	N/A
-----	-----

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019 de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica são vinculados a estes serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. O ato normativo que regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concede autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

As dez principais adições (pelo critério de valor) ao imobilizado em serviço no exercício foram:

Descrição do bem	em R\$ mil
EDIFICAÇÃO DENOMINADA SEDE ADMINISTRATIVA COM 5.308,98 M ²	9.589
70.297 METROS DE CONDUTOR - INFERIOR A 69 kV - ALUMINIO - PROTEGIDO - EPR - 60 MM 2 - MONOFÁSICO	1377
SISTEMA AUTOMÁTICO DE RECOMPOSIÇÃO DE CARGA DESCENTRALIZADO	1241
LICENÇA DE SOFTWARE SUPERVISÓRIO SCADA POWER 5	1095
18.787 METROS DE CONDUTOR - INFERIOR A 69 kV - ALUMINIO - ISOLADO - XLPE - 3X 970MM ² 70MM ² - TRIFÁSICO	572
868 MEDIDOR - MEDIDOR ELETRÔNICO - ENERGIA - TRIFÁSICO	485
195 MEDIDOR - MEDIDOR ELETRÔNICO - ENERGIA - BIFÁSICO	463
SISTEMA DE AR CONDICIONADO DA SEDE ADMINISTRATIVA	400
50 TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO - AEREO - 13,8kV - 220/127 V - 45 KVA - TRIFÁSICO - CONVENCIONAL	371
UP GRADE NO SOFTWARE DA CAIXA DE TESTES	355

As dez principais baixas (pelo critério de valor) do imobilizado em serviço no exercício foram:

Descrição do bem	em R\$ mil		
	VALOR ORIGINAL	DEPRECIACÃO	LÍQUIDO
2 CHAVE - SECCIONALIZADOR - 15kV - 630A - TRIFÁSICO - AUTOMÁTICO - A GÁS(SF6)	136	91	45
690 MEDIDOR - MEDIDOR ELETRÔNICO - ENERGIA - BIFÁSICO	126	41	85
51 TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO - AEREO - 13,8kV - 220/127 V - 45 KVA - TRIFÁSICO - CONVENCIONAL	102	102	0
3.917 QUILOS DE CONDUTOR - INFERIOR A 69 kV - COBRE - NU - 4 AWG - MONOFÁSICO	88	81	7
944 MEDIDOR - MEDIDOR ELETROMECÂNICO - ENERGIA - BIFÁSICO	75	75	0
1 CHAVE - SECCIONALIZADOR - 15kV - 600A - TRIFÁSICO - AUTOMÁTICO - A GÁS(SF6)	68	44	24
33 ESTRUTURA (POSTE, TORRE) - POSTE - DUPLO T - CONCRETO - 11 M - 300 daN	59	12	47
3.841 QUILOS DE CONDUTOR - INFERIOR A 69 kV - COBRE - NU - 2 AWG - MONOFÁSICO	59	50	9
1.864 MEDIDOR - MEDIDOR ELETROMECÂNICO - ENERGIA - MONOFÁSICO	58	58	0
CONJUNTO DE BATERIAS Nº 2, COM 57 ELEMENTOS (SELADA - CHUMBO-ÁCIDA), COM ELEMENTOS FULGURIS, CAPACIDADE 350AH/10H, 301AH/5H, TENSÃO NOMINAL 114 V	54	34	20

6. Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

O Acordo Geral do Setor Elétrico, assinado em 2001, e a nova regulamentação do setor de energia elétrica implicaram na constituição de diversos ativos e passivos financeiros setoriais, bem como no diferimento dos impostos federais incidentes sobre parte desses ativos e passivos (são quitados à medida que os ativos e passivos são recebidos e/ou pagos).

a) Conta de compensação de variação de custos da "Parcela A"

Os itens da Parcela "A" são definidos como sendo o somatório das diferenças, positivas ou negativas, no período de outubro de 2014 a setembro de 2015, entre os valores dos custos não gerenciáveis apresentados na base de cálculo para a determinação do último processo tarifário anual e os desembolsos efetivamente ocorridos no período.

A recuperação da Parcela "A" foi iniciada em 28 de outubro de 2015, logo após o final da vigência da RTP, utilizando os mesmos mecanismos de recuperação, ou seja, o reajuste aplicado nas tarifas para compensação dos valores da RTP continuou em vigor para compensação dos itens da Parcela "A".

Os créditos da Parcela "A" são atualizados pela variação da SELIC até o mês efetivo da sua compensação, não havendo limite de prazo para sua realização.

À medida que os valores da Parcela "A" são recebidos na tarifa, a Companhia transfere o valor correspondente registrado no ativo para o resultado:

b) Demais ativos e passivos financeiros setoriais

i) Neutralidade da Parcela A

Trata-se do valor referente a uma inconsistência da metodologia de cálculo do reajuste tarifário em anos anteriores conforme contratos de concessão vigentes, que gerou em tarifa superior à devida, uma vez que não foi assegurada a neutralidade dos itens dos custos não gerenciáveis da Parcela A.

ii) Sobrecontratação

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

iii) Diferimento ou Ressarcimento de reposição tarifária

A ANEEL autorizou a empresa, por meio da Resolução Homologatória nº 1976 de 27 de outubro de 2015, a aplicar em suas tarifas de fornecimento, a partir de 28 de outubro de 2015, reajuste médio de 25,04%, sendo 13,03% relativos ao índice de reajuste tarifário e 12,01% relativos aos componentes financeiros pertinentes, dentre os quais, a CVA, representando o total de R\$ 32.221.846,58, sendo composta por 2 parcelas: a CVA em processamento, relativa ao ano tarifário 2014-2015, no valor de R\$ 32.209.342,51, e o saldo a compensar da CVA de períodos anteriores no valor de R\$ 12.504,07.

A movimentação das contas de Ativos Financeiros Setoriais, bem como a abertura do saldo é a seguinte:

Ativos Financeiros Setoriais - R\$ Mil	Saldo em 31/12/2014	Adição	Amortização	Remuneração	Transferências	Saldo em 31/12/2015	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
CVA Ativa	16.591.661	27.958.430	(3.268.517)	2.157.287	(21.881.631)	21.557.230	13.392.814	8.164.416	21.557.230	-
Aquisição de Energia - (CVAenerg)	4.595.837	4.531.321	(2.529.754)	1.078.121	(6.559.733)	11.15.792	10.162.806	952.987	11.15.792	-
Custo da Energia de Itaipu	311.62	11.85.70	-	766.003	(7.148.395)	5.14.480	-	5.114.480	5.114.480	-
Proinfra	127.560	74.648	41830	(4.099)	(156.893)	83.046	-	83.046	83.046	-
Transporte Rede Básica	911.74	105.562	1536	(10.974)	(537.069)	470.228	470.228	-	470.228	-
Transporte de Energia - Itaipu	24.726	83.177	(12.668)	6.346	(10.739)	90.842	46.089	44.752	90.842	-
ESS	-	1.386.167	-	130.769	(397.720)	119.216	-	119.216	119.216	-
CDE	609.208	577.813	(768.398)	191.487	2.940.840	3.550.951	2.701.018	849.933	3.550.951	-
CFURH	11994	4.031	(1063)	(366)	(11922)	12.675	12.673	2	12.675	-
Demais Ativos Financeiros Setoriais	12.850.593	2.433.613	(3.375.925)	857.628	(30.884)	12.735.025	10.601.949	2.133.075	12.735.025	-
Majoração PIS/Cofins	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Programas Sociais Governamentais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Quota Parte de Energia Nuclear	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Neutralidade da Parcela A	-	2.433.613	32.518	44.273	(709)	2.509.695	376.619	2.133.075	2.509.695	-
Sobrecontratação de Energia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diferimento de Reposição na RTP	1.850.593	-	(3.408.443)	813.356	(30.175)	10.225.330	10.225.330	-	10.225.330	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Provisão p/ Redução ao Valor Recup.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Ativos Financeiros Setoriais	29.442.254	30.392.042	(6.644.442)	3.014.915	(21.912.515)	34.292.255	23.994.763	10.297.491	34.292.255	-

A movimentação das contas de Passivos Financeiros Setoriais, bem como a abertura do saldo é a seguinte:

Passivos Financeiros Setoriais - R\$ Mil	Saldo em 31/12/2014	Adição	Amortização	Remuneração	Transferências	Saldo em 31/12/2015	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
CVA Passiva	11.383.794	4.174.243	13.718	1.053.550	(9.978.611)	6.646.694	2.372.381	4.274.313	6.646.694	-
Aquisição de Energia - (CVAenerg)	5.541.445	4.827.948	-	1.034.674	(7.483.942)	3.920.125	-	3.920.125	3.920.125	-
Custo da Energia de Itaipu	1.018.989	(854.727)	-	(90.658)	98.825	172.428	-	172.428	172.428	-
Proinfra	-	22.201	(5.836)	1.367	(286)	17.445	17.445	-	17.445	-
Transporte Rede Básica	-	160.508	-	21.251	-	181.759	-	181.759	181.759	-
Transporte de Energia - Itaipu	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ESS	4.823.361	18.313	19.554	86.916	(2.593.208)	2.354.937	2.354.937	-	2.354.937	-
CDE	-	1	-	0	-	1	-	1	1	-
CFURH	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Demais Passivos Financeiros Setoriais	399.169	2.448.572	(349.135)	301.165	-	2.799.770	-	2.799.770	2.799.770	-
Majoração PIS/Cofins	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Programas Sociais Governamentais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Quota Parte de Energia Nuclear	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Neutralidade da Parcela A	399.169	(32.642)	(349.135)	(17.392)	-	0	-	-	0	-
Sobrecontratação de Energia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Devoluções Tarifárias	-	2.481.214	-	318.557	-	2.799.770	-	2.799.770	2.799.770	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Passivos Financeiros Setoriais	11.782.963	6.622.815	(335.417)	1.354.715	(9.978.611)	9.446.465	2.372.381	7.074.083	9.446.465	-

7. Reembolso Subsídios Tarifários

Os subsídios incidentes nas tarifas aplicáveis ao serviço público de distribuição de energia elétrica são reembolsados através dos repasses de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), em cumprimento ao disposto no art. 1º do Decreto nº 7.891 de 23 de janeiro de 2013.

Tais subsídios referem-se aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica e referente ao equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição, os quais são homologados pela Agência Nacional de Energia Elétrica.

Em dezembro de 2015 a DMED encerrou o respectivo exercício social com um saldo a receber registrado no ativo circulante de R\$ 1.335 mil para os descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis e R\$ 2.732 mil referente à redução das tarifas.

8. Superávit do Plano de Benefício Definido

Autorizada pela Lei Municipal nº 5.428, de 30 de setembro de 1993, a DME Distribuição S.A. patrocina dois planos de benefícios distintos, cujo objetivo é proporcionar a complementação de aposentadoria dos empregados que, após terem cumprido as exigências do plano, sejam elegíveis ao benefício. A Companhia, dado o seu porte, participa de um fundo multipatrocinado.

De acordo com o CPC 33, os saldos de ativos e passivos relacionados ao plano de benefício definido devem seguir as diretrizes de reconhecimento contábil conforme definido pela norma, atendendo as premissas contratuais e as exigências regulamentares. Para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2015, a Companhia obteve um laudo atuarial preparado por especialistas externos que indica um montante de ativos e passivos atuariais de R\$ 12.247 e de R\$ 773, respectivamente, resultando em um possível superávit no plano.

A Companhia e os administradores do fundo de pensão estimam que os recursos relacionados ao excedente patrimonial (*superávit*) tiveram sua origem por conta da migração de uma grande parte dos participantes para o plano de benefícios da modalidade de contribuição definida em anos anteriores, tendo em vista, que a entrada em vigor da Emenda Constitucional nº 20 trouxe a necessidade de alterar o regulamento do plano de benefício DME quanto a elegibilidade e forma de cálculo dos benefícios programados. Com a alteração do Regulamento aprovado pelo Ministério de Previdência Social, verificou-se que houve um

impacto nas reservas matemáticas, o qual foi sanado pela patrocinadora na ordem de R\$ 1.990 durante o exercício social de 2000. Considerando que os participantes estavam com uma contribuição normal elevada e que esta teria que ser paritária, foi solicitado a SUPREV, estudos para a implantação de um plano de benefícios na modalidade Contribuição Definida. Esse estudo foi realizado e aprovado pela PREVIC/MPS gerando o Plano de Benefício DME II, para o qual a grande maioria dos participantes migraram. Os valores aportados pela patrocinadora para o Plano de Benefícios DME durante o exercício social de 2000, atualizados pela meta atuarial perfazem o montante de R\$ 18.140. Esse valor posicionado em dezembro de 2015 pela metodologia CVM 695/12 resulta em um superávit de R\$ 11.474;

Demonstra-se assim, que mais de 50% do aporte realizado pela patrocinadora, foi para atender a melhoria dos benefícios gerada pela Emenda Constitucional nº 20, bem como para a redução da contribuição normal por parte dos participantes.

Em 21 de novembro de 2012, a SUPREV encaminhou processo à Superintendência Nacional de Previdência Complementar - PREVIC, com o objetivo de obter aprovação quanto à destinação da Reserva Especial do Plano de Benefícios no. 006-DME. A Companhia aguarda a homologação e aprovação final da PREVIC quanto a destinação desse superávit.

Para o exercício de 2014, a Companhia procedeu ao ajuste contábil do plano de benefício definido, ou seja, reconheceu apenas 50% do seu valor superavitário conforme estabelece a Resolução CGPC nº 26/2008, conjugada com o especificado na Interpretação Técnica nº ICPC 20, até que haja manifestação favorável da PREVIC quanto ao processo de destinação ao patrocinador.

Segue abaixo a movimentação do plano de benefício definido:

	31/12/2015	31/12/2014 (reapresentado)
Valor Presente das Obrigações Atuariais com Cobertura	(773)	(1.131)
Valor Justo dos Ativos em excesso aos montantes das obrigações	12.247	11.260
Valor Presente da obrigação descoberta	11.474	10.129
Ganhos Atuariais não reconhecidos	-	-
Ativo Atuarial Líquido	11.474	10.129
Reserva de Contingência	-	-
Ativo do Plano	11.474	10.129
Mudança no efeito do teto de ativo (Asset Ceiling)	(7.564)	(5.926)
Ativo/ (Passivo) Líquido reconhecido	3.910	4.203

A movimentação do valor presente das obrigações atuariais e do valor justo dos ativos do plano são como segue:

Valor Justo dos ativos do plano em 31/12/2014	11.260
Rendimento Esperado dos Ativos do Plano	1.328
Contribuições Recebidas pelo fundo	-
Benefícios Pagos pelo fundo	(23)
Ganhos/ (Perdas) atuariais sobre os ativos do plano	(318)
	12.247
Valor presente da Obrigação em 31/12/2014	1.131
Custo dos Juros	132
Custo do Serviço Corrente	59
Benefícios Pagos pelo Fundo	(23)
(Ganhos)/Perdas atuariais sobre a obrigação atuarial	(526)
Valor presente da Obrigação em 31/12/2015	773

As principais premissas consideradas no cálculo atuarial na data do balanço foram:

Premissas Atuariais	31/12/2015	31/12/2014 (reapresentado)
Taxa Nominal de Desconto atuarial	13,70%	11,81%
Taxa Real de Juros	6,99%	5,98%
Inflação medida	6,27%	5,50%
Taxa Nominal de Rendimento Esperado para os Ativos do Plano	13,70%	11,81%
Ratatividade	-	-
Taxa Nominal de Progressão Salarial para Participantes Ativos	8,40%	7,61%
Taxa Nominal de Progressão Salarial para Participantes Autopatrocinados	-	-
Fator de Capacidade para Salários	-	-
Fator de Capacidade para Benefícios	-	-
Tábua de Mortalidade Participantes Ativos e Assistidos	AT-2000	AT-2000

Plano de contribuição definida

Para o plano de contribuição definida, o regime financeiro é de capitalização e repartição dos benefícios e os custos são realizados paritariamente pelos participantes e pela patrocinadora.

O valor atuarial do plano de benefícios de contribuição definida era de R\$ 31.396 mil no exercício de 2014 e no exercício de 2015 é de R\$ 36.445 mil.

9. Empréstimos e Financiamentos

A DMED não possui empréstimos e financiamentos.

9.1 Abertura dos Ativos Financeiros:

INSTITUIÇÃO / LINHA DEVEDORA	Juros de Curto Prazo	Principal Curto Prazo	Principal + Juros LP	Saldo Total	Adim- plente?	Indexador ou Juros	Spread % a.a.	Data Próximo Pqto Juros	Frequência Pqto Juros	Data Próxima Amortização	Vencimento Final	Frequência de Amortiz.	Sistemática Amortização	Cronograma de Amortização						
														2017	2018	2019	2020	2021	2021+	Total
Ativos Financeiros	-	70.817	-	70.817																
Caixa e Aplicações Financeiras	-	70.817	-	70.817	sim	n/a														
Saldo Final de Caixa - Conta 111		70.817		70.817																
Aplic. Financ. CDB				-																
Aplic. Financ. Fundos DI				-																
Aplic. Financ. Outros Fundos de Invest.				-																
Aplic. Financ. ou Ativo Financ. 01				-																
Aplic. Financ. ou Ativo Financ. 02				-																
Mútuos Ativos	-	-	-	-	n/a	n/a														
Mútuo 01				-																
Mútuo 02				-																

9.2 Abertura dos Instrumentos Derivativos:

A DMED não possui instrumentos derivativos.

10. Imposto de renda e contribuição social diferidos

O imposto de renda e a contribuição social diferidos sobre diferenças temporárias são demonstrados como segue:

	31/12/2015	31/12/2014
Ativo Circulante		
Provisão (Reversão) Para Crédito de Liquidação Duvidosa	422	-3.285
Outras Provisões Passivas (FUPAJ)	13	-
Prejuízos acumulados	-5.532	-
	-5.097	-3.285
Ativo Não Circulante		
Provisões (Reversões) Contingências Trabalhistas	-2.025	1.809
Provisões (Reversões) Contingências Indenizatórias	-83	144
Provisões (Reversões) Contingências Fiscais	221	-79.455
	-1.887	-77.502
	-6.984	-80.787
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos pela alíquota combinada de 34%	-2.375	-27.468

11. Provisões para Litígios

A Companhia registrou provisões para riscos fiscais, trabalhistas e cíveis, as quais foram constituídas mediante as orientações do Pronunciamento Técnico CPC 25 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes.

As provisões para contingências foram constituídas com base em avaliação dos riscos de perdas em processo em que a Companhia, tenha probabilidade de perda mais provável do que não na opinião dos assessores legais e da Administração.

	31/12/14	Constituição de provisão	Realização Pagamentos	Reversão da Provisão	Encargos/Desp. Financeiras/IRRF/INSS	31/12/15
Cíveis	2.531	20	-25	-78	-	2.448
Trabalhistas	6.409	2.127	-912	-2.285	-955	4.385
Tributárias:						
Federal	15.940	-	-	-	-	15.940
Estadual	405	221	-	-	-	626
Municipal	-	-	-	-	-	-
	25.285	2.368	-937	-2.363	-955	23.398

O sumário dos principais assuntos que são parte da provisão para contingências são:

a) Cíveis

A Companhia discute questões de diversas naturezas que, com base na avaliação dos seus assessores jurídicos e seguindo critérios definido pela Administração, são consideradas de risco de perda provável e, portanto, são provisionadas. Os valores estimados dessas contingências são de R\$ 2.448. As ações cíveis classificadas pelo assessores jurídicos como risco de perda possível é de R\$ 164.

b) Trabalhistas

As principais causas trabalhistas relacionam-se às reivindicações de ex-funcionários e sindicatos para o pagamento de ajustes salariais (horas extras, equiparação salarial, reajuste salarial acordo coletivo, dentre outras reivindicações), que com base na avaliação dos assessores jurídicos da Companhia, seguindo os critérios definidos pela Administração são considerados com risco de perda provável, e portanto, provisionadas em 31 de dezembro de 2015, o montante de R\$ 4.384 (R\$ 6.409 em 2014). As ações trabalhistas classificadas pelo assessores jurídicos como risco de perda possível é de R\$ 271.

c) Tributárias

A DMED sofreu fiscalização da Receita Federal, no que tange aos recolhimentos de IRPJ, CSLL, PIS e COFINS para o período de 2007 a abril de 2010.

Ocorre que nos períodos supracitados a Companhia gozava de imunidade tributária para o recolhimento dos referidos impostos, no entanto, o Fisco lavrou Auto de Infração descaracterizando a imunidade (recíproca) da Companhia.

Os Autos de infração foram baseados nos argumentos centrais de que: (1) a autarquia realizaria atividade econômica tipicamente privada e recebe contraprestação, na forma de tarifa, fato que afastaria a imunidade, conforme previsto pelo § 3º do art. 150 da CF e (2) a autarquia prestaria serviço público de competência exclusiva da União; portanto, sendo o serviço prestado por força de concessão, ainda que ao Município e a uma Autarquia Municipal, também por esta razão não poderia se aproveitar da imunidade.

Desta forma, a Companhia mantém provisionado em seus registros contábeis pelos seus valores históricos, o montante de R\$ 15.940, até que se conheça o desfecho dos Autos de Infração de 2007, 2008, 2009 e janeiro a abril de 2010. Para estes Autos, tais montantes foram quantificados pelos seus Assessores Jurídicos na ordem de R\$30.899 para o Auto de 2007, R\$ 78.977 para os Autos de 2008 e 2009 e R\$ 4.281 referente a 2010.

12. Encargos Regulatórios

	31/12/15	31/12/14
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – COFURH	145	77
Quota da CDE (*)	2.602	193
Uso Vias Púb. Postes Ilumin.- P.M.P.C. - DEC. 8501/06	169	161
Taxa de Fiscalização – ANEEL	25	27
Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias	33	-
Demais Encargos Setoriais	22	-
Total	2.995	458

(*) A elevação da cota da CDE em 2015, se explica tanto pelo aumento das despesas quanto pela redução das receitas não tarifárias. As despesas abarcadas pela Conta de Desenvolvimento Energético – CDE são: indenizações de concessão, subsídios tarifários, subvenção da redução tarifária equilibrada, baixa renda e carvão mineral e Conta de Consumo de Combustíveis – CCC. Dentre as receitas, a diferença mais representativa se deve à previsão de não haver aportes do Tesouro Nacional.

Em 2015, em função do novo orçamento para a CDE, foi elevado o montante anual de R\$ 194 milhões para R\$ 2.598 milhões (conforme Resoluções da ANEEL nº 1.857/15 e nº 1.863/15), sendo repassado às tarifas no componente de encargos setoriais.

13. Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Programas de Eficiência Energética (PEE)

O saldo da conta de P&D e PEE estão assim apresentados:

	31/12/15	31/12/14
Pesquisa e Desenvolvimento		
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT	32	71
Ministério de Minas e energia - MME	16	35
Recursos em Poder da Empresa	2.226	2.022
	2.275	2.128
Programa de Eficiência Energética	3.768	3.272

14. Obrigações Vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica

São obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica e representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e às subvenções destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição. Segue a composição destas obrigações:

Obrigações Especiais - R\$ Mil	Depreciação - Taxa Média Anual	Custo Histórico	Correção Monetária Especial	Reavaliação	Total
Em serviço		(9.205)	-	-	(9.205)
Participação da União, Estados e Municípios	20,00%	(140)	-	-	(140)
Participação Financeira do Consumidor	19,67%	(4.834)	-	-	(4.834)
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido	49,60%	(1.135)	-	-	(1.135)
Programa de Eficiência Energética - PEE		-	-	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento	100,00%	(112)	-	-	(112)
Universalização Serv. Púb. de Energia Elétrica		-	-	-	-
Outros	1,68%	(2.984)	-	-	(2.984)
Ultrapassagem de demanda	0,65%	(918)	-	-	(918)
Excedente de reativos	0,67%	(1.953)	-	-	(1.953)
Diferença das perdas regulatórias		-	-	-	-
Outros	27,43%	(113)	-	-	(113)
(-) Amortização Acumulada - AIS		1.704	-	-	1.704
Participação da União, Estados e Municípios		28	-	-	28
Participação Financeira do Consumidor		951	-	-	951
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		563	-	-	563
Programa de Eficiência Energética - PEE		-	-	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento		112	-	-	112
Universalização Serv. Púb. de Energia Elétrica		-	-	-	-
Outros		50	-	-	50
Ultrapassagem de demanda		6	-	-	6
Excedente de reativos		13	-	-	13
Diferença das perdas regulatórias		-	-	-	-
Outros		31	-	-	31
Total		(7.501)	-	-	(7.501)

A movimentação ocorrida no exercício pode assim ser resumida:

Obrigações Especiais - R\$ Mil	Valor Bruto em 31/12/2014	Adições (A)	Baixas (B)	Transfe-rências (C)	Reava- liação	Valor Bruto em 31/12/2015	Adições Líquidas = (A)-(B)+(C)
Em serviço	(6.356)	(2.877)	-	(1)	29	(9.205)	(5)
Participação da União, Estados e Municípios	(140)	-	-	-	-	(140)	-
Participação Financeira do Consumidor	(4.851)	(6)	-	(1)	24	(4.834)	(5)
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido	(1.140)	-	-	-	5	(1.135)	-
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	-	-	-	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento	(112)	-	-	-	-	(112)	-
Universalização Serv. Púb. de Energia Elétrica	-	-	-	-	-	-	-
Outros	(113)	(2.871)	-	-	-	(2.984)	(2.871)
Ultrapassagem de demanda	-	(113)	-	-	-	(113)	(113)
Excedente de reativos	-	(1.953)	-	-	-	(1.953)	(1.953)
Diferença das perdas regulatórias	-	-	-	-	-	-	-
Outros	(113)	(805)	-	-	-	(918)	(805)
(-) Amortização Acumulada - AIS	1.442	274	-	-	(9)	1.707	251
Participação da União, Estados e Municípios	23	5	-	-	-	28	5
Participação Financeira do Consumidor	768	190	-	-	(7)	951	190
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido	523	42	-	-	(2)	563	42
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	-	-	-	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento	101	14	-	-	-	115	14
Universalização Serv. Púb. de Energia Elétrica	-	-	-	-	-	-	-
Outros	27	23	-	-	-	50	23
Ultrapassagem de demanda	-	31	-	-	-	31	31
Excedente de reativos	-	13	-	-	-	13	13
Diferença das perdas regulatórias	-	-	-	-	-	-	-
Outros	27	(21)	-	-	-	6	(21)
Total	(2.603)	-	-	(1)	20	(7.498)	246

Obrigações Especiais - R\$ Mil	Valor Bruto em 31/12/2014	Adições (A)	Transfe- rências (C)	Valor Bruto em 31/12/2015	Adições Líquidas = (A)-(B)+(C)
Em curso	(2.119)	1.834	1	(284)	1.835
Participação da União, Estados e Municípios	-	-	-	-	-
Participação Financeira do Consumidor	(9)	(40)	1	(48)	(39)
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	-	-	-	-	-
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	-	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento	-	-	-	-	-
Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica	-	-	-	-	-
Valores Pendentes de Recebimento	-	-	-	-	-
Valores Não Aplicados	(2.110)	1.874	-	(236)	1.874
Outros	-	-	-	-	-
Ultrapassagem de demanda	(648)	584	-	(64)	584
Excedente de reativos	(1.453)	1.309	-	(144)	1.309
Diferença das perdas regulatórias	-	-	-	-	-
Outros	(9)	(19)	-	(28)	(19)
Total	(2.119)	1.834	1	(284)	1.835

As principais adições (pelo critério de valor) de obrigações especiais no exercício foram:

Descrição do bem	em R\$ mil
1. Rita de Cassia Salomão Caputo	3
2. Elos Construtora e Empreendimentos Imobiliários	2
4. João Paulo Granato	1
3. Clermom Luciano Martins	1
5. Adriano Coelho	1

15. Patrimônio Líquido

Capital Social

O capital social da Companhia é integralmente subscrito pelo acionista e controlador DME Poços de Caldas Participações S.A., o qual está assim representado:

	Quantidade de ações	Valor
Capital Subscrito	476.785.114	158.585
Capital Social	476.785.114	158.585

Reserva de Capital

A reserva de capital é formada basicamente pela remuneração do capital próprio aplicado em imobilização em curso e em bens para uso futuro nos serviços concedidos.

Reserva de Lucros

É constituída à razão de 5% do lucro líquido apurado em cada exercício nos termos do art. 193 da Lei 6.404/76, até o limite de 20% do capital social.

Reserva de Reavaliações – VNR

Constituída de acordo com a Resolução Homologatória nº 1.367 de 09 de outubro de 2012 - ANEEL, representa a diferença entre o valor original contábil e o valor de mercado em uso, dos bens que integram o sistema elétrico da concessionária.

	2015	2014
Valor Novo de Reposição - VNR - Intangível	-1.873	-1.054
Valor Novo de Reposição - VNR - Terrenos	-2.332	-2.332
Valor Novo de Reposição - VNR - Reservatórios, Barragens e Adutoras	5.314	5.493
Valor Novo de Reposição - VNR - Edificações	-15.264	-5.949
Valor Novo de Reposição - VNR - Máquinas e Equipamentos	-32.906	-17.893
Valor Novo de Reposição - VNR - Veículos	-84	-66
Valor Novo de Reposição - VNR - Móveis e Utensílios	-591	57
	-47.735	-21.746

16. Receita Operacional Bruta

Receita Bruta	Nº Consumidores		MWh Mil		R\$ Mil	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Fornecimento - Faturado	72.497	71.463	399.639	421.892	215.333	140.381
Residencial	65.037	63.933	118.340	121.850	79.102	54.417
Industrial	380	398	152.418	168.723	72.001	45.365
Comercial	5.806	5.894	81.447	82.778	45.107	28.851
Rural	724	699	6.669	6.944	2.805	1.772
Poder público	440	435	5.826	5.911	3.405	2.235
Iluminação pública	10	5	20.327	20.431	6.964	4.065
Serviço público	100	99	14.611	15.256	5.948	3.676
Suprimento Faturado (Energia CCEE)	-	-	-	-	12.641	17.355
Uso da Rede Elétrica de Distribuição Faturado	1	1	51.620	54.642	6.550	2.975
Consumidores Cativos	-	-	-	-	-	-
Consumidores Livres	1	1	51.620	54.642	5.680	2.838
Encargos de conexão de agentes de geração	-	-	-	-	871	137
Permissionárias	-	-	-	-	-	-
Uso da Rede Elétrica de Transmissão Faturado	-	-	-	-	-	-
(-) Transferências	-	-	-	-	(978)	(671)
(-) Trsf p/ Obrig. Espec. do AIC - Ultrapassagem Demanda	-	-	-	-	(335)	(187)
(-) Trsf p/ Obrig. Espec. do AIC - Excedente de Reativos	-	-	-	-	(643)	(484)
(-) Trsf p/ Obrig. Espec. do AIC - Difer. Perdas Regulatórias	-	-	-	-	-	-
Fornecimento/Suprimento/Rede Elétrica - Não faturado	73.008	71.786	17.189	18.398	2.807	161
Constituição e Amortiz. - CVA Ativa e Passiva	-	-	-	-	8.179	(2.011)
Constituição e Amortiz. - RTP Diferimento ou Devolução	-	-	-	-	(5.920)	(3.021)
Constituição e Amortiz. - Demais Ativos e Passivos Regulat.	-	-	-	-	2.733	(167)
Serviços Cobráveis	-	-	-	-	1.215	3.368
Subvenções vinculadas ao serviço concedido	-	-	-	-	-	7.374
Total	145.506	143.250	468.448	494.932	242.559	165.743

17. Compra e venda de energia elétrica de curto prazo no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

As operações na CCEE realizadas em 2015 e 2014 são como segue:

	31/12/15		31/12/14	
	MWh	R\$ mil	MWh	R\$ mil
Compra	12.588	2.892	26.913	21.804
Recursos CDE	-	-	-	(15.728)
Venda	39.415	12.641	34.275	16.884

18. Pessoal e Administradores

Pessoal e Administradores	2015	2014
Pessoal	30.079	25.481
Remuneração	15.913	13.885
Encargos	6.430	5.560
Previdência privada	1.345	1.047
Previdência - Déficit ou superávit atuarial	59	-
Assistência médica e Outros Benefícios	1.805	1.596
Programa de demissão voluntária	-	-
Despesas rescisórias	33	54
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	506	1.021
Auxílio Alimentação	2.789	2.530
Provisões de Férias e 13º salário	3.591	3.060
(-) Créditos de tributos recuperáveis	-	-
(-) Transferência para Imobilização em Curso	(2.970)	(3.858)
Outros	580	587
Administradores	1.032	1.081
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	726	766
Benefícios dos administradores	151	188
Provisões de Férias e 13º salário	156	126
(-) Créditos de tributos recuperáveis	-	-
Total	31.112	26.562

19. Reconciliação das taxas efetivas e nominais da provisão para o imposto de renda e contribuição social

A reconciliação das taxas efetivas e nominais, utilizadas para cálculo das provisões para o imposto de renda e a contribuição social é demonstrado a seguir:

	2015	2014
Resultado exercício	22.439	91.002
Efeitos Fiscais sobre:		
(-) Ganho Equivalência Patrimonial	-	-
(-) Dividendos Recebidos	-	-
(-) Depósito Judicial Trabalhista	-	-
(-) Pagamento Juros sobre Capital Próprio	-4.448	-1.510
(-) Outras Exclusões	-5.424	-97.816
(-) Compensação de Prejuízos Acumulados	-5.532	-
(+) Amortização UBP	-	-
(+) Encargos financeiros UBP	-	-
(+) Perda Equivalência Patrimonial	-	-
(+) Recebimento Juros sobre Capital Próprio	-	-
(+) Outras Adições	6.259	2.415
(+) Convênios	217	392
Base de Cálculo:	13.510	-5.518
Total de IRPJ/CSLL pago conforme estimativa de meses anteriores	4.570	-
Total - Alíquota efetiva	20%	0%

Nota: A DMED adota o resultado societário para cálculo do Imposto de Renda e Contribuição Social.

20. Demonstrações do Resultado do Exercício segregado por atividade

Em atendimento às instruções e orientações da ANEEL, apresentamos a Demonstração do Resultado do Exercício Segregado por atividade e simplificada - até a rubrica de Resultado da Atividade - de 31 de dezembro de 2015:

R\$ Mil em 2015	Geração	Distribuição	Total
Receita / Ingresso	48.145	194.414	242.559
Fornecimento de energia elétrica	-	217.161	217.161
Suprimento de energia elétrica	35.373	(35.373)	-
Energia Elétrica de Curto Prazo	12.641	-	12.641
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição	-	6.550	6.550
Ativos e Passivos Regulatórios	130	4.861	4.992
Serviços cobráveis	-	136	136
Doações, contribuições e subvenções vinculadas ao serviço concedido	-	1.079	1.079
Outras receitas	-	-	-
Tributos	(5.215)	(70.794)	(76.009)
ICMS	-	(46.969)	(46.969)
PIS-PASEP	(930)	(4.274)	(5.204)
Cofins	(4.285)	(19.550)	(23.835)
ISS	-	-	-
Encargos - Parcela "A"	(1.141)	(41.149)	(42.289)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	-	(621)	(621)
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	(621)	(621)
Reserva Global de Reversão - RGR	-	-	-
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE	-	(28.447)	(28.447)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH	(1.069)	-	(1.069)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(72)	(255)	(327)
Conta Centralizadora dos Recursos das Bandeiras Tarifárias	-	(11.204)	(11.204)
Receita líquida / Ingresso líquido	41.789	82.472	124.260
Custos não gerenciáveis - Parcela "A"	-	(74.945)	(74.945)
Energia elétrica comprada para revenda	-	(67.049)	(67.049)
Encargo de transmissão, conexão e distribuição	-	(7.896)	(7.896)
Encargos e demais despesas setoriais	-	-	-
Perdas pelo valor de indenização / renovação	-	-	-
Provisão de baixa ou Baixa de RTP diferida	-	-	-
Provisão de baixa ou Baixa de CVA Ativa e Demais Ativos Financeiros Setoriais	-	-	-
(-) Reversão de devolução tarifária	-	-	-
(-) Reversão de CVA Passiva e Demais Passivos Financeiros Setoriais	-	-	-
Outros	-	-	-
Matéria-prima e Insumos para produção de energia elétrica	-	-	-
Reembolso de CCC/CDE de combustível para produção de energia elétrica	-	-	-
Resultado antes dos custos gerenciáveis	41.789	7.527	49.316
Custos gerenciáveis - Parcela "B"	(9.559)	(33.644)	(43.203)
Pessoal e administradores	(6.895)	(24.217)	(31.112)
Material	(458)	(2.126)	(2.583)
Serviços de terceiros	(1.305)	(9.286)	(10.591)
Arrendamento e aluguéis	(192)	(873)	(1.065)
Seguros	(2)	(8)	(10)
Doações, contribuições e subvenções	(30)	(191)	(221)
Provisões	342	(42)	300
Perdas na alienação de bens e direitos	-	-	-
(-) Recuperação de despesas	2.220	1.166	3.387
Tributos	(54)	(2.261)	(2.315)
Depreciação e amortização	(2.358)	(7.028)	(9.386)
Gastos diversos	(674)	(1.666)	(2.340)
Outras Receitas Operacionais	-	14.635	14.635
Outras Despesas Operacionais	(155)	(1.749)	(1.904)
Resultado da Atividade	32.230	(26.117)	6.113

Custos gerenciáveis - Parcela "B"	(9.559)	(33.644)	(43.203)
Pessoal e administradores	(6.895)	(24.217)	(31.112)
Material	(458)	(2.126)	(2.583)
Serviços de terceiros	(1.305)	(9.286)	(10.591)
Arrendamento e aluguéis	(192)	(873)	(1.065)
Seguros	(2)	(8)	(10)
Doações, contribuições e subvenções	(30)	(191)	(221)
Provisões	342	(42)	300
Perdas na alienação de bens e direitos	-	-	-
(-) Recuperação de despesas	2.220	1.166	3.387
Tributos	(54)	(2.261)	(2.315)
Depreciação e amortização	(2.358)	(7.028)	(9.386)
Gastos diversos	(674)	(1.666)	(2.340)
Outras Receitas Operacionais	-	14.635	14.635
Outras Despesas Operacionais	(155)	(1.749)	(1.904)
Resultado da Atividade	32.230	(26.117)	6.113

Principais práticas contábeis adotadas na elaboração das demonstrações por Unidade de Negócio:

A receita de fornecimento de energia elétrica é contabilizada inicialmente na atividade de distribuição.

Para a atividade de geração, o valor transferido da atividade de distribuição, resulta da multiplicação da geração das usinas da DMED (MW) pelo valor da tarifa média dos contratos de compra efetuados pela concessionária.

Receita da Unidade	G	T	D	C	AV	Total
Geração - G	48.145	-	-	-	-	48.145
Transmissão - T	-	-	-	-	-	0
Distribuição - D	-35.373	-	229.787	-	-	194.414
Comercialização - C	-	-	-	-	-	0
Atividades não vinculadas - AV	-	-	-	-	-	-
Total	12.772	-	229.787	0	-	242.559

21. Revisão e Reajuste Tarifário

21.1 Revisão Tarifária Periódica

Em 04/08/2015, na 28ª Reunião Pública Ordinária, a Diretoria da ANEEL decidiu instaurar a AP nº 50/2015 com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta de revisão tarifária. O período de contribuições se estendeu de 05 de agosto a 04 de setembro de 2015. No dia 05/10/2015, a proposta consolidada da revisão tarifária, após avaliação das contribuições trazidas na AP nº 50, foi encaminhada à DMED e ao Conselho de Consumidores.

Considerando as metodologias utilizadas, as quais estão detalhadas nos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, e as contribuições recebidas na Audiência Pública – AP nº 50/2015, a ANEEL por meio da publicação da Resolução Homologatória nº 1976 de 27 de outubro de 2015, homologou o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica - RTP da DME Distribuição S.A – DMED.

Assim, as tarifas de aplicação da DMED, ficam, em média, reajustadas em 25,04% (vinte e cinco vírgula zero quatro por cento), correspondendo ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores/usuários/agentes supridos da distribuidora, a partir de 28 de outubro de 2015.

21.2 Tarifa da UHE Machadinho

A Diretoria da ANEEL, por unanimidade, decidiu homologar provisoriamente, por conta exclusivamente do valor relativo à compra de energia elétrica da Usina Hidrelétrica – UHE Machadinho, o resultado da Quarta Revisão Tarifária Periódica da DMED, que passou a vigorar a partir de 28/10/2015 e que conduziu ao efeito médio tarifário de 25,04% percebido pelos consumidores da Companhia.

A Diretoria da ANEEL decidiu, ainda, determinar a abertura de processo administrativo específico, o qual será conduzido pela Superintendência de Fiscalização Econômica Financeira – SFF e pela Superintendência de Gestão Tarifária – SGT, sob a coordenação da primeira, para realizar a avaliação dos ativos de geração da UHE Machadinho e estabelecer o valor regulatório necessário à cobertura dos custos operacionais e dos custos de capital a ela referentes. O processo deverá ser concluído e submetido à deliberação definitiva da Diretoria Colegiada da ANEEL, sendo que o valor relativo à compra de energia elétrica da UHE Machadinho utilizado na Quarta Revisão Tarifária Periódica, deverá ser revisto, para mais ou para menos, com efeitos retroativos, via Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da parcela A – CVA energia no processo de Reajuste Tarifário de 2016.

A DMED recebeu Ofício da Superintendência de Fiscalização Econômica Financeira – SFF em 18 de fevereiro de 2016, informando que o Órgão Regulador está buscando internamente novas alternativas para validação dos ativos de geração da UHE Machadinho, o qual a Diretoria da DMED aguarda pela conclusão do processo, bem como, sobre a informação da metodologia utilizada pela ANEEL e os seus resultados a serem refletidos por esta concessionária.

21.3 Composição da Base de Remuneração Regulatória

Para a avaliação dos ativos das concessionárias vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, visando à definição da base de remuneração, devem ser observadas as seguintes diretrizes:

- A base de remuneração aprovada no terceiro ciclo de revisão tarifária (3CRTP) deve ser “blindada”. Entende-se como base blindada os valores aprovados por laudo de avaliação ajustados, incluindo as movimentações ocorridas (adições, baixas, depreciação) e as respectivas atualizações;
- As inclusões entre as datas-base do terceiro ciclo e da atual revisão tarifária, desde que ainda em operação, compõem a Base Incremental e são avaliadas no processo de revisão tarifária;
- Os valores finais da avaliação são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração blindada (item a) com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-bases do terceiro ciclo e da atual revisão tarifária – base incremental (item b);
- Considera-se como data-base do laudo de avaliação o último dia do sexto mês anterior ao mês da atual revisão tarifária;
- A base de remuneração deverá ser atualizada pela variação do IGP-M, entre a data-base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária;

Os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica somente são elegíveis a compor a Base de Remuneração Regulatória quando efetivamente utilizados no serviço público de distribuição de energia elétrica. São desconsiderados da base de remuneração aqueles ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória – BAR.

As tabelas a seguir resumem o cálculo da Base de Remuneração Regulatória, bem como da remuneração e quota de reintegração.

Descrição	Valores
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	230.544.499
(2) Índice de Aproveitamento Integral	979.094
(3) Obrigações Especiais Bruta	11.553.046
(4) Bens Totalmente Depreciados	24.239.689
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	193.772.671
(6) Depreciação Acumulada	105.541.081
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	125.003.418
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	1.660.259
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	123.343.159
(10) Almoarifado em Operação	1.060.314
(11) Ativo Diferido	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	10.588.549
(13) Terrenos e Servidões	2.317.627
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)	116.132.551
(15) Saldo RGR PLPT	-
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	-
(17) Taxa de Depreciação	3,84%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	7.440.871
(19) Remuneração de Obrigações Especiais	162.583
(20) Remuneração do Capital	14.400.434

21.4 Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – CAIMI

O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis, também denominado Anuidades, refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

Os ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória (BAR) não são considerados no Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) que comporá a base de remuneração. Esses ativos são determinados como uma relação do AIS.

A tabela a seguir resume os valores relativos ao CAIMI.

Descrição	Valores
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	19.191.229
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	4.797.807
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	4.797.807
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	9.595.614
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	466.070
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	979.507
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	2.398.704
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	3.844.281

21.5 Ajuste da Parcela B em função do índice de ajuste de mercado e do mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade

Ao Custo de Administração, Operação e Manutenção - CAOM e ao Custo Anual dos Ativos - CAA é aplicado um fator de ajuste de mercado e um mecanismo de incentivo à qualidade.

O índice de ajuste de mercado, denominado de Fator de Ajuste de Mercado, considera os ganhos potenciais de produtividade entre o ano anterior à revisão tarifária, período de referência, e o período em que as tarifas definidas na revisão estarão vigentes, que são os doze meses posteriores à revisão.

O valor do Fator de Ajuste de Mercado (*P_m*) a ser aplicado na revisão tarifária periódica de cada concessionária no ajuste do Valor da Parcela B é definido a partir da produtividade média do setor de distribuição e do crescimento médio do mercado faturado e do número de unidades consumidoras da concessionária entre a atual revisão tarifária e a do 3CRTP.

O Fator de Ajuste de Mercado calculado para aplicação na atual revisão tarifária é de **1,18%**.

Para o cálculo do Mecanismo de Incentivo à Qualidade, é considerada a mesma metodologia de cálculo do Componente Q do Fator X.

Durante o período de transição, de abril de 2016 a março de 2019, os pesos dos indicadores de qualidade comercial serão incrementados de forma gradativa. Portanto, até março de 2016, será aplicado a metodologia do 3CRTP, conforme descrito a seguir:

Na aferição do nível de qualidade do serviço prestado são considerados os indicadores

Duração Equivalente de Interrupção (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção (FEC). O mecanismo busca incentivar a melhoria contínua dos indicadores, além de observar o desempenho relativo entre as distribuidoras.

O valor do ajuste da Parcela B em função do mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade depende do desempenho relativo das distribuidoras. Para definição do **Indicador de Qualidade do Serviço** de cada distribuidora são comparados, a cada ano civil, os indicadores apurados DEC e FEC, contra os limites definidos pela ANEEL.

A tabela a seguir resume o cálculo da Parcela B ajustada da revisão tarifária da concessionária.

Descrição	Valores
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	21.494.797
Custos Operacionais (CO)	21.261.690,05
Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi)	164.375,70
Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)	68.731,71
Custo Anual dos Ativos (CAA)	25.685.586
Remuneração do Capital (RC)	14.400.434,07
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	7.440.870,58
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	3.844.281,03
Parcela B (VPB)	47.180.383
Índice de Produtividade da Parcela B	1,18%
Mecanismo de Incentivo à Qualidade	-0,64%
Parcela B com ajustes	46.927.191

21.6 Resultado da Revisão Tarifária

A Revisão Tarifária da DMED conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 25,04% sendo de 28,42%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 22,06%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

O efeito médio nas tarifas de 25,04% decorre: (i) do reposicionamento dos itens de custos de Parcela A e B, que contribui para o efeito médio em 13,03%, ao se ter como base de comparação, além dos custos de Parcela A e B atualmente contidos nas tarifas, os custos que foram acrescidos na RTE mediante componente financeiro; (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes, com efeito de 15,07%; e (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, que vigoraram até a data do reajuste em processamento, que contribuíram para a um efeito de -3,06% no atual processo tarifário da DMED.

Desse modo, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores, de 25,04%, representa a conjugação dos três movimentos tarifários acima explicitados **[25,04% = + (13,03%) + (15,07%) + (-3,06%)]**.

A Tabela abaixo apresenta os itens de custo que conduziram ao efeito médio, com a variação entre o cálculo da RTE de 2015 e a revisão de 2015; a participação percentual dos itens de custos da Parcela A e da Parcela B na composição da revisão ajustada pelos custos acrescidos na RTE; a distribuição da receita para cobrir os custos da Parcela A e da Parcela B; a contribuição de cada componente financeiro, para formar o índice de reajuste final, e a da retirada dos componentes tarifários considerados no último processo.

Resumo da Revisão

	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Variação	Participação na Revisão	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	109.448.269	122.438.679	11,87%	8,78%	73,20%
Encargos Setoriais	33.644.350	46.139.408	37,14%	8,44%	27,58%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	255.273	228.823	-10,36%	-0,02%	0,14%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (USO)	24.179.126	25.096.018	3,79%	0,62%	15,00%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Decr. 7945/2013)	1.839.112	1.917.196	4,25%	0,05%	1,15%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Conta-ACR)		10.522.024	-	7,11%	6,29%
Compensação financeira - CFURII	303.206	324.027	7,10%	0,01%	0,19%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	2.792.868	3.722.197	33,28%	0,63%	2,23%
PROINFRA	2.845.504	2.926.745	2,86%	0,05%	1,75%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist Isol.	1.429.181	1.401.578	-1,93%	-0,02%	0,84%
ONS	0	0	-	-	-
Custos de Transmissão	7.070.120	5.824.488	-17,62%	-0,84%	3,48%
Rede Básica	4.290.998	3.099.348	-27,77%	-0,81%	1,85%
Rede Básica Fronteira	1.414.169	1.083.397	-23,39%	-0,22%	0,65%
Rede Básica ONS (A2)	0	0	-	-	-
Rede Básica Export (A2)	0	0	-	-	-
MUST Itaipu	811.295	984.881	21,40%	0,12%	0,59%
Transporte de Itaipu	345.120	466.779	35,25%	0,08%	0,28%
Conexão	208.538	190.084	-8,85%	-0,01%	0,11%
Uso do sistema de distribuição	0	0	-	-	-
Custos de Aquisição de Energia	68.733.799	70.474.783	2,53%	1,18%	42,13%
PARCELA B	38.541.021,51	44.833.414,61	16,33%	4,25%	26,80%
Custos Operacionais	21.354.862,57	21.344.289,06	-0,97%	-0,14%	12,64%
Anuidades	2.962.338,75	2.962.338,75	29,08%	0,58%	2,29%
Remuneração	10.244.514,84	10.244.514,84	39,81%	2,76%	8,56%
Depreciação	5.069.715,36	5.069.715,36	45,98%	1,58%	4,42%
Receitas Irrecuperáveis	288.356,99	288.356,99	-19,59%	-0,04%	0,14%
Outras Receitas	- 1.189.488,57	- 1.189.488,57	76,02%	-0,61%	-1,25%
Ajuste Investimentos 2CR TP	- 189.278,43	- 189.278,43	-100,00%	0,13%	-
RT considerando a variação tarifária da RTE	147.989.290,11	167.272.093,7		13,03%	100,00%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual					15,07%
CVA em Processamento - Encargos Setoriais + Neutralidade					11,59%
CVA em Processamento - Energia comprada					15,44%
CVA em Processamento - Transmissão					0,64%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes					0,01%
Neutralidade dos Encargos					0,29%
Diferimento 2014					11,77%
Repasse da sobrecontratação/exposição de energia REN n° 255/2007					-7,18%
Exposição Diferença Preços entre Submercados					0,04%
Financeiro de Reversão RTE - Energia					-2,65%
Financeiro de Reversão RTE - CDE Uso					-9,63%
Financeiro de Reversão RTE - CDE Energia					-0,80%
Subvenção CDE - art 13, inciso VIII, Lei n° 10.439/2002					6,63%
Conselho de Consumidores					-0,04%
Recálculo sobrecontratação 2014 - Modulação da Geração Própria					-1,04%
Recálculo CVA energia 2014 - Modulação da Geração Própria					0,07%
Despacho n° 3065/2015 - Pedido de Reconsideração do IRT 2014					2,20%
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior					-3,06%
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores					25,04%

22. Conciliação do Balanço Patrimonial Regulatório e Societário

Para fins estatutários, a Outorgada seguiu a regulamentação societária para a contabilização e elaboração das Demonstrações Contábeis Societárias, sendo que para fins regulatórios, a Outorgada seguiu a regulamentação regulatória, determinada pelo Órgão Regulador apresentada no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico. Dessa forma, uma vez que há diferenças entre as práticas societárias e regulatórias, faz-se necessária a apresentação da reconciliação das informações apresentadas seguindo as práticas regulatórias com as informações apresentadas seguindo as práticas societárias.

ATIVO	NOTA	31/12/2015 regulatório	AJUSTE CPC'S	31/12/2015 societário	31/12/2014 regulatório	AJUSTE CPC'S	31/12/2014 societário
CIRCULANTE							
Caixa e Equivalentes de Caixa		70.817	-	70.817	84.803	-	84.803
Consumidores		34.675	-	34.675	18.482	-	18.482
Concessionárias e Permissionárias		155	-	155	16.147	-	16.147
Serviços em Curso		679	-	679	436	-	436
Tributos Compensáveis		3.827	-	3.827	6.016	-	6.016
Depósitos Judiciais e Cauções		2.822	-	2.822	-	-	-
Almoxarifado Operacional		2.773	-	2.773	1.774	-	1.774
Ativos Financeiros Setoriais	6	34.292	-	34.292	16.592	-	16.592
Despesas Pagas Antecipadamente		333	-	333	249	-	249
Subsídios Tarifários e Redução Tarifária Equilibrada		4.067	-	4.067	1.735	-	1.735
Outros Ativos Circulantes		1.551	-	1.551	3.048	-	3.048
		<u>155.990</u>	<u>-</u>	<u>155.990</u>	<u>149.283</u>	<u>-</u>	<u>149.283</u>
NÃO CIRCULANTE							
Títulos de crédito a receber		694	-	694	840	-	840
Ativo financeiro indenizável (concessão)	18.1	-	3.455	3.455	-	119.228	119.228
Cauções e depósitos vinculados		5.112	-	5.112	4.681	101	4.782
Tributos a compensar		41	-	41	28	-	28
Superávit - Plano de Benefício Definido		3.911	-	3.910	4.203	-	4.203
Outros Créditos		-	-	-	-	-	-
Ativos Financeiros Setoriais		-	-	-	12.851	-	12.851
Imobilizado	5.1	137.728	-95.339	42.389	157.085	-125.907	31.178
Intangível	5.2	519	139.871	140.390	1.553	27.295	28.848
		<u>148.005</u>	<u>47.986</u>	<u>195.991</u>	<u>181.241</u>	<u>20.717</u>	<u>201.958</u>
Total do Ativo		<u>303.995</u>	<u>47.986</u>	<u>351.981</u>	<u>330.524</u>	<u>20.717</u>	<u>351.241</u>
PASSIVO							
CIRCULANTE							
Fornecedores		13.453	-	13.453	8.161	-	8.161
Folha de pagamento		447	-	447	198	-	198
Dividendos Declarados e Juros Sobre Capital Próprio		4.244	-	4.244	2.280	-	2.280
Cretores diversos		4.855	-	4.686	5.871	-	5.871
Passivos Financeiros Setoriais	6	9.446	-	9.446	12.495	-	12.495
Encargos Setoriais		2.826	-	2.995	458	-	458
Pesquisa e desenvolvimento		2.275	-	2.275	2.128	-	2.128
Programa de eficiência energética		3.768	-	3.768	3.272	-	3.272
Tributos e contribuições sociais		7.599	-	7.599	2.420	-	2.420
Obrigações estimadas		2.855	-	2.855	2.394	-	2.394
Outras contas a pagar		1	-	1	325	-	325
		<u>51.768</u>	<u>-</u>	<u>51.768</u>	<u>40.004</u>	<u>-</u>	<u>40.004</u>
NÃO CIRCULANTE							
Reversão/amortização - retenção de quotas		164	-	164	164	-	164
Provisões para contingências	9	23.398	-	23.398	25.285	-	25.285
		<u>23.563</u>	<u>-</u>	<u>23.563</u>	<u>25.449</u>	<u>-</u>	<u>25.449</u>
PATRIMÔNIO LÍQUIDO							
Capital social		158.585	-	158.585	158.585	-	158.585
Reserva de capital		20.259	-	20.259	19.323	-	19.323
Outros Resultados Abrangentes		-1.549	-	-1.549	-	-	-
Reserva Legal		6.676	-	6.676	5.783	-	5.783
Reserva de Reavaliação e Ajustes Patrimoniais		-47.735	47.735	-	-21.746	21.746	-
Lucros / Prejuízos Acumulados		92.428	251	92.680	103.126	-1.029	102.097
		<u>228.664</u>	<u>47.986</u>	<u>276.651</u>	<u>265.071</u>	<u>20.717</u>	<u>285.788</u>
TOTAL DO PASSIVO		<u>303.995</u>	<u>47.986</u>	<u>351.981</u>	<u>330.524</u>	<u>20.717</u>	<u>351.241</u>

	Notas	31/12/2015 regulatório	AJUSTE CPC'S	31/12/2015 societário	31/12/2014 regulatório (reclassificado)	AJUSTE CPC'S	31/12/2014 societário
RECEITA OPERACIONAL	12	242.559	-	242.559	165.743	22.149	187.892
Fornecimento de energia elétrica		181.788	-	181.788	61.875	22.149	84.024
Suprimento de energia elétrica		35.373	-	35.373	23.139	-	23.139
Energia elétrica de curto prazo		2.641	-	2.641	7.355	-	7.355
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica		6.550	-	6.550	52.632	-	52.632
Ativos e Passivos Regulatórios		4.992	-	4.992	-	-	-
Outras Receitas Vinculadas (2)		12,6	-	12,6	0,742	-	0,742
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL							
Tributos e Encargos		-118.297	-	-118.297	-43.167	-516	-43.683
Tributos		-76.008	-	-76.008	-40.309	-	-40.309
Federais		-29.039	-	-29.039	-9.434	-	-9.434
Estaduais		-46.969	-	-46.969	-30.875	-	-30.875
Encargos - Parcela "A"		-42.289	-	-42.289	-2.858	-516	-3.374
Reserva Global de Reversão - RGR		-	-	-	-	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento - P & D		-621	-	-621	-613	-	-613
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE		-28.447	-	-28.447	-1.632	-516	-2.148
Conta de Consumo de Combustíveis - CCC		-	-	-	-	-	-
Programa de Eficiência Energética - PEE		-621	-	-621	-613	-	-613
Taxa de Fiscalização - TFSE		-327	-	-327	-	-	-
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos		-1.069	-	-1.069	-	-	-
Conta Centralizadora dos Recursos das Bandeiras Tarifárias		-11.204	-	-11.204	-	-	-
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA		124.260	-	124.260	122.575	2.134	144.209
CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS - Parcela "A"		-74.945	-	-74.945	-58.961	-8.625	-67.586
Energia elétrica comprada para revenda		-64.122	-	-64.122	-48.219	-8.177	-56.396
Energia elétrica comprada para revenda - Proinfra		-2.927	-	-2.927	-3.022	69	-2.953
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição		-7.896	-	-7.896	-6.632	-521	-7.153
Taxa de Fiscalização		-	-	-	-280	-	-280
CFURH		-	-	-	-808	4	-804
RESULTADO ANTES DOS CUSTOS GERENCIÁVEIS		49.317	-	49.317	63.615	13.008	76.623
CUSTOS GERENCIÁVEIS - Parcela "B"		-55.935	-	-55.935	7.259	-	7.259
Pessoal e Administradores	14	-3.112	-	-3.112	-26.562	-	-26.562
Serviço de Terceiros		-10.591	-	-10.591	-23.372	-	-23.372
Material		-2.583	-	-2.583	-1.825	-	-1.825
Arrendamentos e Aluguéis		-1.065	-	-1.065	-1.808	-	-1.808
Tributos		-2.315	-	-2.315	-2.219	-	-2.219
Seguros		-10	-	-10	-36	-	-36
Doações, Contrib e Subvenções		-221	-	-221	-230	-	-230
Provisão para Devedores Duvidosos		-864	-	-864	-593	-	-593
Provisões - Outras		-1.345	-	-1.345	-6.286	-	-6.286
Depreciação		-9.386	-	-9.386	-8.548	-	-8.548
Amortização		-	-	-	-	-	-
(-) Recuperação de Despesas		3.387	-	3.387	1.802	-	1.802
(-) Reversão da Provisão		2.510	-	2.510	77.920	-	77.920
Gastos Diversos		-2.340	-	-2.340	-984	-	-984
Outras Receitas Operacionais		14.635	1.623	16.258	-	-	-
Outras Despesas Operacionais		-1.904	-341	-2.245	-1.233	-1.904	-3.137
RESULTADO DA ATIVIDADE DA CONCESSÃO		6.113	1.282	7.395	69.640	11.104	80.745
Receita Financeira		19.061	-	19.061	14.639	-2.286	12.353
Despesas Financeiras		-8.464	-	-8.464	-4.695	1.089	-3.606
Lucro (Prejuízo) Antes da IR e CSLL		16.709	1.282	17.992	79.585	9.907	89.492
Imposto de Renda		-3.354	-	-3.354	-	-	-
Contribuição Social		-12,6	-	-12,6	-	-	-
Reversão de Juros sobre o Capital Próprio		4.448	-	4.448	15,0	-	15,0
Lucro / Prejuízo		16.587	1.282	17.870	81.095	9.907	91.002

22.1 Ativo financeiro indenizável

O ativo financeiro indenizável refere-se à parcela não amortizada até o final da concessão dos investimentos realizados em infraestrutura e em bens essenciais para a prestação do serviço público que estejam vinculados ao contrato de concessão.

Os ajustes são decorrentes de contabilização na contabilidade societária de expectativa de direito incondicional de receber caixa (indenização) e atualizações dos saldos pela aplicação de premissas, onde realizamos a bifurcação do Valor Novo de Reposição (VNR) depreciado até o final da concessão, bem como, identificamos o Valor Novo de Reposição (VNR) não depreciado pós-concessão, para valoração do ativo financeiro indenizável. Uma vez identificado o VNR do ativo financeiro, o mesmo é atualizado pelo IGPM acumulado, o qual em 2015 ficou na ordem de 10,54%, correspondente ao montante de 329 mil. Estes lançamentos na contabilidade societária foram realizados em atendimento ao disposto na ICPC 01 – Contratos de Concessão, mas que para fins de contabilidade regulatória tais práticas não são adotadas e desta forma, apresenta-se ajustes nesta conciliação de saldos contábeis societários e regulatórios da ordem de 3.455 mil.

Com base nas características estabelecidas no contrato de concessão de geração e de distribuição de energia elétrica da Companhia, a Administração entende que estão atendidas as condições para a aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 (Contratos de Concessão), a qual fornece orientações sobre a contabilização de concessões de serviços públicos a operadores privados, de forma a refletir o negócio de distribuição elétrica, abrangendo:

- Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciada até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente; e.
- Parcela remanescente à determinação do ativo financeiro (valor residual) classificada como um ativo intangível em virtude de a sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público.

No entendimento da Administração, há expectativa de receber ao término da concessão pelos investimentos não amortizados, o valor apurado com base na Base de Remuneração Regulatória - BRR.

22.2 Imobilizado

Os valores dos bens e instalações vinculados às atividades da distribuidora devem ser registrados, na contabilidade regulatória, no grupo Ativo Não Circulante – Imobilizado, enquanto que na contabilidade societária se subdividem em dois grupos no Ativo Não Circulante, Intangíveis e Ativo Financeiro Indenizável.

22.2.1 Reavaliação Compulsória - VNR

O ajuste de R\$ 5.577, realizado em 31/10/2013, advindo da diferença entre R\$ 31.773 positivo, de Valor Novo de Reposição, e R\$ 26.196 negativo, de Depreciação do Valor Novo de Reposição, corresponde à diferença entre o Valor Líquido Contábil (Valor Original – Depreciação) e o Valor de Mercado em Uso – VMU. Foi efetuado em atendimento aos dispositivos contidos na Resolução Normativa 396 de 23 de fevereiro de 2010, por ocasião da Reavaliação Regulatória Compulsória dos bens patrimoniais, cuja Resolução nº 1.367 de 09 de outubro de 2012, homologou o resultado da Terceira Revisão Tarifária Periódica. Os valores do Laudo da Base de Remuneração Regulatória estão contidos no Ofício nº 78/2012 – SFF/ANEEL de 23 de janeiro de 2012. Na contabilidade societária este reconhecimento não é permitido em função da Lei nº 11.368/2007 que vedou a realização de reavaliação espontânea de bens, a partir da data 01/01/2008.

22.3 Intangível

Na contabilidade societária, por força do ICPC 01, o valor do intangível corresponde à parcela dos bens e instalações vinculados à distribuição, que será amortizada ao longo do correspondente contrato. Na contabilidade regulatória, no referido grupo são registrados apenas os direitos sobre softwares e áreas de servidão.

22.4 Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica

O ajuste referente ao dispositivo contido na Resolução Normativa 396 de 23 de fevereiro de 2010, por ocasião da Reavaliação Regulatória Compulsória dos bens patrimoniais, não foi realizado, por conta do valor regulatório das obrigações especiais no laudo ter sido homologado de forma sintética, impedindo assim a alocação dos valores na contabilidade da empresa.

22.5 Efeitos de contabilização de contratos de concessão (ICPC 01)

22.5.1 Outras receitas operacionais

O ajuste de 1.623 mil foi decorrente da atualização do ativo financeiro indenizável, o qual foi apurado através da bifurcação do Valor Novo de Reposição (VNR) depreciado até o final da concessão, bem como, identificação do Valor Novo de Reposição (VNR) não depreciado pós-concessão, sendo este utilizado para valoração do ativo financeiro indenizável. Uma vez identificado o VNR do ativo financeiro, o mesmo é atualizado pelo IGPM acumulado, o qual em 2015 ficou na ordem de 10,54%, correspondente ao montante de 329 mil.

22.5.2 Outras despesas operacionais

O ajuste de (341) mil refere-se à baixa da atualização do ativo financeiro indenizável pertencente às obrigações vinculadas a concessão do serviço público de energia elétrica, tendo em vista, a análise da parcela a ser amortizada até o final da concessão dos investimentos realizados em infraestrutura para a prestação do serviço público vinculados ao Contrato de Concessão.

22.6 Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	2015	2014
Saldos no final do exercício societário	276.651	285.788
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória	-47.987	-20.717
Reavaliação regulatória compulsória líquida	-47.735	-21.746
Equalização do resultado regulatório e societário	-251	1.029
Saldos no fim do exercício regulatório	228.664	265.071

O efeito decorrente da equalização do resultado regulatório e societário refere-se as variações positivas e negativas dos ativos e passivos setoriais, os quais passaram a ser registrados na contabilidade societária a partir de 2014, bem como, a atualização do ativo financeiro indenizável não aceito na contabilidade regulatória.

22.7 Conciliação do lucro líquido societário e regulatório

	2015	2014
Lucro (prejuízo) líquido conforme contabilidade societária	17.870	91.002
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória	-1.282	-9.907
Atualização do ativo financeiro da concessão (ICPC 01)	-1.282	1.904
Ativos e passivos financeiros setoriais	-	-11.811
Lucro (prejuízo) líquido conforme contabilidade regulatória	16.587	81.095

Atualização do ativo financeiro da concessão (ICPC 01)

O efeito é decorrente da atualização do ativo financeiro indenizável contabilizado na contabilidade societária mediante prática contábil societária (ICPC 01), a qual não é aceita na contabilidade regulatória.

Ativos e passivos financeiros setoriais

Em 10 de dezembro de 2014, foi assinado o Quinto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão para Prestação do Serviço Público de Energia Elétrica nº 049/1999 – ANEEL.

A partir desta data, a DMED passou a reconhecer o saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” (CVA) e de outros componentes financeiros.

A CVA trata de valores realizados, uma vez que é responsável por registrar as variações positivas e negativas entre a estimativa de custos não gerenciáveis da Companhia e os pagamentos efetivamente ocorridos entre os processos tarifários anuais. As variações apuradas são atualizadas monetariamente com base na taxa SELIC e compensadas nos reajustes tarifários subsequentes.

* * *

Diretoria

Marcos Rogério Alvim
Diretor Superintendente

Luis Carlos dos Santos
Diretor Administrativo Financeiro

Marco César Castro de Oliveira
Diretor Técnico

Responsável Técnico

Sandra Cristina Rodrigues Ribeiro Bertozzi
Gerente de Contabilidade
CRC-MG 090512/O-2

Relatório de Administração Regulatório

Senhores e Senhoras Acionistas,

Apresentamos a seguir, relatório das principais atividades no exercício de 2015, em conjunto com as Demonstrações Contábeis elaboradas de acordo com a legislação societária brasileira e com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, os quais consideramos importantes para divulgar o desempenho da DME Distribuição S/A para sociedade, parceiros, investidores e consumidores.

1. Carta do Presidente

A Outorgada atua no segmento de distribuição de energia elétrica, entretanto, em função do seu mercado, inferior a 500 GWh/ano, explora também sob a forma de concessão, a atividade de geração que é destinada integralmente ao seu mercado cativo. O reconhecimento público pela qualidade de seus serviços e o relacionamento com os consumidores são destaques da Outorgada, comprovando as premiações recebidas em 2015 como a melhor empresa nas categorias: Nacional, Avaliação pelo Cliente e Gestão Operacional com mercado de até 500 mil consumidores, promovida pela Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica - ABRADDEE.

As distribuidoras são avaliadas em diversos aspectos no fornecimento de energia elétrica pela ANEEL, entre eles, está a qualidade do serviço e do produto oferecidos aos consumidores. A qualidade dos serviços prestados compreende a avaliação das interrupções no fornecimento de energia elétrica e neste aspecto, a Outorgada vem se destacando constantemente no ranking da ANEEL e, em 2015, foi avaliada com o melhor Desempenho Global de Continuidade com mercado inferior a 1TWh.

Distribuição

A Outorgada distribui energia elétrica para Poços de Caldas, que é em 1 dos 853 municípios do Estado de Minas Gerais, o que representa 0,12% do total do Estado.

. **Ligação de Consumidores** – foram realizadas, no ano, 1.139 novas ligações com destaque 1.104 residenciais e 25 rurais, sendo que os consumidores industriais e comerciais sofreram reduções de 18 e 88 unidades, respectivamente, totalizando 72.522 consumidores atendidos pela Outorgada, número 1,44% superior ao de 2014.

Número de Consumidores

Consumidores	2011	2012	2013	2014	2015
Residencial	58.914	60.673	62.433	63.933	65.037
Comercial	5.986	6.055	5.879	5.894	5.806
Industrial	343	287	414	398	380
Rural	648	676	687	699	724
Poderes Públicos	398	426	437	435	440
Iluminação Pública	11	5	5	5	10

Serviço Público	124	128	128	131	125
Total	66.424	68.250	69.983	71.495	72.522
Variação	3,13%	2,75%	2,54%	2,16%	1,44%

. **Comportamento do Mercado** – A distribuição de energia da Outorgada no período de janeiro a dezembro de 2015 foi de 401 GWh (423 GWh em 2014).

Tal queda justifica-se, principalmente, pela crise econômica vivida pelo Brasil nesse ano de 2015. As maiores quedas foram registradas na classe industrial, com redução de 10% e residencial, com redução de 5%.

Mercado Atendido

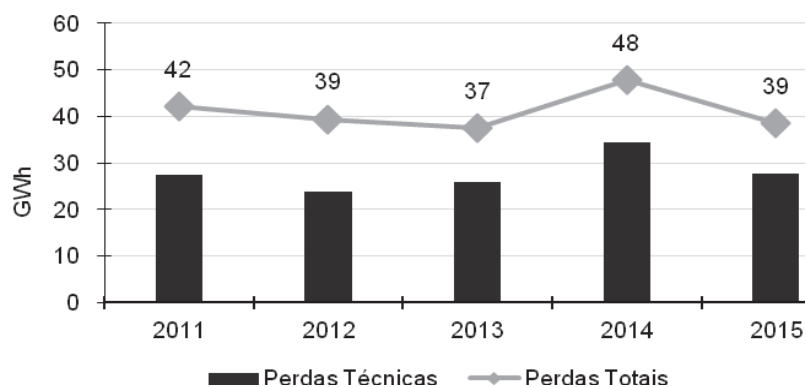
Mercado Atendido - GWh	2011	2012	2013	2014	2015
Energia Faturada	385	396	405	423	401
Fornecimento	385	396	405	423	401
Residencial	111	115	119	122	118
Comercial	72	78	81	83	81
Industrial	154	154	156	169	152
Rural	7	7	7	7	7
Poderes Públicos	6	6	6	6	6
Iluminação Pública	19	20	20	20	20
Serviço Público	1	1	1	1	1
Consumo Próprio	14	15	15	15	15
Suprimento p/ agentes de Distribuição	0	0	0	0	0
Uso de Rede de Distribuição	40	45	51	55	52
Consumidores Livres/Dist./Ger.	40	45	51	55	52
Consumidores Rede Básica	0	0	0	0	0
Total	425	441	456	478	452
Variação		3,66%	3,49%	4,79%	-5,32%

Na tabela abaixo é demonstrado o balanço energético, levando em consideração as perdas de energia nos sistemas.

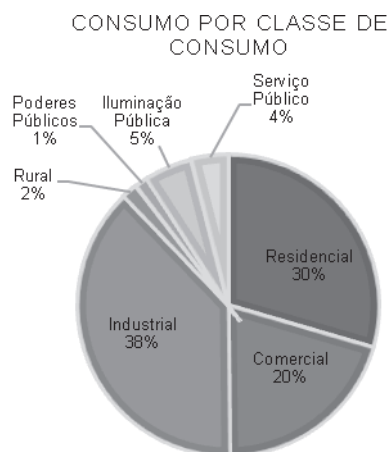
Balanço Energético

Energia Requerida - GWh	2011	2012	2013	2014	2015
Venda de energia	385	396	405	423	401
- Fornecimento	385	396	405	423	401
- Suprimento p/ agentes de distribuição	0	0	0	0	0
Consumidores Livres/Dist./Ger.	40	45	51	55	52
Consumidores Rede Básica	0	0	0	0	0
Mercado Atendido	425	441	456	478	452
Perdas na Rede Básica	9	9	5	7	7
Perdas na Distribuição	34	30	32	41	32
Perdas Técnicas	27	24	26	34	28
Perdas Não Técnicas - PNT	6	6	6	7	4
PNT / Energia Requerida %	1,30%	1,30%	1,30%	1,27%	0,81%
Perdas Totais	42	39	37	48	39
PT / Energia Requerida %	9,03%	8,21%	7,58%	9,10%	7,84%
Total	467	480	493	526	491

O gráfico abaixo apresenta a relação das perdas totais e as perdas técnicas. A diferente é exatamente as perdas comerciais.



A seguir tem-se outro gráfico que segrega a participação dos tipos de consumidores no total de consumo. Destaca-se que o industrial representa 38% desse total, seguido pelas classes residencial e comercial, com participação de 30% e 20%, respectivamente.

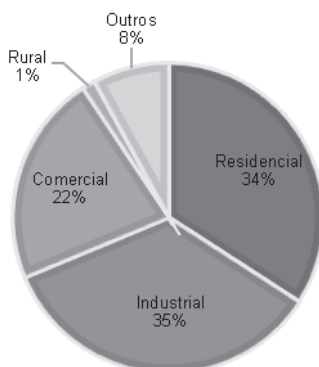


. **Receita** – A receita decorrente do fornecimento de energia elétrica no exercício, líquida de ICMS, importou em R\$ 168,362 milhões, conforme quadro a seguir:

Classe	Receita Líquida em R\$ mil		
	2014	2015	%
Residencial	39.393	57.487	45,9%
Industrial	36.780	58.150	58,1%
Comercial	23.720	37.080	56,3%
Rural	1.453	2.300	58,3%
Outros	8.159	13.345	63,6%
Total	109.505,00	168.362,00	282,2%

A maior participação na receita líquida provém da classe industrial com fatia de 35%, seguido pelas classes residencial e comercial, com fatias de 34% e 22%, respectivamente, conforme gráfico a seguir.

RECEITA LÍQUIDA POR CLASSE DE CONSUMIDORES



. **Número de consumidores** – o número de consumidores faturados em dezembro de 2015 apresentou variação positiva de 1,4% quando comparado ao ano anterior. A classe residencial representou o maior impacto com acréscimo de 1.104 unidades. Porém, os consumidores industriais e comerciais apresentaram quedas de 88 e 18 unidades, respectivamente.

Classe	Número de Consumidores		
	2014	2015	%
Residencial	63.933	65.037	1,7%
Industrial	5.894	5.806	-1,5%
Comercial	398	380	-4,5%
Rural	699	724	3,6%
Outros	571	575	0,7%
Total	71.495	72.522	1,4%

. **Tarifas** – A tarifa média de fornecimento de energia elétrica em dezembro de 2015, atingiu em média R\$ 366,62/MWh, com aumento de 59% com relação a dezembro de 2014.

Classe	Tarifa média de fornecimento em R\$/MWh	
	2014	2015
Residencial	298,42	439,42
Industrial	205,83	355,54
Comercial	267,06	416,74
Rural	195,13	315,84
Outros	187,41	305,54

. **Qualidade do fornecimento** – Os principais indicadores da qualidade do fornecimento de energia elétrica são o DEC (duração equivalente de interrupção por consumidor) e FEC (frequência equivalente de interrupções por consumidor). A evolução desses indicadores é apresentada no quadro a seguir:

Ano	DEC (horas)	FEC (interrupções)	Tempo de espera (horas)
2011	3,47	3,34	93,88

2012	3,33	3,30	133,39
2013	2,58	2,76	76,45
2014	2,09	2,58	81,49
2015	1,53	1,27	83,08

. **Atendimento ao consumidor** – O processo de relacionamento com os clientes é contínuo e constante, neste contexto a melhoria das práticas e dos procedimentos, visando à qualidade do produto e a satisfação do consumidor, é fator primordial para a DMED. Em 2015, foram realizados 62.537 serviços, dentre eles: 30.208 calibrações em medidores, verificações diversas, serviços emergenciais e desligamentos de unidades consumidoras, 11.194 pedidos de vistoria em unidades consumidoras, 11.079 suspensões de fornecimento de energia, 10.056 religações. Por fim foram realizadas 18 verificações de irregularidade.

. Tecnologia da Informação

Em Tecnologia da Informação, a DMED investiu cerca de R\$ 466 mil. Destaca-se a interligação das sedes da DME com Fibra óptica, com a interligação da sede nova e antiga da DMED, restabelecendo a redundância de comunicação entre todas as sedes da DMED, usinas e subestações, com investimento de R\$ 9 mil, melhora na estrutura e equipamentos para desempenho das atividades, assim bem como a contratação de novos módulos técnicos do sistema de gestão utilizado pela DMED de forma a integrar as tarefas departamentais em um banco de centralizado, sendo este custo zero;

2. Desempenho econômico e financeiro

. **Receitas** – As receitas operacionais fecharam 2015 em R\$ 242,559 milhões, o que representa aumento da ordem de 29% ante o mesmo período de 2014.

O aumento no Fornecimento de Energia Elétrica ocorreu, principalmente, em razão de: (i) IRT-out/2014 com reposicionamento tarifário de 18,92%; (ii) RTE-fev/2015 com reposicionamento tarifário de 27,65%; e, (iii) 4ªRTP-out/2015 com reposicionamento tarifário de 25,04%.

Demonstração do Resultado do Exercício - DRE	2014	2015
<i>Valores em R\$ mil</i>		
Receitas	187.895	242.559
Fornecimento de energia	159.799	228.703
Venda de energia no curto prazo	17.355	12.641
Outras Receitas	10.742	1.215

As Outras Receitas registraram queda de 89% em decorrência das alterações do critério de registro contábil estabelecido pela ANEEL. As maiores variações ocorreram nas rubricas Renda de Prestação de Serviços, Arrendamento e Aluguéis e a maior parte das Doações, Contribuições e Subvenções que foram transferidas para a Rubrica Doações, Contribuições e Subvenções contidas nos Gastos Operacionais.

. **Deduções das receitas** – A rubrica Deduções das Receitas cresceu em montante superior a 80% quando comparado ao mesmo período de 2014. Parte desse aumento deu-se em razão do crescimento do próprio faturamento em razão dos reposicionamentos tarifários supracitados.

O aumento expressivo dos Tributos Federais verificado em 2015 deve-se pela a implantação do Novo Manual do Plano de Contas da ANEEL, vigente a partir de 01/01/2015, determinou que os impostos federais passassem a serem registrados pelo valor bruto na rubrica Deduções das Receitas, contrário ao praticado anteriormente, já que eram registrados pelo valor líquido. Os Tributos Estaduais foram influenciados pelo aumento do Fornecimento de Energia conforme

elucidado anteriormente. Ademais, os créditos desses impostos são contabilizados como despesas recuperáveis nas próprias contas que originaram tais créditos.

Os Encargos Regulatórios cresceram em patamares superiores a 1.150%, com aumento de R\$ 39 milhões. Desse total, a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE representa o aumento mais expressivo, passando de R\$ 2,7 milhões em 2014 para R\$ 27,6 milhões em 2015, em virtude da homologação definitiva das cotas para o ano de 2015, conforme Resolução Homologatória nº. 1.857 de 27 de fevereiro de 2015.

Demonstração do Resultado do Exercício - DRE	2014	2015
<i>Valores em R\$ mil</i>		
Deduções das receitas	-40.310	-76.009
Estaduais	-30.875	-46.969
Federais	-9.434	-29.039
Encargos Regulatórios	-3.374	-42.289

. **Gastos** – Os Gastos representam os desembolsos (custo e despesas) registrados para a manutenção das atividades administrativas e operacionais da empresa. Em 2015 somaram R\$ 116,87 milhões, crescimento de 84% em relação a 2014. Em 2014 com a decisão do Conselho Administrativo de Recursos Fiscais, a Companhia efetuou registro contábil de reversão da provisão da contingência fiscal da ordem de R\$ 77 milhões, o qual impactou positivamente o resultado do exercício de 2014 e cujos efeitos reduziram os gastos daquele ano. Em 2014 o pagamento de honorários advocatícios na ordem de R\$ 14 milhões, elevou o valor da rubrica Serviços, aspecto relevante que não corresponde à realidade dos custos desta rubrica, uma vez que em 2015 apresentou um custo ligeiramente menor. Caso não houvesse a atipicidade mencionada, os gastos operacionais fechariam o exercício de 2014 próximo de R\$ 120 milhões.

Demonstração do Resultado do Exercício - DRE	2014	2015
<i>Valores em R\$ mil</i>		
Gastos	-63.466	-116.865
Pessoal	-26.562	-31.112
Material	-1.825	-2.583
Serviços	-23.372	-10.591
Outros	-11.707	-72.580

. **Resultado Operacional** – O resultado operacional encerrou 2015 com o saldo positivo de R\$ 7,40 milhões e o EBITDA (RO – Depreciação) de R\$ 16,78 milhões. O resultado financeiro cresceu 45% em relação a 2014 e fechou o exercício com R\$ 15,04 milhões. O lucro bruto apresentou grande decréscimo, tendo em vista, o exercício de 2014 ter sido impactado positivamente pela reversão fiscal de R\$ 77,33 milhões proveniente do Auto de Infração nº 13656.001073/2004-98. Em razão disto, o lucro líquido também sofreu o mesmo efeito, encerrando o exercício de 2015 com 17,87 milhões ante o resultado de 91 milhões obtido em 2014.

Demonstração do Resultado do Exercício - DRE	2014	2015
<i>Valores em R\$ mil</i>		
Resultado Operacional	80.745	7.395
EBITDA (RO – DEPRECIAÇÃO)	89.293	16.781
Resultado Financeiro	10.257	15.044
Lucro antes dos Impostos	91.002	22.439
CSLL/IRPJ	0	-4.570
Lucro Bruto	91.002	17.870

3. Investimentos

Distribuição - Máquinas e Equipamentos - R\$ Mil	R\$ Mil Nominais			R\$ Mil em moeda constante de 31/dez/2015				
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
AIS Bruto	6.382	7.401	11.678	7.466	14.495	7.920	8.160	8.405
Transformador de Distribuição	1.049	1.208	1.066	1.244	1.281	1.319	1.361	1.402
Medidor	1.214	1.519	1.389	1.562	1.611	1.656	1.706	1.757
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	1.341	1.464	2.658	1.553	1.600	1.648	1.697	1.748
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	2.683	2.929	5.314	3.107	3.201	3.297	3.396	3.498
Redes Alta Tensão (69 kV)								
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)								
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)								
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)								
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	1	26						
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)					6.802			
Subestações Alta Tensão (primário >= a 230 kV)								
Demais Máquinas e Equipamentos	94	255	1.251					
Obrigações Especiais do AIS Bruto	(5.526)	(6.102)	(8.950)	-	-	-	-	-
Participações, Doações, Subvenções, PEE, P&D, Universalização	(5.412)	(5.989)	(5.966)					
Outros	(114)	(113)	(2.984)	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Originadas da Receita	(114)	(113)	(2.984)	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Ultrapassagem de demanda			(113)	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Excedente de reativos			(1.953)	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Diferença das perdas regulatórias				n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Outros	(114)	(113)	(918)	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Outros				n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.

R\$ Mil	2015R	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P
Plano de Investimentos 2015	11.678	7.466	14.495	7.920	8.160	8.405

R\$ Mil	2015P	2016R	2017R	2018R	2019R
Plano de Investimentos 2014	10.677	7.466	14.495	7.920	8.160

Diferença	9,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
------------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------

Sobre a evolução dos investimentos em transformadores, medidores e redes citados na tabela acima, foi previsto conforme dados estatísticos um crescimento de 3% em relação ao ano anterior, com início em 2016 e término em 2020. O valor descrito na linha Subestações Alta Tensão (primário 88kV a 138kV – R\$ 6.802 milhões) refere-se à construção de nova linha para atender os fornecedores do Grupo A.

A evolução dos valores referentes ao Ativo Imobilizado em Serviço Bruto de 2014 para 2015 se deu em virtude das obras de recondução de circuitos que foram executadas no ano.

Distribuição - Máquinas e Equipamentos - R\$ Mil	Valor Bruto em 31/12/2014	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Valor Bruto em 31/12/2015	Adições Líquidas = (A)-(B)+(C)
AIS Bruto	147.708	-	(1.571)	11.678	(11.777)	146.038	10.107
Transformador de Distribuição			(259)	1.066		807	807
Medidor			(354)	1.389		1.035	1.035
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)			(319)	2.658		2.339	2.339
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)			(637)	5.314		4.677	4.677
Redes Alta Tensão (69 kV)						-	-
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)						-	-
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)						-	-
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)						-	-
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)						-	-
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)						-	-
Subestações Alta Tensão (primário >= a 230 kV)						-	-
Demais Máquinas e Equipamentos	147.708		(2)	1.251	(11.777)	137.180	1.249
Obrigações Especiais do AIS Bruto	(6.102)	(2.848)	-	-	-	(8.950)	(2.848)
Participações, Doações, Subvenções, PEE, P&D, Universalização	(5.989)	23				(5.966)	23
Outros	(113)	(2.871)	-	-	-	(2.984)	(2.871)
Originadas da Receita	(113)	(2.871)	-	-	-	(2.984)	(2.871)
Ultrapassagem de demanda	(113)	(805)				(918)	(805)
Excedente de reativos		(1.953)				(1.953)	(1.953)
Diferença das perdas regulatórias						-	-
Outros		(113)				(113)	(113)
Outros	-	-	-	-	-	-	-

Política de reinvestimento e distribuição de dividendos

Aos acionistas é garantido estatutariamente um dividendo mínimo de 25% e dividendo adicional de 25%, calculados sobre o lucro líquido do exercício, ajustado em conformidade com a legislação societária vigente.

Entretanto, a Outorgada optou por pagar juros sobre o capital próprio, de acordo com o artigo 9 da Lei nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995, que permitiu a sua dedutibilidade, para fins de imposto de renda e contribuição social. No exercício de 2015, a Outorgada pagou a título de juros sobre o capital próprio o montante de R\$ 4.447 e (R\$ 1.510 em 2014). Além disso, a Outorgada constituiu reserva legal de 5% do lucro líquido do exercício, limitada a 20% do capital social.

4. Composição acionária

Em 31 de dezembro de 2015, o capital social da Outorgada era de R\$ 158.585 milhões, composto por R\$ 476.785.114 milhões de ações ordinárias, nominativas, sem valor nominal, e inexistência de emissão de certificados, todas de titularidade da DME Poços de Caldas Participações S.A. – DME.

5. Gestão

. Recursos humanos

Em 2015 a DME DISTRIBUIÇÃO S.A. investiu mais de 53 mil reais em treinamentos, dentre eles destacam-se a reciclagem da Norma Regulamentadora N° 10 teoria e prática com inclusão da NR35 que trata da situação do resgate em altura com participação de 110 empregados. Também foi realizado treinamento interno sobre procedimento operacional de trabalho em Redes Subterrâneas com aulas práticas e teóricas.

Foram também realizados treinamentos técnicos operacionais para equipamentos utilizados nas áreas técnicas, com monitoria interna e externa, conforme oferecido pelos fabricantes de cada equipamento. Assim como treinamentos em segurança, tais como acesso a espaço confinado, procedimento seguro para limpeza de janelas das usinas e no canal foram ministrados para os colaboradores envolvidos nas referidas tarefas.

Os gestores participaram de treinamentos sobre Modelo de Excelência em Gestão – MEG e Mapeamento de Processos.

Houve também palestra sobre ergonomia no posto de trabalho com os colaboradores, onde foram demonstradas as posturas corretas para cada atividade laboral e exercícios que devem ser executados para compensação da estrutura corporal após o tempo de atividade.

Foi proposto também um modelo de treinamento inovador, o Plano de Desenvolvimento Individual, onde mensalmente diversos temas foram divulgados para que cada colaborador acessasse o link apresentado e refletisse sobre assuntos variados. O recurso mais utilizado foi a divulgação de vídeos na área específica de treinamento na intranet, com possibilidade ilimitada de visualizações.

6. Responsabilidade social

No quadro abaixo estão relacionados os principais indicadores da concessionária.

Outorgada em números			
Atendimento	2014	2015	%
Número de consumidores	71.495	72.522	1,4%
Número de empregados	246	268	8,9%
Número de consumidores por empregado	291	271	-6,9%
Número de localidades atendidas	1	1	0,0%
Número de agências	1	1	0,0%
Número de postos de atendimento	12	12	0,0%
Número de postos de arrecadação	8	8	0,0%

Mercado	2014	2015	%
Área de concessão (km ²)	534	534	0,0%
Geração própria (GWh)	49	80	63,0%
Demanda máxima (MWh/h)	78	75	-3,8%
Distribuição direta (GWh)	423	401	-5,3%
Consumo residencial médio (kWh/ano)	119.274	118.340	-0,8%
Tarifas médias de fornecimento (R\$ por MWh)	0,23	0,37	58,9%
Total (exceto curto prazo)	380.294	358.875	-5,6%
Residencial	121.850	118.340	-2,9%
Comercial	82.778	81.447	-1,6%
Industrial	168.723	152.418	-9,7%
Rural	6.944	6.669	-4,0%
Suprimento	0	0	0,0%
DEC (horas)	2,09	1,53	-26,8%
População atendida - urbana (em milhares de habitantes)	158,4	159,7	0,8%
População atendida - rural (em milhares de habitantes)	3,9	4,0	0,8%
FEC (número de interrupções)	2,58	1,27	-50,8%
Número de reclamações por 10.000 habitantes	1.895	1.886	-0,5%
Operacionais	2014	2015	%
Número de usinas em operação	3	3	0,0%
Número de subestações	3	3	0,0%
Linhas de transmissão (km)	0	0	0,0%
Linhas de distribuição (km)	43	43	0,0%
Capacidade instalada (MW)	133	133	0,0%
Financeiros	2014	2015	%
Receita operacional bruta (R\$ mil)	165.743	242.559	46,3%
Receita operacional líquida (R\$ mil)	122.576	124.260	1,4%
Margem operacional do serviço líquida (%)	74,0%	51,2%	-30,7%
EBITDA	7.965	13.477	69,2%
Lucro líquido	81.095	16.587	-79,5%
Operacionais	2014	2015	%
Lucro líquido por lote de mil ações	243.810	49.870	-79,5%
Patrimônio líquido (R\$ mil)	265.071	228.664	-13,7%
Valor patrimonial do lote de mil ações	796.943	687.479	-13,7%
Rentabilidade do patrimônio líquido (%)	31	7	-76,3%
Endividamento do patrimônio líquido (%)	27	36	32,9%
Em moeda nacional (%)	-	-	0,0%
Em moeda estrangeira (%)	-	-	0,0%
Indicadores de performance	2014	2015	%
Salário médio dos funcionários (R\$ mil)	4.599	5.396	17,3%
Energia gerada/comprada por funcionário (MWh)	2	1	-13,1%
Energia gerada/comprada por consumidor (MWh)	0	0	0%
Retorno de ativos por unidade (R\$ mil)	0,41	0,37	-9,8%

Além disso, a Outorgada vem ao longo dos anos atuando de forma efetiva exercendo seu papel de empresa cidadã na comunidade local. Neste contexto, destacamos as ações voltadas para os diversos projetos sociais estabelecidos por meio de políticas, programas e práticas voltadas para o meio ambiente, o desenvolvimento econômico, social e cultural. Em 2015, por exemplo, a DMED investiu R\$ 90 mil em projetos incentivados.

Agradecimentos

Estendemos nossos agradecimentos aos Poderes Executivo e Legislativo Municipal pelo zelo e atenção nas tratativas às questões inerentes à DMED.

Da mesma forma, expressamos nossos agradecimentos aos fornecedores, prestadores de serviços, clientes e, em especial, aos funcionários das empresas DME, DMED e DMEE pelo comprometimento com os ideais e princípios defendidos pela Companhia e pelo empenho na concretização de todas as conquistas e feitos até aqui realizados.

Poços de Caldas, 30 de março de 2016.

A Administração.



RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

Aos Administradores e Acionista da
DME Distribuição S.A. - DMED
Poços de Caldas - MG

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da **DME Distribuição S.A. - DMED** (Companhia), que compreendem o balanço patrimonial regulatório em 31 de dezembro de 2015 e as respectivas demonstrações regulatórias do resultado, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas regulatórias.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações contábeis regulatórias:

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações contábeis regulatórias de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis aos agentes do setor elétrico supervisionadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis regulatórias livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Responsabilidade dos auditores independentes:

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis regulatórias com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelos auditores e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis regulatórias estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e divulgações apresentados nas demonstrações contábeis regulatórias. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis regulatórias, independentemente se causada por fraude ou erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis regulatórias da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria, que são apropriados nas circunstâncias, mas não para fins de expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações contábeis regulatórias tomadas em conjunto, consoante às diretrizes e procedimentos definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL para elaboração de referidas demonstrações.

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



Opinião sobre as Demonstrações Contábeis:

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis regulatórias acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da **DME Distribuição S.A. - DMED** em 31 de dezembro de 2015, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, aplicáveis aos agentes do setor elétrico supervisionadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Ênfases

Conforme mencionado na Nota Explicativa nº 8, a Companhia procede anualmente a avaliação atuarial do plano de Benefício Definido por ela patrocinado junto a SUPREV - Fundação Multipatrocinada de Suplementação Previdenciária, em conformidade com o previsto no CPC 33 (R1) – Benefícios a Empregados. A avaliação atuarial realizada indica que o Superávit apurado em referido plano é proveniente do excesso de contribuições por parte da patrocinadora e por esse motivo deve ser revertido em sua integralidade em favor da Companhia. Tendo em vista os estudos atuariais realizados, a Companhia reconheceu contabilmente em 31 de dezembro de 2013 o valor do superávit, cujo montante era de R\$ 8.970. Para 31 de dezembro de 2015, a avaliação atuarial estabeleceu que o valor a ser reconhecido contabilmente pela patrocinadora deveria corresponder, somente, a proporção de 50% do superávit apurado, até que haja manifestação favorável da PREVIC, gerando assim, um ajuste no valor anteriormente reconhecido, resultando em um saldo, naquela data, de R\$ 3.910. A realização deste valor depende de homologação e aprovação final do processo encaminhado pela Companhia à Superintendência Nacional de Previdência Complementar - PREVIC, em 21 de novembro de 2012.

Conforme mencionado na Nota Explicativa nº 11, em 15 de dezembro de 2004 foi lavrado pela Secretaria da Receita Federal do Brasil contra o então Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas - DME, auto de infração alegando o não recolhimento dos seguintes tributos e contribuições: IRPJ, CSLL, PIS e COFINS relativos aos anos de 1999 a 2004 e 2007 a 2010. Embora o risco de perda tenha sido considerado possível e remoto por seus assessores jurídicos, em exercícios anteriores a Companhia, de forma conservadora, reconheceu contabilmente provisão para contingências de referido auto de infração, no montante de R\$ 95.190. Em 2014, baseada em decisão final do CARF - Conselho Administrativo de Recursos Fiscais, favorável a Companhia, foi efetuada reversão de parte do valor provisionado, no montante de R\$ 77.331, valor este, reconhecido no resultado do exercício de 2014, sendo que a Companhia mantém provisionado em seus registros contábeis pelos seus valores históricos, o montante de R\$ 15.940, até que se conheça o desfecho dos Autos de Infração de 2007, 2008, 2009 e janeiro a abril de 2010.

Maringá - PR, 04 de março de 2016

BEZ Auditores Independentes S/S
CRC PR 5.010/O-2

Marco Antônio Harger Lückmann
Contador

CRC SC 023.456/O-6 T PR