

EMPRESA ENERGÉTICA DE MATO GROSSO DO SUL S.A. - ENERSUL
 CNPJ/MF nº 15.413.826/0001-50
 NIRE 54.300.000.566
 Companhia Aberta

Campo Grande - MS, 13 de fevereiro de 2014.

EMPRESA ENERGÉTICA DE MATO GROSSO DO SUL S.A. - ENERSUL

A administração da Companhia, ora sob intervenção da Agência Nacional de Energia elétrica – ANEEL, nos termos da Resolução Autorizativa da ANEEL n. 3.649, desde 31 de agosto de 2012, na pessoa do **Sr. Jerson Kelman**, designado para o exercício da função de **Interventor** na ENERSUL, conforme Resolução Autorizativa ANEEL nº 3.649 de 31 de agosto de 2012, prorrogada por 2 (dois) anos, conforme Resolução Autorizativa ANEEL nº 4.283/2013, e considerando o artigo 7º da Lei 12.767/2012, presta as seguintes informações:

I - DESTINAÇÃO DO RESULTADO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31/12/2013

A Empresa Energética do Mato Grosso do Sul S.A. – Enersul encerrou o exercício de 2013 com Prejuízo de R\$ 21,1 milhões, não apresentando resultados a destinar a seus acionistas. Portanto, a Companhia fica dispensada da apresentação das informações indicadas no Anexo 9-1-II da Instrução CVM nº 481/09, conforme decisão do Colegiado de 27 de setembro de 2011 (Processo CVM RJ2010-14687), ratificado pelo Item 2.4.2 (a) do Ofício-Circular/CVM/SEP/nº 01/2014, de 06 de fevereiro de 2014.

II - COMENTÁRIOS DOS ADMINISTRADORES

10.1. Os diretores devem comentar sobre:

a. Condições financeiras e patrimoniais gerais

Nos últimos três exercícios (2011, 2012 e 2013), a ENERSUL tem apresentado crescimento nas suas vendas (em GWh), a uma média anual de 6,3%. Essa média está abaixo do histórico nos últimos cinco anos que é de 7,0%, pois a variação de 2013 em relação a 2012 foi de 4,7% devido ao baixo desempenho da classe industrial que apresentou um crescimento de apenas 1,0% em 2013.

Valores em R\$ mil	2.011	2.012	2.013	Var.% 2012-2013	CAGR 2011-2013
Vendas em GWh	3.618	3.905	4.089	4,7%	6,3%
Número de consumidores	844.243	878.854	904.638	2,9%	3,5%
Receita operacional bruta	1.903.673	2.144.498	1.942.767	-9,4%	1,0%
Receita operacional líquida	1.334.601	1.517.353	1.463.120	-3,6%	4,7%
EBITDA (1)	363.070	183.060	193.593	5,8%	-27,0%
Margem Ebitda (%) (2)	27,2%	12,1%	13,2%	9,7%	-30,3%
Lucro (prejuízo) líquido	151.795	-16.395	-21.069	28,5%	-
Dívida financeira líquida (3)	542.278	546.183	434.968	-20,4%	-10,4%
Dívida financeira líquida / EBITDA	1,49	2,98	2,25	-24,7%	22,7%
Patrimônio líquido	788.245	687.502	666.081	-3,1%	-8,1%
Índice de endividamento (4)	40,8%	44,3%	39,5%	-10,8%	-1,5%

(1) EBITDA: Resultado antes dos Juros, Impostos, Ganhos/Perdas na Alienação/Desativação de bens e direitos, Depreciação e Amortização

(2) Margem EBITDA: EBITDA / Receita Operacional Líquida

(3) Dívida Financeira Líquida: Empréstimos, Financiamentos, Debêntures (-) Disponibilidades (inclui operações de swap)

(4) Índice de Endividamento: Dívida Líquida / (Dívida Financeira Líquida + Patrimônio Líquido)

Com relação ao número de consumidores, o crescimento do último ano foi menor que o da média histórica em função do baixo crescimento da classe rural, também em relação à média histórica

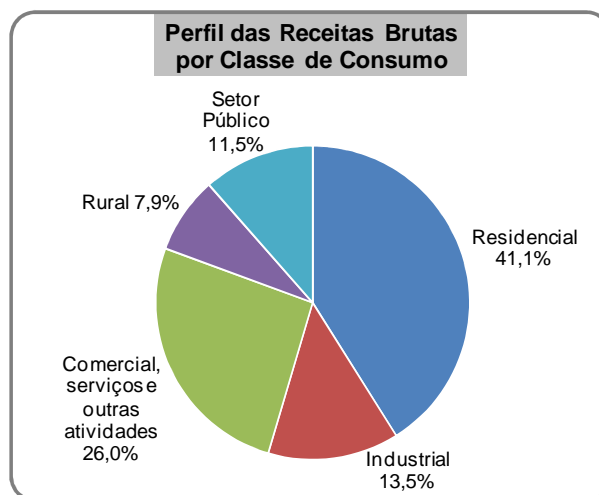
desta classe, tendo em vista a consolidação do programa Luz para Todos na área de concessão da empresa.

A receita operacional bruta da ENERSUL apresentou uma redução de 9,4%, passando de R\$ 2.144,5 milhões em 2012 para R\$ 1.942,8 milhões em 2013. A receita operacional líquida do exercício de 2013 foi de R\$ 1.463,1 milhões, apresentando um valor inferior de 3,6% em relação à receita verificada em 2012, essencialmente devido à redução tarifária de -19,10%, em janeiro, e da redução das tarifas devida à revisão de -3,17%, em abril de 2013. Reduziram o impacto destes reajustes tarifários o crescimento do mercado consumidor, a redução das perdas e da inadimplência.

É relevante destacar que a receita operacional da ENERSUL é composta pela (i) receita de fornecimento ao consumidor final, (ii) disponibilização de seu sistema de distribuição, (iii) fornecimento de energia para revenda (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - "CCEE"), (iv) receita de construção e (v) outras receitas. Todos esses itens, juntos, totalizaram R\$ 2.144,5 milhões durante o ano de 2013. A distribuição é a seguinte:

- (i) 73,18% são vendas ao consumidor final;
- (ii) 2,52% são receitas oriundas do uso da rede;
- (iii) 0,93% são receitas de vendas realizadas no ambiente da CCEE;
- (iv) 8,17% são receitas de construção (a receita de construção é um dos efeitos da adoção do IFRS – normas contábeis internacionais – e não constitui efeito real sobre o resultado operacional da companhia, uma vez que o valor exato registrado na receita é também registrado nos custos, resultando em um efeito zero em seu resultado operacional); e
- (v) 5,79% são outras receitas.

No gráfico a seguir, demonstramos a participação das vendas (em R\$) de cada uma das classes de consumo - principal fonte de receita da companhia, conforme classificação da Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"):



O custo do serviço de energia elétrica, composto de energia elétrica comprada para revenda e encargos do uso de sistema de transmissão, totalizou R\$ 738,8 milhões em 2013, o que representa um acréscimo de apenas 1,9% em relação aos R\$ 725,4 milhões de 2012. Esse custo da energia em 2013 foi reduzido pelo ressarcimento de R\$ 73,8 milhões repassados pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

O custo da operação foi de R\$ 416,8 milhões em 2013 e R\$ 432,1 milhões em 2012,

representando uma redução de -3,5%. Retirando-se o efeito do custo de construção - que não afeta o resultado operacional, uma vez que existe uma exata contrapartida na receita, como resultado da adoção ao IFRS – o custo da operação passou de R\$ 233,1 milhões em 2012 para R\$ 241,6 milhões em 2013, representando um aumento de 3,6%. A principal razão desta variação é devida pelo aumento nos custos com pessoal, devido às contratações para o processo de primarização de algumas atividades operacionais.

As despesas operacionais somaram R\$ 291,8 milhões em 2013 e R\$ 260,0 milhões em 2012, representando um aumento de 12,2%, influenciadas principalmente pelo registro da provisão para perdas de R\$ 61,8 milhões relativo aos saques feitos pelo Banco Daycoval nas aplicações da Companhia.

O EBITDA da companhia aumentou de R\$ 183,1 milhões em 2012 para R\$ 193,6 milhões em 2013, representando um incremento de 5,8%, conforme pode ser verificado na tabela abaixo:

Composição do EBTIDA (R\$ mil)	2011	2012	2013	Var.% 2012-2013	CAGR 2011-2013
Lucro líquido	151.795	-16.395	-21.069	28,5%	-
Imposto de Renda e Contribuição Social s/ Lucro Líquido	62.865	6.957	-4.696	-167,5%	-
Resultado financeiro	72.279	109.325	41.508	-62,0%	-24,2%
Depreciação e Amortização (1)	74.000	86.814	75.659	-12,8%	1,1%
EBTIDA	360.939	186.701	91.403	-51,0%	-49,7%
(Ganho) / perda na alienação de bens e direitos (2)	-3.051	-1.048	-1.594	52,1%	-27,7%
Perda na desativação de bens e direitos (3)	7.078	39.511	25.887	-34,5%	91,2%
(Ganho) / perda no ajuste do VNR (4)	-	-40.029	17.205	-143,0%	-
Outros (5)	-1.896	-2.075	60.693	-3024,7%	-
EBTIDA AJUSTADO	363.070	183.060	193.593	5,8%	-27,0%

(1) Depreciação e amortização: resultado obtido a partir das demonstrações dos fluxos de caixa;

(2) Refere-se à diferença entre o valor residual contábil e o preço de mercado do bem;

(3) Refere-se à diferença entre o valor residual contábil e o valor novo de reposição do material em estoque;

(4) Resultado apurado pelo ajuste do saldo do ativo financeiro, a ser indenizado ao final da concessão, ajustado pelo Valor Novo de Reposição (VNR), conforme Lei 12.783/13 (MP 579);

(5) Outros resultados que não afetam o caixa operacional.

O resultado financeiro negativo de R\$ 41,5 milhões apurado em 2013 apresentou uma redução significativa de 62,0% na comparação com os R\$ 109,3 milhões registrados em 2012, motivado principalmente pela redução nas despesas com juros e multas no montante de R\$ 41,1 milhões.

	2011	2012	2013
Numerário e Aplicações	116.142	67.707	83.627
Circulante			
Empréstimos, Financiamentos e encargos	-110.951	-132.245	-139.357
Longo Prazo			
Empréstimos, Financiamentos e encargos	-547.469	-481.645	-379.238
DÍVIDA LÍQUIDA	-542.278	-546.183	-434.968
Dívida Líquida / EBTIDA	1,5	3,0	2,2

Embora a dívida financeira líquida tenha crescido um pouco em 2012 comparado a 2011, ela foi reduzida substancialmente passando de R\$ 546,3 milhões em 2012 para R\$ 434.968 em 2013, uma variação de - 20,8%.

A relação Dívida Financeira Líquida por EBITDA teve uma variação de -24,7% em 2013 comparado a 2012, demonstrando que a ENERSUL tem honrado regularmente com as obrigações assumidas nos seus contratos com as instituições financeiras. Vale ressaltar que os contratos financeiros da companhia exigem uma relação máxima de 3,0 (ou 4,0) vezes entre dívida financeira líquida e EBITDA (*covenant* financeiro), o que também tem sido honrado.

O quadro abaixo apresenta alguns dos principais indicadores operacionais utilizados pela administração da ENERSUL para avaliação de seu desempenho operacional. De fato não há um parâmetro rígido e absoluto que se possa adotar para o setor de energia elétrica como um todo, visto que cada uma das distribuidoras do país possui suas peculiaridades (especialmente geográficas e sociais), fazendo com que cada uma tenha suas próprias necessidades de investimento e contratação de pessoal. Assim sendo, o que norteia a administração da companhia, neste caso, é a evolução dos índices ao longo dos anos, além dos limites exigidos pelas instituições financeiras credoras da ENERSUL, conforme comentado no parágrafo sobre a variação da dívida Financeira Líquida.

Indicadores	2011	2012	2013	Var.%	
				2012-2013	2011-2013
Consumidor por empregado	849	804	791	-1,6%	-3,5%
Consumo (MWh) por empregado	3.640	3.567	3.572	0,2%	-0,9%
Consumo (MWh) por consumidor	4,3	4,4	4,5	1,7%	2,6%
Receita bruta (R\$ mil) por empregado	1.915	1.742	1.700	-2,4%	-5,8%
Receita bruta (R\$ mil) por consumidor	2,3	2,2	2,1	-0,9%	-2,4%

Ao longo dos últimos três exercícios estes indicadores foram afetados pelos seguintes fatos:

- (i) Consumidor por empregado e Consumo por empregado foram afetados pelo aumento de colaboradores, num primeiro momento na consolidação da primarização de diversas atividades e num segundo momento para concretizar a autonomia da empresa em relação à holding do grupo Rede;
- (ii) Receita Bruta por empregado e Receita Bruta por consumidor foram afetados num primeiro momento pelo aumento de empregados, conforme mencionado, e num segundo momento pelas reduções tarifárias ocorridas no ano de 2013.

A estrutura de capital da ENERSUL, medida por meio da razão entre capital de terceiros por capital de terceiros mais capital próprio, registrou uma redução no período, apesar do aumento pontual ocorrido em 2012, o que significa que, proporcionalmente, a Companhia diminuiu a sua parcela de capital de terceiros em relação ao seu patrimônio líquido, conforme demonstrado abaixo.

Valores em R\$ mil	2011	2012	2013	Var.%	
				2012-2013	2011-2013
Capita de Terceiros (1)	658.420	613.890	518.595	-15,5%	-11,3%
Capital Próprio (2)	788.245	687.501	666.081	-3,1%	-8,1%
Índice de Endividamento Bruto (3)	45,5%	47,2%	43,8%	-7,2%	-1,9%

(1) Empréstimos, financiamentos, swap e arrendamento mercantil (dívida bruta)

(2) Patrimônio Líquido

(3) Capital de terceiros / (capital de terceiros + patrimônio líquido)

Nesse contexto, a diminuição do endividamento financeiro bruto (aqui não há redução das disponibilidades em caixa e aplicações) foi significativa entre os anos de 2011 e 2013. Não houve aumento de capital nesses três anos, de forma que o capital social manteve-se constante em R\$ 533,5 milhões. Observa-se que o capital próprio (patrimônio líquido) vem caindo anualmente devido à redução constante das reservas de lucro.

i. Hipóteses de resgate

Não há possibilidade de resgates de ações de emissão da companhia além das legalmente previstas.

ii. Fórmula de cálculo do valor de resgate

Não há possibilidade de resgates de ações de emissão da companhia além das legalmente previstas.

c. Capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

Ao final de 2011 a Empresa foi afetada por problemas de liquidez de sua controladora. A empresa Holding passou a ter dificuldade de acesso a crédito em razão da crise internacional e simultaneamente por notícias da busca de necessidade de capitalização, ou até mesmo venda do controle acionário, o que fez cessar a oferta de créditos para rolagem de suas dívidas.

As dificuldades de créditos acabaram por inviabilizar, entre novembro de 2011 e fevereiro de 2012 o pagamento de energia comprada de Itaipu, encargos setoriais e tributários, e o serviço da dívida com a Eletrobrás cujo valor total, sem acréscimos moratórios totalizaram R\$ 105.106 mil.

Com esta situação caótica, o recolhimento dos encargos setoriais e tributários, energia comprada de Itaipu e o serviço da dívida com a Eletrobrás, somente foram normalizados a partir de março de 2012, sem entretanto saldar os meses em atraso, o que ocorreu somente em 18 de julho de 2012, através de parcelamento dos encargos setoriais e o pagamento da energia comprada de Itaipu.

A situação econômico financeira da ENERSUL em 31 de agosto de 2012 era de falta de recursos que permitissem o pagamento integral de seus compromissos previstos para o mês de setembro, situação que veio a se concretizar no dia 10 de setembro, quando a Empresa deixou de pagar os encargos setoriais relativos a CCC e CDE no valor de R\$ 6.060 mil e de energia comprada de Itaipu no valor de R\$ 2.483 mil, totalizando R\$ 8.543 mil, cujo pagamento somente foi possível no dia 28 de setembro, quando a ENERSUL conseguiu renegociar com o Bradesco a postergações da parcela do serviço da dívida, no valor de R\$ 29.576 mil para o final do contrato em 2018. Em dezembro de 2013, a ENERSUL voltou a negociar com o Bradesco a postergação da parcela de principal do financiamento no valor de R\$ 17.449 mil, que venceria em 19/12/2013. O Bradesco concordou em prorrogá-la para 19/03/2014.

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, através do Despacho nº 213 de Janeiro de 2013, autoriza a Eletrobrás a suspender a cobrança dos encargos Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC, Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, Reserva Global de Reversão – RGR e Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, bem como financiamentos com recursos da RGR, vencidos e a vencer — não incluídos aqueles que se encontram em execução — até que sobrevenha o termo final da intervenção. No mesmo despacho, são indeferidos os pedidos de parcelamento dos encargos CCC, CDE, RGR e PROINFA, formulados pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica sob intervenção, pertencentes ao Grupo Rede Energia.

Em 2013 a receita da ENERSUL foi impactada significativamente pelas medidas de redução tarifária determinadas pela Aneel nos meses de janeiro e abril. Essas reduções tarifárias, em janeiro, de 19,10% (média) e em abril, de 3,17% (média), diminuíram de maneira expressiva as receitas da Companhia neste exercício, que aliada a constituição de provisão para perdas do montante sacado pelo banco Daycoval em fevereiro de 2012, de suas aplicações financeiras, determinaram o resultado negativo de 2013.

Em função das dificuldades impostas por estas reduções de receitas e das restrições decorrentes do prolongamento do processo de recuperação judicial do grupo controlador, o equilíbrio financeiro somente foi alcançado com a suspensão, autorizada pela ANEEL, dos pagamentos relativos aos

encargos e empréstimos de RGR citados anteriormente.

Embora alguns contratos de empréstimos e financiamentos da ENERSUL possuam cláusula de vencimento antecipado, por força de eventos que envolvam sua controladora (como o pedido de “Recuperação Judicial”), nenhum deles declarou vencimento antecipado. A ENERSUL tem honrado regularmente com as obrigações assumidas nos seus contratos com as instituições financeiras.

Assim, com o apoio dos credores foi possível honrar os contratos de empréstimos e administrar sem sobressaltos o serviço da dívida da ENERSUL. Não houve interrupção temporária de pagamentos.

d. Fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas

As principais fontes de recursos utilizadas pela companhia são: (1) Eletrobrás – a Eletrobrás fornece uma taxa de juros subsidiada que varia de 5% a 8% ao ano e prazos de amortização entre 60 e 120 meses, para fins de investimentos em programas governamentais; (2) Financiamento de obras oriundo de contrato firmado com o Banco do Brasil, a ser amortizado em 108 parcelas mensais, com juros de 11,2% ao ano e com garantias da receita de arrecadação e aval da controladora. Financiamento para aquisição de veículos com Banco Volkswagen, a ser amortizado em 36 parcelas mensais, com juros que variam de 11,88% a 17,18% ao ano, pré-fixados; (3) Cédulas de crédito Bancário firmadas com bancos diversos, em sua maioria com juros que incidem 100% da variação do CDI, com prazos variados, tendo como garantia a cessão fiduciária de direitos creditórios.

e. Fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez

Até o fechamento deste Formulário, não há novas fontes de capital de giro e financiamento previstas.

f. Níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda:

O saldo consolidado das contas contábeis de empréstimos, financiamentos, leasing e operações de swap da Companhia foi de R\$ 518,6 milhões em 31 de dezembro de 2013, R\$613,9 milhões em 31 de dezembro de 2012 e R\$658,4 milhões em 31 de dezembro de 2011. Esse saldo, líquido de caixa, aplicações e sub-rogação CCC foi de R\$ 435,0 milhões em 31 de dezembro de 2013, R\$546,2 milhões em 31 de dezembro de 2012 e R\$542,3 milhões em 31 de dezembro de 2011.

O saldo dos empréstimos, financiamentos, leasing e encargos de dívidas passou de R\$ 657,9 milhões em 2011 para R\$ 613,9 milhões em 2012, representando uma redução de 6,7%. Do total, 99,9% são dívidas em moeda nacional e 0,1% em moeda estrangeira e, 22% do endividamento financeiro é de curto prazo (vencimento em um ano) e 78% no longo prazo.

O saldo dos empréstimos, financiamentos, leasing e encargos de dívidas passaram de R\$ 613,9 milhões em 2012 para R\$ 518,6 milhões em 2013, representando uma redução de 15,5%. Do total, 99,2% são dívidas em moeda nacional e 0,8% em moeda estrangeira e, 26,9% do endividamento financeiro é de curto prazo (vencimento em um ano) e 73,1% no longo prazo.

O saldo da dívida, líquido de caixa e aplicações foi de R\$ 542,3 milhões em 31 de dezembro de 2011, R\$ 546,2 em 31 de dezembro de 2012 e R\$ 435,0 milhões em 31 de dezembro de 2013.

(i) Contratos de empréstimo e financiamento relevantes

São demonstradas abaixo as características das principais dívidas em 31 de dezembro de 2013:

Moeda Nacional:

(1) **Eletrobrás:** contratos firmados pela Companhia, para fins de investimentos, conforme detalhados abaixo:

- **IRDs (Instrumento de Reconhecimento de Débito):** recursos oriundos de repasse do Governo Federal, que constitui financiamento do Fundo Federal de Eletrificação à Concessionária, com amortização em 80 parcelas trimestrais iguais e taxa de juros de 8% ao ano e término em maio/2022.
- **Programa Luz no Campo:** ECF nº 1.975/2000 no valor de R\$ 25.608, com recursos para financiamento do Programa de Eletrificação Rural que integra o Programa Luz no Campo 1ª etapa, com juros de 6% ao ano, com amortização em 120 parcelas e término em julho de 2012. ECF nº 2.162/2002 no valor de R\$ 1.500 relativo à 2ª etapa, com juros de 5% ao ano, com amortização em 120 parcelas e término em junho/2015.
- **Programa Luz para Todos:** empréstimos tomados para a implementação do Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica “Luz para Todos”, instituído pelo Decreto nº 4.873, de 11/11/2003, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e operacionalizado pela Eletrobrás, com recursos originários da Reserva Global de Reversão - RGR. A amortização do contrato será em 120 parcelas mensais e sucessivas, com carência de 24 meses, vencendo a última parcela em março/2022, com taxas de juros de 5% ao ano.
Em agosto/2011 houve liberação da 1ª parcela e em agosto/2013 a 2ª e última parcela do contrato ECF nº 2.943/2011, provindo dos recursos da RGR e trata do Programa Nacional de Iluminação Pública Eficiente. A amortização do contrato será em 60 parcelas mensais e sucessivas, com carência de 24 meses, vencendo a última parcela em setembro/2018, com taxas de juros de 5% ao ano.

(2) **Investimentos:**

- **Volkswagem:** Financiamentos de aquisição de veículos no valor de R\$ 1.968 a ser amortizado em 36 parcelas mensais iguais e consecutivas, com juros que variam de 11,88% a 17,18% ao ano, pré fixados, e término do último contrato em 26/6/2015, garantidos por aval.

(3) **Capital de giro:**

- **Banco Bradesco S.A:** contrato na modalidade de Cédulas de Crédito Bancário firmando em setembro/2008 no valor total de R\$ 550.000 para pagamento de dívidas e investimentos na própria emitente. Sobre o valor do empréstimo incidem juros de 100% da variação da taxa CDI acrescido de 3% ao ano, capitalizados diariamente. Principal vencível em 32 parcelas trimestrais, sendo a primeira em dezembro/2010 e a última em setembro/2018 e juros semestrais durante a carência, vencíveis a partir de março/2009 a setembro/2010. Garantia com alienação fiduciária sob condições suspensiva de ações ordinárias de emissão da emitente, alienação fiduciária de ações ordinárias de emissão da Caiuá Distribuição de Energia S.A. e cessão fiduciária dos direitos creditórios em montante igual de 5,23% da receita líquida mensal da emitente. Em setembro/2008 foi utilizado o valor de R\$ 126.626 para a quitação antecipada de contratos de empréstimos junto ao BNDES por meio do Banco Alfa e aos Bancos do Brasil e Santander Banespa, em outubro/2008 foi utilizado o valor de R\$ 364.197 para recompra das debêntures, em fevereiro, maio e julho de 2009 foi utilizado o valor total de R\$ 69.694 para investimentos. Esta operação tem taxa de juros efetiva de CDI + 3,96% a.a. em função do custo de transação, pagos antecipadamente e apropriados mensalmente ao resultado, conforme CPC 08 - R1 (Custos de Transação e Prêmios na Emissão de Títulos e Valores Mobiliários).

- **HSBC Bank Brasil S.A.:** contrato na modalidade de Cédulas de Crédito Bancário firmado em setembro/2011 no valor total de R\$ 80.000 a ser utilizado como capital de giro, a ser pago em 54 parcelas mensais após carência de 6 meses, vencendo a última parcela em setembro/2016, operação contratada ao custo de 3,5% ao ano acima da variação do CDI, tendo como garantia a cessão fiduciária dos direitos creditórios.
- **Banco Original S.A.:** Contrato na modalidade de Cédula de Crédito Bancário firmado em junho/2012 no valor total de R\$ 25.362 a ser utilizado como capital de giro, a ser pago em 24 parcelas mensais, vencendo a última parcela em maio/2014, operação contratada ao custo Pré fixado de 34,49% ao ano, tendo como garantia alienação fiduciária de bem imóvel e cessão fiduciária de direitos creditórios.

Moeda Estrangeira:

- **Tesouro nacional:** Banco do Brasil S.A. – reestruturação da dívida externa, com garantias do Tesouro Nacional, contratos assinados em março/1997 com taxas de juros pré que variam de 6,2% a 8,2% a.a. e taxas que variam de 0,81% a 0,88% ao ano mais taxa Libor semestral e variação cambial, com amortização semestral, e a data do último vencimento será em abril/2024, com garantias de aval do Governo do Estado, receita própria e depósito caução de parte da dívida, atualizado mediante aplicação da média ponderada das variações dos preços dos “Bônus de Zero Cupom do Tesouro dos Estados Unidos da América” (“US\$ Treasury Zero Coupon Bond”) cujo saldo em 31/12/2013 era de R\$ 10.256 (R\$ 9.775 em 31/12/2012).

(ii) outras relações de longo prazo com instituições financeiras

Além das operações discriminadas no Item 10.1(f.i), acima, não há mais operações a destacar.

(iii) Grau de Subordinação entre as dívidas

O saldo do endividamento financeiro da Companhia em 31 de dezembro de 2013 era de R\$ 536,1 milhões, assim segmentados: (i) R\$513,5 milhões ou 95,8% de garantias reais por meio de recebíveis; (ii) R\$14,7 milhões ou 2,7% por depósito caução,(iii) R\$3,8 milhões ou 0,7% de garantias pelo próprio bem e (iv) R\$4,2 milhões ou 0,8% de garantias quirográficas, ou seja, livres de garantias.

(iv) Eventuais restrições impostas ao emissor, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário.

Alguns contratos de empréstimos e financiamentos da ENERSUL possuem cláusula de vencimento antecipado, por força de eventos que envolvam sua controlada (como o caso do pedido de Recuperação Judicial). Para evitar inadimplemento cruzado (cross default) de contratos celebrados entre as diversas Concessionárias e seus credores, resultando em potencial declaração de vencimento antecipado e na descontinuidade do serviço público, devido ao comprometimento do fluxo de caixa da ENERSUL, em outubro de 2012, foi assinado um “Termo de Entendimentos” entre as Concessionárias controladas pela Rede Energia (em Recuperação Judicial) e seus credores. Isso afasta o risco de pedidos de vencimento antecipado, em razão de eventos dessa natureza, até o final da Intervenção.

Ao longo de 2013 foi mantido o termo de compromisso de não exercício das cláusulas contratuais de vencimento antecipado das dívidas da empresa por eventos exclusivos das controladoras, que ficou conhecido como “Termo de Cross Default”. O último Aditamento ao Termo ocorreu em 15/09/2013, após a homologação judicial do Plano de Recuperação.

Covenants Financeiros

A Companhia possui contratos financeiros em que constam restrições financeiras ("covenants"). Essas restrições obrigam a Companhia a manter seus resultados financeiros dentro de certos limites, sob pena de o credor decretar vencimento antecipado do contrato. A seguir, relacionamos os covenants financeiros atualmente vigentes:

Banco Bradesco

- Dívida líquida / EBITDA deve ser menor do que 4,00

Banco HSBC

- Dívida líquida / EBITDA deve ser menor do que 3,00

Eletrobras

- Novos Compromissos Financeiros Conjuntos deve ser menor que 5% Total Ativo
- Novos Compromissos Financeiros Isolados deve ser menor que 5% Total Ativo Fixo
- Endividamento deve ser menor que 66% Ativo Fixo

ELETROBRAS - Contrato ECFS-338-2013

- Dívida líquida / EBITDA deve ser menor do que 3,00

A apuração dos covenants, com base nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2013 não apontou o descumprimento de nenhum covenant, permanecendo todos os indicadores financeiros "in compliance".

g. Limites de utilização dos financiamentos já contratados

Os financiamentos já contratados foram integralmente utilizados.

h. Alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

Resultados Operacionais

Análise dos Resultados do Exercício Social Encerrado em 31 de dezembro de 2013, comparados com o Exercício Social Encerrado em 31 de dezembro de 2012.

Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta da ENERSUL apresentou uma redução de -9,4%, passando de R\$ 2.144,5 milhões em 2012 para R\$ 1.942,8 milhões em 2013. A receita operacional líquida do exercício de 2013 foi de R\$ 1.463,1 milhões, representando uma redução de -3,6% em relação à receita verificada em 2012. O impacto da redução tarifária foi compensado em parte pelo aumento da energia distribuída e pelos ressarcimentos, via CDE dos descontos tarifários e pela exposição térmica.

Custo do Serviço

O custo do serviço de energia elétrica, composto de energia elétrica comprada para revenda e encargos do uso de sistema de transmissão, totalizou R\$ 738,8 milhões em 2013, o que representa um acréscimo de apenas 1,9% em relação aos R\$ 725,4 milhões de 2012. Esse custo da energia em 2013 foi reduzido pelo ressarcimento de R\$ 73,8 milhões repassados pela CDE.

Custo da Operação

O custo da operação foi de R\$ 416,8 milhões em 2013 e R\$ 432,1 milhões em 2012, representando uma redução de -3,5%. Retirando-se o efeito do custo de construção - que não afeta o resultado operacional, uma vez que existe uma exata contrapartida na receita, como resultado da adoção ao IFRS – o custo da operação passou de R\$ 233,1 milhões em 2012 para R\$ 241,6 milhões em 2013, representando um aumento de 3,6%. A principal razão desta variação é devida pelo aumento nos custos com pessoal, devido às contratações para o processo de primarização de algumas atividades operacionais.

Despesas Operacionais

As despesas operacionais somaram R\$ 291,8 milhões em 2013 e R\$ 260,0 milhões em 2012, representando um aumento de 12,2%, influenciadas principalmente pelo registro da provisão para perdas de R\$ 61,8 milhões relativo aos saques feitos pelo Banco Daycoval nas aplicações da Companhia.

EBITDA

O EBITDA da companhia aumentou de R\$ 183,1 milhões em 2012 para R\$ 193,6 milhões em 2013, representando um incremento de 5,8%.

Resultado Líquido

O prejuízo líquido do exercício de 2013 foi de R\$ 21,1 milhões, registrando um aumento de 28,5% em relação ao prejuízo de R\$ 16,4 milhões em 2012, resultado da constituição de provisão para perdas do montante sacado pelo banco Daycoval em fevereiro de 2012, de suas aplicações financeiras.

Análise dos Resultados do Exercício Social Encerrado em 31 de dezembro de 2012, comparados com o Exercício Social Encerrado em 31 de dezembro de 2011.

Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta da ENERSUL apresentou um aumento de 9,2%, passando de R\$1.903,7 milhões em 2011 para R\$2.144,5 milhões em 2012, influenciado principalmente pelo: (i) aumento de 7,9% nas vendas em MWh; e (ii) aumento de 5,6% no preço médio de venda ao consumidor final (receita de vendas em R\$ dividida pelas vendas em MWh). Desconsiderando-se portanto, a receita de construção, que é parte dos efeitos da adoção do IFRS (International Financial Report Standard), Normas Internacionais de Contabilidade, e que não constitui efeito real sobre o resultado operacional da companhia, uma vez que esse mesmo valor aparece no custo de operação, resultando em efeito zero no EBITDA, a receita bruta registrou um expressivo aumento de 12,2%, passando de R\$1.733,2 milhões em 2011 para R\$1.945,5 milhões em 2012.

Custo do Serviço

O custo do serviço de energia elétrica, composto de energia elétrica comprada para revenda e encargos do uso de sistema de transmissão e distribuição, totalizou R\$725,4 milhões em 2012, o que representa um acréscimo de 25,6% em relação aos R\$577,6 milhões de 2011, principalmente devido ao aumento de 41,8% da demanda na classe de consumo residencial, aumento de 25,8% na classe de consumo comercial e o aumento do preço médio de compra de energia elétrica em 26,8%.

Custo da Operação

O custo da operação foi de R\$ 431,7 milhões em 2012 e R\$ 360,4 milhões em 2011, representando um aumento de 19,8%. Retirando-se o efeito do custo de construção - que não afeta o resultado operacional, uma vez que existe uma exata contrapartida na receita, como resultado da adoção ao IFRS – o custo da operação passou de R\$ 190,0 milhões em 2011 para R\$ 232,7 milhões em 2012, representando um aumento de 22,5%, variação essa, influenciada significativamente pelo aumento de 34,1% nos custos com pessoal devido ao processo de primarização de diversas atividades.

Despesas Operacionais

As despesas operacionais registraram um aumento de 137,5%, passando de R\$109,7 milhões em 2011 para R\$260,4 milhões em 2012, principalmente devido ao item de outras despesa que passou de R\$ 10,0 milhões em 2011 para R\$ 165,0 milhões em 2012. Este acréscimo em outras despesas operacionais foi ocasionado principalmente por ajustes nas contingencias judiciais e da provisão créditos de liquidação duvidosa – PCLP.

EBITDA

Considerando-se portanto os comentários sobre os resultados da receita operacional, custo do serviço de energia elétrica, bem como os custos e despesas operacionais, a ENERSUL encerrou o exercício de 2012 com um EBITDA Ajustado de R\$ 183,6 milhões, representando uma redução de 49,6% em relação aos R\$ 363,1 milhões de 2011.

Resultado Líquido

No ano de 2012 foi apurado um prejuízo de R\$16,4 milhões, ocasionado principalmente por ajustes em diversos itens, tais como contingencias judiciais, provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD, atualização e contabilização dos valores a serem devolvidos aos consumidores do programa de universalização.

Principais Alterações nas Contas Patrimoniais

Contas patrimoniais em 31 de dezembro de 2013 comparadas com 31 de dezembro de 2012

Ativo Circulante

Numerário Disponível e Aplicações No Mercado Aberto

Em 31 de dezembro de 2013, nosso numerário disponível e aplicações no mercado aberto totalizam R\$83,0 milhões, comparado aos R\$65,9 milhões em 31 de dezembro de 2012, apresentam um aumento de 26%, recuperando-se parcialmente dos saques que o Banco Daycoval e o BIC Banco fizeram da conta corrente da Enersul de aproximadamente R\$82.000 mil para quitação de financiamentos feitos pela Holding em 2012.

Consumidores

Em 31 de dezembro de 2013 o saldo da conta de consumidores foi de R\$260,8 milhões,

comparados com R\$325,9 milhões em 31 de dezembro de 2012. Esta diminuição de R\$65,1 milhões ou -20,0% ocorreu, principalmente, em virtude da redução do faturamento decorrente das reduções tarifárias de 2013 e da melhoria da eficácia da arrecadação.

O saldo da perda no valor recuperável em 31 de dezembro de 2013, de R\$73,8 milhões, comparados com R\$66,2 milhões em 31 de dezembro de 2012, representando um aumento de 11,6% (R\$7,7 milhões) ocasionado principalmente por ajustes na provisão para créditos de liquidação duvidosa – PCLP.

Impostos e Contribuições Sociais a Compensar

Em 31 de dezembro de 2013, o montante de tributos e contribuições sociais a compensar corresponde a R\$38,0 milhões, comparado aos R\$34,2 milhões de 31 de dezembro de 2012. Tal aumento de R\$3,8 milhões ou 11,0% ocorreu principalmente devido ao aumento dos saldos negativos de imposto de renda e contribuição social apurados na declaração de ajuste anual e a redução do valor de ICMS a compensar na aquisição de bens do ativo intangível que será recuperado em até 48 meses.

Ativo Não Circulante

Consumidores

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo da conta de consumidores foi de R\$47,5 milhões, comparados aos R\$47,3 milhões em 31 de dezembro de 2012. Mantendo-se praticamente invariável com aumento de R\$ 0,2 milhões ou 0,5%.

Partes Relacionadas

Em 31 de dezembro de 2013, nosso ativo não circulante de partes relacionadas contabilizava R\$9,0 milhões referentes a empresas relacionadas, comparados aos R\$8,3 milhões em 31 de dezembro de 2012, representando um aumento de R\$0,6 milhões ou 7,7%. Refere-se a cessão parcial do contrato de compra e venda de participações societárias entre a coligada Rede Power e a CELPA, no valor total de R\$ 8,1 milhões para quitação parcial do contrato de mútuo conforme Plano de Recuperação aprovado pela Assembléia Geral de Credores realizada em 1/9/2012.

Depósitos Judiciais

Em 31 de dezembro de 2013, nossos depósitos judiciais contabilizam R\$41,8 milhões, comparados aos R\$ 109,9 milhões em 31 de dezembro de 2012, representando uma redução de R\$ 68,1 milhões ou 61,9%. Tal redução se deve em grande parte ao encerramento de processos, em especial referentes ao PIS de R\$ 45,7 milhões.

Tributos e Contribuições Sociais a Recuperar

Em 31 de dezembro de 2013, nossos tributos a recuperar totalizaram R\$17,6 milhões, comparados aos R\$13,9 milhões em 31 de dezembro de 2012. Esse aumento de R\$3,7 milhões ou 26,8% foi principalmente decorrente do aumento do ICMS a compensar apurado na aquisição de bens do ativo intangível que será recuperado em até 48 meses.

Ativo Intangível e Ativo Financeiro dos Contratos de Concessão

O total dos ativos intangíveis e financeiros em 2013 foi de R\$1.063,2 milhões, o que representa

um aumento de 1,5% (R\$15,8 milhões) em relação aos R\$1.047,4 milhões de 2012, principalmente devido ao incremento de R\$32,6 milhões no ativo financeiro, que é a parcela indenizável ao final da concessão, e uma redução do ativo intangível de R\$ 16,8 milhões devido à maior amortização dos bens da concessão.

Outros Ativos

O saldo da conta outros ativos foi de R\$6,5 milhões em 31 de dezembro de 2013 e R\$72,4 milhões em 31 de dezembro de 2012, representando uma variação de R\$65,9 milhões, principalmente em razão da constituição de provisão para perdas do montante de R\$ 61,8 milhões sacado pelo Banco Daycoval em fevereiro de 2012 e que havia sido lançado em 2012 como recursos da empresa uma vez que entendeu que o direito de ressarcimento do montante seria líquido e certo.

Passivo Circulante

Fornecedores

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo da conta de fornecedores era de R\$118,0 milhões, comparados aos R\$124,5 milhões em 31 de dezembro de 2012, representando uma redução de R\$6,5 milhões ou 5,3%, principalmente devido à redução de R\$5,2 milhões nos fornecedores de materiais e serviços.

Obrigações Fiscais

Nossos impostos, contribuições sociais e parcelamentos totalizaram R\$65,6 milhões em 31 de dezembro de 2013 e R\$74,4 milhões em 31 de dezembro de 2012, representando uma redução de 11,8% (R\$8,8 milhões). Essa variação foi principalmente decorrente do pagamento de R\$11,8 de obrigações estaduais.

Empréstimos, Financiamentos e Arrendamento Mercantil

Nossos empréstimos, financiamentos e arrendamento mercantil totalizaram R\$138,9 milhões em 31 de dezembro de 2013 e R\$129,7 milhões em 2012, representando um aumento de 5,4% (R\$7,1 milhões). Esse aumento ocorreu principalmente devido ao aumento dos pagamentos de empréstimos e financiamentos realizados junto à Eletrobrás para fins de investimentos.

Taxas Regulamentares

Nossos compromissos relativos às taxas regulamentares totalizaram R\$ 45,9 milhões em 31 de dezembro de 2013 e R\$ 11,6 milhões em 31 de dezembro de 2012, representando um aumento de 295,0% (R\$ 34,3 milhões). A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, através do Despacho nº 213 de Janeiro de 2013, autorizou a Eletrobrás a suspender a cobrança dos encargos Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC, Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, Reserva Global de Reversão – RGR e Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, bem como financiamentos com recursos da RGR, vencidos e a vencer — não incluídos aqueles que se encontram em execução — até que sobrevenha o termo final da intervenção. No mesmo despacho, são indeferidos os pedidos de parcelamento dos encargos CCC, CDE, RGR e PROINFA, formulados pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica sob intervenção, pertencentes ao Grupo Rede Energia.

Passivo Não Circulante

Obrigações Fiscais

Nossos impostos, contribuições sociais e parcelamentos totalizaram R\$44,1 milhões em 31 de dezembro de 2013 e R\$60,4 milhões em 31 de dezembro de 2012, representando uma redução de 27,1%% (R\$16,4 milhões). Essa redução foi principalmente decorrente do pagamento dos parcelamentos do PIS, COFINS, IRPJ e CSLL, deferidos em março de 2012 pela a Receita Federal. O montante será quitado em 60 parcelas, corrigidas pela taxa SELIC.

Empréstimos, Financiamentos, Debêntures e Arrendamento Mercantil

Nossos empréstimos, financiamentos e arrendamento mercantil de longo prazo totalizaram R\$379,2 milhões em 31 de dezembro de 2013 e R\$481,6 milhões em 31 de dezembro de 2012, representando uma redução de 21,3% (R\$102,4 milhões) principalmente devido aos pagamentos realizados em 2013 sem a contratação de novos empréstimos.

Partes Relacionadas

Em 31 de dezembro de 2013, nosso passivo não circulante de partes relacionadas contabilizava R\$49,2 milhões, comparados aos R\$56,3 milhões em 31 de dezembro de 2012, apresentando uma redução de R\$7,1 milhões ou 12,7%. Essa redução ocorreu principalmente do pagamento das parcelas referentes à 2013 do contrato multilateral de mútuo com a Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A. (EDEVF).

Provisão para Contingências

A provisão para contingências em 31 de dezembro de 2013 foi de R\$136,4 milhões, comparados aos R\$168,9 milhões em dezembro de 2012, representando uma redução de 19,3% (R\$ 32,7 milhões) principalmente devido à redução de R\$45,7 milhões para contingências de ações judiciais fiscais e tributárias, referentes à PIS.

Outros Passivos

Os outros passivos totalizaram R\$72,7 milhões em 31 de dezembro de 2013, representando uma redução de R\$3,5 milhões em relação aos R\$76,2 milhões em 31 de dezembro de 2012. Essa aumento foi principalmente decorrente da redução do provisionamento de recursos relativo à Incorporação de Redes através do pagamento, ao longo de 2013, do principal, multas e juros determinados pela resolução Aneel nº 223 de 29/04/2003 para o período.

Patrimônio Líquido

Em 31 de dezembro de 2013 o Patrimônio Líquido foi de R\$666,1 milhões, comparados aos R\$686,5 milhões em 31 de dezembro de 2012. A variação de 3,0% ocorreu devido à redução de R\$17,2 milhões na reserva legal pela não retenção de lucros.

Contas patrimoniais em 31 de dezembro de 2012 comparadas com 31 de dezembro de 2011

Ativo Circulante

Numerário Disponível e Aplicações No Mercado Aberto

Em 31 de dezembro de 2012, nosso numerário disponível e aplicações no mercado aberto

totalizam R\$65,9 milhões, comparados aos R\$116,1 milhões em 31 de dezembro de 2011, esse decréscimo de 43% deve-se principalmente ao saque que o Banco Daycoval e o BIC Banco fizeram da conta corrente da Enersul de aproximadamente R\$82.000 mil para quitação de financiamentos feitos pela Holding, ou seja, a empresa pagou por financiamentos que não tinha feito. A operação relativa ao BIC Banco (R\$20.624 mil) foi abatida como pagamento de dividendos devidos à controladora, enquanto a operação relativa ao Daycoval (R\$ 61.866 mil) está sendo questionada judicialmente pela ENERSUL. Além disso, no Plano apresentado pelos acionistas à ANEEL propõe-se a devolução destes valores com a aquisição da posição do Daycoval.

Consumidores

Em 31 de dezembro de 2012 o saldo da conta de consumidores foi de R\$325,9 milhões, comparados com R\$314,1 milhões em 31 de dezembro de 2011. Tal aumento de R\$11,8 milhões ou 4,0% ocorreu, principalmente, em virtude do aumento do faturamento, e dos vencimentos que passaram do longo para o curto prazo.

O saldo da perda no valor recuperável em 31 de dezembro de 2012, de R\$66,2 milhões, comparados com R\$38,5 milhões em 31 de dezembro de 2011, representando um aumento de 72,3% (R\$27,7 milhões) ocasionado principalmente por ajustes nas contingências judiciais e da provisão para créditos de liquidação duvidosa – PCLP.

Impostos e Contribuições Sociais a Compensar

Em 31 de dezembro de 2012, o montante de tributos e contribuições sociais a compensar corresponde a R\$34,2 milhões, comparado aos R\$29,5 milhões de 31 de dezembro de 2011. Tal aumento de R\$4,7 milhões ou 16% ocorreu principalmente devido ao aumento dos saldos negativos de imposto de renda e contribuição social apurados na declaração de ajuste anual e a redução do valor de ICMS a compensar na aquisição de bens do ativo intangível que será recuperado em até 48 meses.

Ativo Não Circulante

Consumidores

Em 31 de dezembro de 2012, o saldo da conta de consumidores foi de R\$47,2 milhões, comparados aos R\$38,5 milhões em 31 de dezembro de 2011. Tal aumento de R\$8,7 ou 22% ocorreu principalmente ao aumento do parcelamento de contas que estavam em atraso (faturas novadas) em 26%.

Partes Relacionadas

Em 31 de dezembro de 2012, nosso ativo não circulante de partes relacionadas contabilizava R\$8,3 milhões referentes a empresas relacionadas, comparados aos R\$11,6 milhões em 31 de dezembro de 2011, representando uma redução de R\$3,3 milhões ou 28,1%. Essa redução foi decorrente do saldo a receber da Centrais Elétricas do Pará S.A. virtude da recuperação judicial, teve 1/3 de seu valor a ser pago de acordo com o plano de recuperação e os outros 2/3 foram assumidos pela coligada Rede Power.

Tributos e Contribuições Sociais a Recuperar

Em 31 de dezembro de 2012, nossos tributos a recuperar totalizaram R\$13,9 milhões, comparados aos R\$9,4 milhões em 31 de dezembro de 2011. Esse aumento de R\$4,5 milhões ou

48,1% foi principalmente decorrente do aumento do ICMS a compensar apurado na aquisição de bens do ativo intangível que será recuperado em até 48 meses.

Ativo Intangível e Ativo Financeiro dos Contratos de Concessão

O total dos ativos intangíveis e financeiros em 2012 foi de R\$1.047,4 milhões, o que representa um aumento de 7% (R\$69,5 milhões) em relação aos R\$977,9 milhões de 2011, principalmente devido à variação de R\$302,6 milhões no item máquinas e equipamentos do ativo financeiro, que é a parcela indenizável ao final da concessão.

Outros Ativos

O saldo da conta outros ativos foi de R\$72,4 milhões em 31 de dezembro de 2012 e R\$2,3 milhões em 31 de dezembro de 2011, representando uma variação de R\$69,9 milhões, principalmente em razão da contabilização do valor de R\$61,8 milhões referente a recursos da empresa que estavam depositados em instituição financeira originalmente registrados na rubrica de aplicações financeiras (Banco Daycoval), e que foram resgatados pelo Banco, para quitação de dívidas da Rede Energia. Com base na opinião de assessores jurídicos e o posicionamento da Aneel, a Administração da ENERSUL entendeu que o direito de ressarcimento do montante seria líquido e certo, restando o desfecho judicial para a avaliação do adequado registro e atualização do ativo.

Passivo Circulante

Fornecedores

Em 31 de dezembro de 2012, o saldo da conta de fornecedores era de R\$124,5 milhões, comparados aos R\$111,257 milhões em 31 de dezembro de 2011, representando um aumento de R\$13,3 milhões ou 11,9%, principalmente devido ao aumento de R\$16,7 milhões nos fornecedores de suprimentos de energia elétrica.

Obrigações Fiscais

Nossos impostos, contribuições sociais e parcelamentos totalizaram R\$74,3 milhões em 31 de dezembro de 2012 e R\$80,8 milhões em 31 de dezembro de 2011, representando uma redução de 8% (R\$6,5 milhões). Essa variação foi principalmente decorrente do pagamento de R\$15,4 de obrigações federais.

Empréstimos, Financiamentos e Arrendamento Mercantil

Nossos empréstimos, financiamentos e arrendamento mercantil totalizaram R\$132,2 milhões em 31 de dezembro de 2012 e R\$111,5 milhões em 2011, representando um aumento de 19% (R\$20,7 milhões). Esse aumento ocorreu principalmente devido a contratação dos empréstimos e financiamentos com vencimento a curto prazo para capital de giro.

Passivo Não Circulante

Obrigações Fiscais

Nossos impostos, contribuições sociais e parcelamentos totalizaram R\$60,4 milhões em 31 de dezembro de 2012 e R\$27,3 milhões em 31 de dezembro de 2011, representando um aumento de 121,6% (R\$33,2 milhões). Esse aumento foi principalmente decorrente do pedido de parcelamento

do PIS, COFINS, IRPJ e CSLL, em março de 2012, junto a Receita Federal. O montante será quitado em 60 parcelas, corrigidas pela taxa SELIC.

Empréstimos, Financiamentos, Debêntures e Arrendamento Mercantil

Nossos empréstimos, financiamentos e arrendamento mercantil de longo prazo totalizaram R\$481,6 milhões em 31 de dezembro de 2012 e R\$546,9 milhões em 31 de dezembro de 2011, representando uma redução de 12% (R\$65,3 milhões) principalmente devido aos novos ingressos para capital de giro estarem concentrados no curto prazo.

Partes Relacionadas

Em 31 de dezembro de 2012, nosso passivo não circulante de partes relacionadas contabilizava R\$56,3 milhões, comparados aos R\$16,1 milhões em 31 de dezembro de 2011, apresentando um aumento de R\$40,2 milhões. Esse aumento foi principalmente decorrente do instrumento particular de cessão de créditos de dividendos de titularidade da controladora Rede Energia para as coligadas CELTINS e Rede Power, no valor de R\$37,7 milhões.

Provisão para Contingências

A provisão para contingências em 31 de dezembro de 2012 foi de R\$168,9 milhões, comparados aos R\$64,5 milhões em dezembro de 2011, representando um aumento de 160% (R\$103.959 milhões) principalmente devido a: (i) aumento de R\$33,1 para contingências de ações judiciais cíveis de origem trabalhistas; (ii) aumento de R\$55,4 milhões para contingências de ações cíveis, que em sua grande maioria, referem-se a discussões sobre o valor de contas de energia elétrica, em que o consumidor pede revisão ou o cancelamento da fatura.

Outros Passivos

Os outros passivos totalizaram R\$76,1 milhões em 31 de dezembro de 2012, representando um aumento de R\$72,3 milhões em relação aos R\$3,8 milhões em 31 de dezembro de 2011. Esse aumento foi principalmente decorrente do Plano de Universalização. O plano prevê que o solicitante, individualmente ou em conjunto, e os órgãos públicos, inclusive da administração indireta, poderão aportar recursos, em parte ou no todo, para as obras necessárias à antecipação da ligação prevista no programa anual, ou executar as obras de extensão de rede mediante a contratação de terceiro legalmente habilitado. Os recursos antecipados ou o valor da obra executada pelo interessado serão restituídos pela concessionária até o ano em que o atendimento ao pedido de fornecimento seria efetivado segundo o Programa Anual. Os valores deverão ser reembolsados aos consumidores até o final do ano de 2014.

Patrimônio Líquido

Em 31 de dezembro de 2012 o Patrimônio Líquido foi de R\$687,5 milhões, comparados aos R\$788,2 milhões em 31 de dezembro de 2011. A variação de 13% ocorreu devido à redução de R\$100,1 milhões na reserva de lucro.

10.2. Os diretores devem comentar:

a. Resultados das operações do emissor, em especial:

(i) Descrição de quaisquer componentes importantes da receita

A receita da ENERSUL é, em sua maior parte, oriunda da venda de energia elétrica aos consumidores finais no Estado de Mato Grosso do Sul, que por sua vez são subdivididas em classes de consumo.

Comportamento das Classes de Consumo: 2013 em relação a 2012

A classe residencial, responsável por 36,1% do total da energia fornecida (1.474 GWh) e 80,5% do número total de consumidores (727.943 consumidores), apresentou um crescimento relevante de 8,1% no consumo de energia elétrica e um crescimento de 3,1% no número de consumidores, quando comparados ao exercício anterior. Esse crescimento foi influenciado principalmente pelo aumento do número de empregos e elevação da renda dos trabalhadores.

A classe comercial, segunda mais representativa no fornecimento de energia elétrica da Empresa em 2013, com participação de 24,0% do total da energia fornecida (983 GWh) e com 74.001 consumidores, apresentou um crescimento de 4,2% no consumo e 3,0% no número de consumidores, quando comparados ao ano anterior. As atividades que mais exerceram influência sobre o desempenho da classe foram as de comércio atacadista, que registrou um crescimento de 8,9% e de comércio varejista, com crescimento de 2,3%.

A classe industrial é a terceira mais representativa no fornecimento de energia elétrica da Empresa, com participação de 14,3% da energia fornecida (585 GWh) e 7.204 consumidores. O consumo apresentou um acréscimo de 1,0% e o número de consumidores registrou um crescimento de 11,8%. Esse crescimento foi influenciado pelos setores de “Material Plástico e Artefatos”, “Couros e Peles” e “Extração e Tratamento de Minerais”.

A classe rural é quarta maior com relação ao consumo de energia, com 10,7% (436 GWh), e a segunda maior classe em relação ao número de consumidores (83.633 consumidores). Essa classe registrou um crescimento de 2,2% no fornecimento de energia e de 0,9% no número de consumidores. Ressalta-se que, em sua área de concessão, a ENERSUL já atende mais de 99% dos domicílios rurais, em especial graças ao sucesso na implementação do Programa Luz para Todos.

Comportamento das Classes de Consumo: 2012 em relação a 2011

A classe residencial, responsável por 34,9% do total da energia fornecida (1.364 GWh) e 80,3% do número total de consumidores (706.125 consumidores), apresentou um crescimento de 8,9% no consumo de energia elétrica e um crescimento de 4,4% no número de consumidores, quando comparados ao exercício anterior. Esse crescimento foi influenciado principalmente pelo aumento do número de empregos e elevação da renda dos trabalhadores.

A classe comercial, segunda mais representativa no fornecimento de energia elétrica da empresa em 2012, com participação de 24,1% do total da energia fornecida (943 GWh) e com 71.832 consumidores, apresentou um crescimento de 10,0% no consumo e 4,7% no número de consumidores, quando comparados ao ano anterior. As atividades que mais exerceram influência sobre o desempenho da classe foram: atividades de comércio atacadista, que registraram um crescimento de 15,5% e comércio varejista, com crescimento de 12,9%.

A classe industrial, terceira mais representativa no fornecimento de energia elétrica da empresa, com participação de 14,8% da energia fornecida (579 GWh) e 6.443 consumidores. O consumo apresentou um acréscimo de 6,9% e o número de consumidores registrou um crescimento de 9,1%. Esse crescimento foi influenciado pelos setores de “abate de bovinos” e “produtos minerais não-metálicos e britamento”.

A classe rural é quarta maior com relação ao consumo de energia, com 10,9% (427 GWh), e a segunda maior classe em relação ao número de consumidores (82.878 consumidores). Essa classe registrou um crescimento de 6,2% no fornecimento de energia e de 1,1% no número de consumidores.

Nas demais classes (serviços públicos, poderes públicos e iluminação pública) houve uma evolução de consumo de 5,0% em relação ao ano anterior com destaque para o incremento do consumo de iluminação pública de 7,5%.

Na tabela abaixo é demonstrada as receitas bruta e líquida dos últimos 3 exercícios sociais:

Valores em R\$ mil	2.011	2.012	2.013	Var.% 2012- 2013	CAGR 2011- 2013
Receita operacional bruta	1.903.673	2.144.498	1.942.767	-9,4%	1,0%
Deduções	-569.072	-627.145	-479.647	-3,6%	4,7%
Receita operacional líquida	1.334.601	1.517.353	1.463.120	-3,6%	4,7%

(ii) Fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Os diretores entendem que os resultados das operações da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2011, 31 de dezembro de 2012 e 31 de dezembro de 2013, foram significativamente afetados pelos seguintes fatores:

a) alterações nos custos da Companhia, em especial o preço de energia. Em 2012, a energia elétrica comprada para revenda e encargos do uso de sistema de transmissão e distribuição, totalizaram apresentaram um aumento considerável. Em contrapartida em 2013, o preço se manteve, de certa forma estável, graças aos ressarcimentos de despesas por exposição pagos pela CDE;

b) aumento no volume de energia comprada para revenda, em decorrência do crescimento do mercado no fornecimento de energia elétrica. O mercado de energia elétrica de Mato Grosso do Sul tem registrado significativo crescimento nos últimos anos, se comparado às demais unidades da federação;

c) comportamento do mercado consumidor, que é influenciado pelo aumento da renda, elevação ou redução na temperatura e instalações de novas indústrias na área de concessão da Companhia (ou migração de indústrias para outras regiões do país);

d) alterações nas tarifas de energia decorrentes da revisão tarifária periódica (a cada 5 anos, no caso da ENERSUL) e reajustes tarifários anuais, ambos homologados pela ANEEL;

e) perdas técnicas e não técnicas. Essas perdas têm decorrido de: (i) interligação do sistema isolado (localidades que eram atendidas por pequenas centrais hidroelétricas) ao sistema interligado nacional; (ii) furto de energia; (iii) avanço do Programa Luz Para Todos - são grandes extensões de linhas de transmissão e distribuição para conectar pequenos grupos de consumidores, em geral, rurais e de baixa renda; (iv) perda natural devido às grandes extensões de rede; e (v) não pagamento de contas de energia.;

f) aumento dos índices DEC e TMAE, devido ao excesso de ordens de serviço durante o período de alta densidade de descargas atmosféricas, severas condições climáticas, aliado ao avanço do Programa Luz Para Todos, que tem levado o atendimento para regiões cada vez mais distantes. O

desempenho atual dos níveis de qualidade do serviço da ENERSUL é compatível com os padrões de rede existentes, e podem ser considerados muito bom. Os indicadores da ENERSUL estão em cumprimento aos limites estipulados pela ANEEL, que é de 14,01 para o DEC e 11,36 para o FEC;

g) migração de clientes industriais e comerciais para o mercado livre;

i) resultados das disputas judiciais e contingências.

As análises das variações dos resultados financeiros nos últimos três exercícios que, diretamente foram afetados pelos fatores ora descritos, estão no Item 10.1 deste Formulário.

b. Variações das receitas atribuíveis a modificações de preços, taxas de câmbio, inflação, alterações de volumes e introdução de novos produtos e serviços

Antes de comentar sobre as variações nas receitas nos últimos três exercícios, é importante ressaltar que a receita de venda de energia ao consumidor final, principal componente da receita bruta da companhia e responsável por aproximadamente 80% da sua receita operacional (excluindo-se o custo de construção), é impactado por três fatores:

(i) crescimento do mercado, o que significa aumento do número de ligações (novos consumidores);

(ii) aumento no consumo médio (impactado diretamente pelo aumento da renda do consumidor); e

(iii) reajustes tarifários anuais ou revisões tarifárias periódicas (realizadas a cada 5 anos, no caso da ENERSUL). Esses reajustes são concedidos pelo Órgão Regulador, ANEEL. No caso dos reajustes tarifários anuais, há apenas repasses da inflação do período para a tarifa de venda. No caso das revisões tarifárias periódicas, que ocorre a cada 5 anos, o processo de repasse para a tarifa é mais complexo e objetivo analisar o equilíbrio financeiro-econômico da concessionária. O processo se dá através da revisão da receita, de tal forma que essa receita seja suficiente para a cobertura dos custos operacionais eficientes e que proporcione uma remuneração adequada sobre os investimentos, necessários à manutenção da concessionária.

Abaixo, quadro contendo os componentes da receita operacional da ENERSUL nos últimos três exercícios:

R\$ mil	2011	2012	2013	Var.% 2012-2013	CAGR 2011-2013
Venda ao Consumidor Final	1.598.921	1.823.355	1.569.310	-13,9%	-0,9%
Receita de Uso da Rede	54.672	68.122	54.115	-20,6%	-0,5%
Suprimentos (CCEE)	1.864	9.180	20.007	117,9%	227,6%
Outras Receitas	77.841	44.871	124.080	176,5%	26,3%
Sub-Total	1.733.298	1.945.528	1.767.512	-9,2%	1,0%
Receita de Construção	170.375	198.970	175.256	-11,9%	1,4%
Receita Operacional Bruta	1.903.673	2.144.498	1.942.768	-9,4%	1,0%

As razões ds variações da receita operacional entre 2013, em relação a 2012 e 2012 em relação a 2010, foram às seguintes:

A receita operacional bruta da ENERSUL apresentou uma redução de 9,4%, passando de R\$ 2.144,5 milhões em 2012 para R\$ 1.942,8 milhões em 2013, influenciado principalmente pelo: (i) aumento de 4,7% nas vendas em MWh; (ii) redução de 17,8% no preço médio de venda ao consumidor final (receita de vendas em R\$, ao consumidor final, dividida pelas vendas em MWh);

(iii) redução de 11,9% na receita de construção, que passou de R\$ 198,9 milhões em 2012 para R\$ 175,3 milhões em 2013; e (iv) redução de 20,6% na receita de uso da rede, que passou de R\$ 68,1 milhões em 2012 para R\$ 54,1 milhões em 2013.

A receita operacional bruta da ENERSUL apresentou um aumento de 12,7%, passando de R\$ 1.903,7 milhões em 2011 para R\$ 2.144,5 milhões em 2012, influenciado principalmente pelo: (i) aumento de 7,9% nas vendas em MWh; (ii) aumento de 5,6% no preço médio de venda ao consumidor final (receita de vendas em R\$, ao consumidor final, dividida pelas vendas em MWh); (iii) aumento de 17% na receita de construção, que passou de R\$ 170,4 milhões em 2011 para R\$ 198,9 milhões em 2012; e (iv) aumento de 25% na receita de uso da rede, que passou de R\$ 54,6 milhões em 2011 para R\$ 68,1 milhões em 2012.

c. Impacto da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro do emissor

Impactos nos Custos Operacionais Devido ao Preço da Energia Comprada para Revenda

No caso da ENERSUL, que é uma concessão de distribuição de energia elétrica, entende-se como principal insumo e produto, a energia elétrica comprada para revenda. A variação dessa energia comprada é influenciada basicamente por quatro fatores: (i) aumento nas vendas; (ii) inflação; (iii) variação do dólar, no caso da energia comprada de Itaipu; e (iv) volatilidade nos preços da energia de curto prazo em razão da falta ou sobre de energia.

Observa-se que em 2013 ainda foram criadas duas despesas para compra de energia: a Cota de Angra, através da REN 530/12, e a Cota Garantia Física, através da Res. Homol. Aneel 1410 – anexo I.

O quadro a seguir apresenta a evolução da energia comprada, por modalidade, nos últimos três exercícios:

Energia Comprada para Revenda	2011	2012	2013	Var.% 2012-2013	CAGR 2011-2013
Energia de Itaipu	71.252	63.240	97.035	53,4%	16,7%
Energia de Leilão/Bilateral	401.247	497.003	504.004	1,4%	12,1%
Energia de curto-prazo	17.688	57.475	72.786	26,6%	102,9%
Cotas Garantia Física			29.185		
Cotas de Angra			35.256		
Proinfa	16.481	22.939	26.072	13,7%	25,8%
Ressarcimento pela Exposição Térmica			-40.770		
Crédito de PIS/COFINS	-32.637	-39.551	-49.470	25,1%	23,1%
TOTAL	474.031	601.106	674.098	12,1%	19,2%

Quanto às razões das variações, temos o seguinte:

De 2012 para 2011, a energia elétrica comprada para revenda totalizou R\$ 674,1 milhões, o que representa um acréscimo de 12,1% em relação aos R\$ 601,1 milhões de 2012. As principais razões dessa variação foram, além da criação das cotas “garantia física” e “de angra”: (i) baixo nível dos reservatórios das usinas hidroelétricas, o que levou ao aumento da aquisição de energia proveniente de fontes térmicas, com custos bem mais elevados; (ii) aumento do volume das compras de energia elétrica no ambiente da CCEE, em decorrência do não cumprimento da entrega de energia por algumas supridoras contratadas em leilão, seja em razão do atraso na construção das usinas, ou pelo cancelamento da outorga pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"); e (iii) aumento dos custos de compra de Itaipu devido à forte valorização do

Dólar em relação ao Real ao longo de 2013.

De 2011 para 2012, a energia elétrica comprada para revenda totalizou R\$601,1 milhões, o que representa um acréscimo de 27% em relação aos R\$474,0 milhões de 2011. As principais razões dessa variação foram (já comentado no Item 10.1 deste Formulário): (i) baixo nível dos reservatórios das usinas hidroelétricas, o que levou ao aumento da aquisição de energia proveniente de fontes térmicas, com custos bem mais elevados; e (ii) aumento do volume das compras de energia elétrica no ambiente da CCEE, em decorrência do não cumprimento da entrega de energia por algumas supridoradas contratadas em leilão, seja em razão do atraso na construção das usinas, ou pelo cancelamento da outorga pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL").

Impactos nos Custos Financeiros Devido a Taxas de Juros e Variações Cambiais

Os resultados financeiros da ENERSUL em 2011, 2012 e 2013 foram, respectivamente, despesas de R\$72,3 milhões, R\$ 109,3 milhões e R\$ 41,5 milhões, conforme demonstrado na tabela a seguir.

Receita Financeira	2011	2012	2013	Var.% 2012-2013	CAGR 2011-2013
Renda de aplicação financeira	13.988	1.318	4.915	272,9%	-40,7%
Mútuo com partes relacionadas	2.028	403	637	58,1%	-44,0%
Juros ativos	177	5.743	2.597	-54,8%	283,0%
Variação monetária / cambial	6.675	5.939	4.839	-18,5%	-14,9%
Acréscimos moratórios	29.787	33.591	30.399	-9,5%	1,0%
Operações com Swap	1.375	692	991	43,2%	-15,1%
Marcação a Mercado - Swap	11.034	2.294	366	-84,0%	-81,8%
Ajuste a valor presente	24.765	97.694	99.330	1,7%	100,3%
Outras receitas	7.453	259	28.608	10945,6%	95,9%
Total da Receita Financeira	97.282	147.933	172.682	16,7%	33,2%
Despesa Financeira					
Encargos de dívidas	-87.622	-74.306	-65.975	-11,2%	-13,2%
Variação monetária	-7.991	-4.128	-4.620	11,9%	-24,0%
Juros e multas	-7.730	-63.525	-22.049	-65,3%	68,9%
Operações com Swap	-7.708	0	0		
Marcação a Mercado - Swap	-11.518	-121	-1482	1124,8%	-64,1%
Ajuste a valor presente e valor de mercado	-31.624	-93.920	-99.352	5,8%	77,2%
Outras despesas	-15.368	-21.258	-20.712	-2,6%	16,1%
Total da Despesa Financeira	-169.561	-257.258	-214.190	-16,7%	12,4%
Resultado Financeiro	-72.279	-109.325	-41.508	-62,0%	-24,2%

Destacamos aqui, os principais itens do resultado financeiro, impactados por juros, variações cambiais e monetárias, nos últimos três exercícios:

(i) variação monetária líquida de moeda nacional e estrangeira (receita menos despesa):

2011, uma despesa de R\$1,3 milhões;
 2012, uma receita de R\$1,8 milhões;
 2013, uma receita de R\$ 0,2 milhões.

Em jan/12 foi contabilizada a variação dos títulos Par Bond Discount Bond no mercado referente ao 2º semestre de 2011 no valor de R\$ 1,6 milhões.

(ii) encargos de dívidas:

A ENERSUL registrou R\$87,6 milhões, R\$74,3 milhões e R\$66,0 milhões em 2011, 2012 e 2013, respectivamente.

(iii) juros e multas:

Em 2011, 2012 e 2013, respectivamente, as despesas financeira com juros e multas foram de R\$7,7 milhões, R\$63,5 milhões e R\$22,0 milhões. De 2011 para 2012, os juros e multas tiveram um aumento de R\$55,8 milhões, as principais razões dessa variação foram: (i) encargos do parcelamento de PIS/COFINS em R\$10,3 milhões; (ii) encargos setoriais pagos em atraso (RGR,CCC,CDE) em R\$2,5 milhões; (iii) provisão de juros referente antecipação de rede (resolução 223/ANEEL) em R\$29,9 milhões; (iv) Parcelamento subrogação CCC em R\$1,1 milhões; (v) multa sobre atraso no recolhimento de tributos e contribuições sociais em R\$3,9 milhões; encargos sobre crédito de ICMS tomados indevidamente em R\$1,8 milhões; Multas regulatórias (TI/FIC/TAI/DMIC) em R\$3,0 milhões. De 2012 para 2013, os juros e multas tiveram uma redução de R\$ 41,5 milhões, tendo em vista que no ano de 2013 a maioria dos compromissos terem sido pagos nos prazos contratados.

(iv) outras receitas

Em 2013 houve ganho em outras receitas referentes à atualização do ativo financeiro dos bens da concessão.

10.3. Os diretores devem comentar os efeitos relevantes que os eventos abaixo tenham causado ou se espera que venham a causar nas demonstrações financeiras do emissor e em seus resultados:

a. Introdução ou alienação de segmento operacional

Não há nesta data, expectativa de introdução ou alienação futura de segmento operacional.

b. Constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Não Aplicável.

c. Eventos ou operações não usuais

Não Aplicável

10.4 Os diretores devem comentar:

a. Mudanças significativas nas práticas contábeis

Não há mudança significativa nas práticas contábeis do exercício de 2.013.

10.5. Os diretores devem indicar e comentar políticas contábeis críticas adotadas pelo emissor, explorando, em especial, estimativas contábeis feitas pela administração sobre questões incertas e relevantes para a descrição da situação financeira e dos resultados, que exijam julgamentos subjetivos ou complexos, tais como: provisões, contingências, reconhecimento da receita, créditos fiscais, ativos de longa duração, vida útil de ativos não-circulantes, planos de pensão, ajustes de conversão em moeda estrangeira, custos de recuperação ambiental, critérios para teste de recuperação de ativos e instrumentos financeiros.

Elaboração e Apresentação das Demonstrações Financeiras

1. Bases de preparação e apresentação das demonstrações financeiras

a. Declaração de conformidade (com relação as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro)

As demonstrações financeiras foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB), as quais abrangem a legislação societária brasileira, as normas emitidas pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM e normas aplicáveis às concessionárias de serviço público de energia elétrica, definidas pelo poder concedente, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Essas demonstrações financeiras foram elaboradas de acordo com os Pronunciamentos, Interpretações e Orientações Técnicas (coletivamente “CPCs”) emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) adotados no Brasil e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC) e pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

b. Base de mensuração

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

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

c. Moeda funcional e moeda de apresentação

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

d. Autorização de conclusão das demonstrações financeiras

A autorização para emissão das demonstrações financeiras foi realizada pelos representantes da intervenção em 31/01/2014.

1.1. Uso de estimativas

A preparação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil requer que a Administração realize estimativas para determinação e registro de certos ativos, passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações sobre suas demonstrações financeiras. Tais estimativas são feitas com base no princípio da continuidade e suportadas pela melhor informação disponível na data da apresentação das demonstrações financeiras, bem como na experiência da Administração. As estimativas são revisadas continuamente e quando novas informações se tornam disponíveis ou as situações em que estavam baseadas se alterem. Revisões com relação a estimativas contábeis são reconhecidas no exercício em que as estimativas são revisadas e em quaisquer exercícios futuros afetados. As estimativas podem vir a divergir para com o resultado real. As principais estimativas se referem:

- Provisões;
- Perda no valor recuperável;
- Imposto de renda e contribuição social diferidos;
- Ativo financeiro – bens da concessão;
- Vida útil de ativo intangível;
- Instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo, inclusive derivativos;
- Passivos contingentes; e
- Planos de pensão.

1.2. Gestão do capital

As políticas de utilização de instrumentos financeiros para dirimir riscos inerentes a operação da Companhia estão descritos na nota explicativa nº 20.

1.3. Reclassificação das Demonstrações Financeiras

CPC 33 (R1) e IAS 19 Revisada – Benefícios a empregados

As práticas contábeis referentes ao reconhecimento dos Benefícios a empregados – plano de suplementação de aposentadoria e pensões e prêmio aposentadoria, foram alterados a partir de 1ª de janeiro de 2013, por consequência a Companhia para melhor comparabilidade de seu balanço com a classificação adotada, efetuou ajustes nos saldos iniciais e finais do balanço de 31/12/2012 em relação aos originalmente publicados, conforme segue

	31/12/2011	Ajuste	01/12/2012 Reapresentado
ATIVO NÃO CIRCULANTE			
Realizável a longo prazo			
Tributos sobre outros resultados abrangentes	-	471	471
Total do realizável a longo prazo	525.392	471	525.863
TOTAL DO ATIVO	1.882.446	471	1.882.917
PASSIVO NÃO CIRCULANTE			
Benefícios pós-emprego	-	1.386	1.386
Total do passivo não circulante	670.855	1.386	672.241
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Outros resultados abrangentes	-	(915)	(915)
Total do patrimônio líquido	788.245	(915)	787.330
TOTAL DO PASSIVO	1.882.446	(915)	1.881.531

	31/12/2012	Ajuste	31/12/2012 Reapresentado
ATIVO NÃO CIRCULANTE			
Realizável a longo prazo			
Tributos sobre outros resultados abrangentes	-	510	510
Total do realizável a longo prazo	704.046	510	704.556
TOTAL DO ATIVO	2.032.174	510	2.032.684
PASSIVO NÃO CIRCULANTE			
Benefícios pós-emprego	-	1.499	1.499
Total do passivo não circulante	868.929	1.499	870.428
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Outros resultados abrangentes	-	(989)	(989)
Total do patrimônio líquido	687.501	(989)	686.512
TOTAL DO PASSIVO	2.032.174	510	2.032.684

Comparabilidade

A demonstração do resultado findo em 31/12/2012, foi reclassificada, para fins de comparabilidade conforme segue:

	31/12/2012	Ajuste	31/12/2012 Reapresentado
CUSTO DE OPERAÇÃO			
Pessoal	(81.186)	56	(81.130)
Serviços de terceiros	(63.968)	32	(63.936)
Outros	(11.021)	(503)	(11.524)
	(431.698)	(415)	(432.113)
TOTAL DO CUSTO DO SERVIÇO PRESTADO	(1.157.076)	(415)	(1.157.491)
LUCRO BRUTO	360.277	(415)	359.862
DESPESAS E RECEITAS OPERACIONAIS			
Despesas com vendas	(42.928)	94	(42.834)
Despesas gerais e administrativas	(114.495)	6.807	(107.688)
Outras despesas operacionais	(164.950)	(6.486)	(171.436)
	(260.390)	415	(259.975)
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO, DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	99.887	-	99.887

1.4. Divulgação das demonstrações financeiras regulatórias

Conforme requerido pela Resolução Normativa ANEEL nº 396/2010, as demonstrações contábeis regulatórias estarão disponibilizadas no sítio eletrônico da Companhia (www.enersul.com.br) no link "Investidores", a partir de 30/4/2013.

2. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS ADOTADAS

As práticas contábeis descritas em detalhes abaixo têm sido aplicadas de maneira consistente a todos os exercícios apresentados nessas demonstrações contábeis.

Ativos e passivos financeiros:

a. Reconhecimento e Mensuração: A Companhia reconhece os instrumentos financeiros nas suas demonstrações contábeis quando, e apenas quando, ela se tornar parte das disposições contratuais do instrumento.

Os ativos e passivos financeiros são inicialmente mensurados pelo valor justo, e após o reconhecimento inicial, a Companhia mensura os ativos e passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado, somados aos custos de transação que sejam diretamente atribuídos à aquisição ou emissão do ativo ou passivo financeiro, pelo custo ou pelo custo amortizado, quando esses instrumentos financeiros são classificados de acordo com sua data de liquidação (mantidos até o vencimento e empréstimos e recebíveis).

b. Classificação: A Companhia classifica os ativos e passivos financeiros sob as seguintes categorias:

i. Mensurados ao valor justo por meio do resultado: são instrumentos financeiros mantidos para negociação. Um ativo financeiro é classificado nessa categoria se foi adquirido, principalmente, para fins de venda a curto prazo. Os derivativos também são caracterizados como mantidos para negociação, a menos que tenha sido designado como instrumento de proteção (hedge);

ii. Mantidos até o vencimento: são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis com vencimentos definidos para os quais a Companhia tem a intenção positiva e a capacidade de manter até o vencimento.

iii. Empréstimos e recebíveis: são ativos e passivos financeiros não derivativos com pagamentos fixos determináveis que não estão cotados em mercado ativo.

c. Avaliação de recuperabilidade de ativos financeiros: Os ativos financeiros são avaliados a cada data do balanço, identificando se são totalmente recuperáveis ou se há perda de impairment para esses instrumentos financeiros.

Caixa e Equivalentes de Caixa: Caixa compreende numerário em espécie e depósitos bancários disponíveis. Equivalentes de caixa são aplicações financeiras de curto prazo, alta liquidez, que são prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa estando sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor. A mesma definição é utilizada na Demonstração do Fluxo de Caixa.

Consumidores: Incluem o fornecimento de energia elétrica faturado e a faturar a consumidores finais, uso da rede, serviços prestados, acréscimos moratórios e a outras concessionárias pelo suprimento de energia elétrica conforme montantes disponibilizados pela CCEE.

Perda no valor recuperável (*impairment*): 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. Uma perda por redução no valor recuperável é reconhecida se o valor contábil do ativo ou da unidade geradora de caixa exceder o seu valor recuperável. Perdas por redução no valor recuperável são reconhecidas no resultado e quando um evento subsequente indica reversão da perda, a diminuição é revertida e registrada no resultado.

a. Ativos financeiros: Constituída após avaliação sobre a existência de evidência objetiva acerca da possibilidade de perda no valor recuperável de recebíveis. Tal evidência é advinda de eventos ocorridos após o reconhecimento do ativo que afetem o fluxo de caixa futuro estimado, tendo como base a experiência da Administração. A

análise sobre a evidência é feita individualmente para casos mais significativos e coletivamente para os demais casos.

b. Ativos não financeiros: Todo final de período a Companhia avalia se existem evidências objetivas de que os ativos da concessão, estejam desvalorizados, sendo levado em conta fatores internos e externos. Caso existam evidências, o teste de recuperabilidade econômica é realizado. Ativos intangíveis com vida útil indefinida e, ainda os não disponíveis para uso são testados anualmente, sempre na mesma data, independente da existência de evidências.

A Companhia utiliza o valor em uso como métrica de cálculo do valor recuperável, pois em sua maioria, os testes de recuperabilidade são realizados no nível de concessão, onde esta representa a menor unidade geradora de caixa. As projeções do fluxo de caixa se baseiam nos orçamentos e planos de negócios aprovadas pela Companhia para um período de 5 anos, posteriormente são utilizadas taxas constantes. A taxa de desconto utilizada foi de 11,36%, que representa o WACC real setorial.

Ajuste a Valor Presente: Os ativos e passivos de longo prazo, bem como, os de curto prazo caso relevante, são ajustados a valor presente. Os principais efeitos apurados estão relacionados com a rubrica “Consumidores”. As taxas de descontos refletem as taxas utilizadas para riscos e prazos semelhantes aos utilizados pelo mercado, equivalente a 11,36%, que representa o WACC real setorial.

Estoque (inclusive do ativo intangível em curso): Os materiais em estoque classificados no ativo circulante (almoxarifado de manutenção e administrativos) e aqueles destinados a investimento classificados no ativo intangível em curso (depósito de obra) estão registrados ao custo médio de aquisição.

Investimentos: Inclui propriedades para investimentos que representam os bens não utilizados no objetivo da concessão, mantidos para valorização ou renda. A propriedade para investimento é mensurada pelo custo no reconhecimento inicial e subsequentemente ao valor justo. Alterações no valor justo são reconhecidas no resultado.

Intangível: Incluem o direito de uso dos bens integrantes dos contratos de concessão até o final da concessão. A amortização reflete o padrão de consumo dos bens em relação aos benefícios econômicos esperados dentro do prazo da concessão, e é reconhecida na rubrica de Custo de Operação e Despesas Operacionais.

Contratos de concessão: Os contratos de concessão são reconhecidos como ativo intangível e ativo financeiro. O valor do ativo intangível dos contratos de concessões representa o custo amortizado dos bens que compõem a concessão limitados ao final da concessão. O custo compreende o preço de aquisição (acrescido de impostos não recuperáveis sobre a compra, depois de deduzidos os descontos comerciais e abatimentos) e quaisquer custos diretamente atribuíveis para colocar o ativo no local e condição necessárias para o mesmo ser capaz de funcionar da forma pretendida pela Administração. A amortização do ativo intangível dos contratos de concessão representa a depreciação regulatória dos bens individuais. Os ativos intangíveis dos contratos de concessões têm o seu valor testado para perda de recuperabilidade econômica, no mínimo, anualmente, caso haja indicadores de perda de valor. A amortização é reconhecida na rubrica de custo de operação e despesas operacionais. O ativo financeiro refere-se aos investimentos realizados e previstos no contrato de concessão e não amortizados até o final da concessão por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente, decorrente da aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 - Contratos de Concessão e a Orientação Técnica OCPC

05 - Contratos de concessão. Ele é reconhecido pelo custo residual não amortizado e o valor somente é alterado por meio de atualizações, adições, baixas e transferências ao longo do prazo de concessão.

Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica: 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 as subvenções destinadas a investimento no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição, cuja quitação ocorrerá ao final da concessão. Essas obrigações estão registradas em grupo específico no passivo não circulante, e estão sendo apresentadas como dedução do Ativo Financeiro e Ativo Intangível da concessão, dadas suas características de aporte financeiro com fins específicos de financiamentos para obras.

Subvenção e assistência governamental: A partir de 1/1/2008, as subvenções governamentais, se recebidas, serão reconhecidas como receita ao longo do período, confrontadas com as despesas que pretende compensar em uma base sistemática. Os valores a serem apropriados no resultado serão destinados a Reserva de Incentivos Fiscais. Atualmente a Companhia não possui subvenções e assistências governamentais.

Arrendamento mercantil: Os arrendamentos mercantis são segregados entre os operacionais e os financeiros. Quando o arrendamento é classificado como financeiro, ou seja, seus riscos e benefícios são transferidos, este é reconhecido como um ativo e mensurado inicialmente pelo seu valor justo ou pelo valor presente dos pagamentos mínimos, entre eles o menor, e depreciados normalmente. O passivo subjacente é amortizado utilizando a taxa efetiva de juros. Quando o arrendamento é classificado como operacional, ou seja, seus riscos e benefícios não são transferidos, os pagamentos efetuados sob arrendamentos operacionais são reconhecidos no resultado pelo método linear pelo prazo do arrendamento.

Empréstimos e financiamentos Estão atualizados pela variação monetária e/ou cambial, juros e encargos financeiros, determinados em cada contrato, incorridos até a data de encerramento do balanço. Os custos de transação estão deduzidos dos empréstimos/financiamentos correspondentes. Esses ajustes são apropriados ao resultado pela taxa efetiva de juros do período em despesas financeiras, exceto pela parte apropriada ao custo do ativo intangível em curso.

Transações em moeda estrangeira Transações em moeda estrangeira são convertidas para a respectiva moeda funcional da Companhia pelas taxas de câmbio nas datas das transações. Ativos e passivos monetários denominados e apurados em moedas estrangeiras na data de apresentação são reconvertidas para a moeda funcional à taxa de câmbio apurada naquela data. O ganho ou perda cambial em itens monetários é a diferença entre o custo amortizado da moeda funcional no começo do exercício, ajustado por juros e pagamentos efetivos durante o exercício, e o custo amortizado em moeda estrangeira à taxa de câmbio no final do exercício de apresentação. Ativos e passivos não monetários denominados em moedas estrangeiras que são mensurados pelo valor justo são reconvertidos para a moeda funcional à taxa de câmbio na data em que o valor justo foi apurado.

Instrumentos financeiros derivativos: A Companhia firmou contratos derivativos com o objetivo de administrar os riscos associados a variações nas taxas cambiais e de juros. Os referidos contratos derivativos são contabilizados pelo regime de competência e estão mensurados a valor justo por meio de resultados. Os diferenciais a receber e a pagar referentes aos instrumentos financeiros derivativos, ativos e passivos, são registrados em contas patrimoniais de “Operações de swap” e o resultado apurado na conta “Receitas e

Despesas Financeiras” (resultado) e/ou intangível em curso (quando da construção do intangível operacional da concessão). Os ganhos e perdas auferidos ou incorridos em função do valor justo desses contratos são reconhecidos como ajustes em receitas ou despesas financeiras. Os contratos derivativos da Companhia são, em sua maioria, com instituições financeiras de grande porte e que apresentam grande experiência com instrumentos financeiros dessa natureza. A Companhia não tem contratos derivativos com fins especulativos.

Valor justo: É a quantia pela qual um ativo poderia ser trocado, ou um passivo liquidado, entre partes conhecedoras e dispostas a isso em transação sem favorecimento. A hierarquia do valor justo deve ter os seguintes níveis:

- Nível 1: preços negociados (sem ajustes) em mercados ativos para ativos idênticos ou passivos;
- Nível 2: *inputs* diferentes dos preços negociados em mercados ativos incluídos no Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (como preços) ou indiretamente (derivados dos preços); e
- Nível 3: *inputs* para o ativo ou passivo que não são baseados em variáveis observáveis de mercado (*inputs* não observáveis).

Custo de empréstimos: Compreendem os juros e outros custos incorridos em conexão com empréstimos de recursos para aquisição, construção ou produção de um ativo, que leve um período substancial de tempo para ficar pronto para seu uso pretendido. Esses custos começam a ser capitalizados quando a Companhia incorre em gastos, custos de empréstimos e as atividades de construção estejam iniciadas, cessando quando substancialmente todas as atividades necessárias estiverem completas. Para empréstimos específicos, o montante capitalizado é o efetivamente incorrido sobre tais empréstimos durante o período, deduzidos de qualquer receita financeira decorrente do investimento temporário dos mesmos. Para empréstimos genéricos, aplica-se a taxa ponderada dos respectivos custos sobre o saldo vigente, aplicando esta taxa sobre o valor do ativo em construção, sendo esta capitalização limitada ao valor recuperável do ativo.

Provisões para contingências: Provisões são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente, legal ou não formalizada, como resultado de um evento passado, cujo valor possa ser estimado de maneira confiável sendo provável uma saída de recursos. O montante da provisão reconhecida é a melhor estimativa da Administração e dos assessores legais, baseados em pareceres jurídicos sobre os processos existentes e do desembolso exigido para liquidar a obrigação presente na data do balanço. Quando a provisão envolve uma grande população, a obrigação é estimada ponderando todos os possíveis desfechos pelas suas probabilidades associadas. Para uma obrigação única a mensuração se baseia no desfecho mais provável

Outros direitos e obrigações: Demais ativos e passivos circulantes e não circulantes que estão sujeitos a variação monetária ou cambial por força de legislação ou cláusulas contratuais, estão atualizados com base nos índices previstos nos respectivos dispositivos, de forma a refletir os valores na data das demonstrações contábeis.

Imposto de renda e contribuição social: A provisão para imposto de renda e contribuição social corrente é calculada com base no lucro tributável e na base de cálculo

da contribuição social, de acordo com as alíquotas vigentes na data do balanço. Sobre as diferenças temporárias, prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social são constituídos impostos diferidos. Os ativos e passivos diferidos são registrados nos ativos e passivos não circulantes. Os impostos diferidos serão realizados com base nas alíquotas que se espera serem aplicáveis no período que o ativo será realizado ou, o passivo liquidado. Tais ativos e passivos não são descontados a valor presente. Os prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social podem ser compensados anualmente, observando-se o limite de até 30% do lucro tributável para o exercício. Ativos de imposto de renda e contribuição social diferido são revisados a cada encerramento de exercício e serão reduzidos na medida em que sua realização não seja mais provável.

De acordo com o art. 15 da Lei 11.941/2009, que institui o Regime Tributário de Transição (“RTT”) de apuração do Lucro Real, a Companhia considerou a opção pelo RTT aplicável ao biênio 2008-2009, por meio do envio da Declaração de Imposto de Renda da Pessoa Jurídica - DIPJ 2009, relativo ao ano- calendário de 2008. A partir do ano-calendário de 2010, a adoção ao RTT passou a ser obrigatória.

Plano de aposentadoria e pensão: A Companhia possui plano de aposentadoria e pensão, sendo este contabilizado conforme sua classificação, contribuição definida ou benefício definido. O plano de contribuição definida é aquele que a Companhia paga contribuições fixas a uma entidade separada, não tendo a obrigação legal ou não formalizada de pagar contribuições adicionais se o fundo não possuir ativos suficientes para pagar todos os benefícios devidos. Já o de benefício definido compreende todos os planos que não sejam classificados como contribuição definida.

Plano de contribuição definida: A contribuição da Companhia para o plano de contribuição definida é reconhecida na demonstração do resultado como custo e/ou despesa com pessoal, sendo que nenhum ativo ou passivo é reconhecido.

Plano de benefício definido: Tem sua contabilização baseada em avaliações atuarias sendo o valor presente das obrigações calculado pelo Método Unitário Projetado. A Companhia se utiliza de atuários qualificados independentes anualmente.

De acordo com o CPC 33 (R1) e IAS 19 revisada, a Companhia registra os ganhos e perdas atuarias em Resultado Abrangente de forma que o passivo líquido do plano de pensão seja reconhecido na demonstração.

Receita líquida de vendas: As receitas de fornecimento de energia elétrica são mensuradas com base no regime de competência, sendo reconhecida no momento em que os riscos e benefícios são transferidos, ou seja, no momento da entrega da energia. Assim, inclui a quantificação estimada do fornecimento de energia elétrica da última medição (emissão fatura) até o encerramento das demonstrações contábeis.

Registro das operações de compra e venda de energia na CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: As compras (custo de energia comprada) e as vendas (receita de suprimento) são registradas pelo regime de competência de acordo com as informações divulgadas pela CCEE, entidade responsável pela apuração das operações de compra e venda de energia. Nos meses em que essas informações não são disponibilizadas em tempo hábil pela CCEE, os valores são estimados pela Administração da Companhia, utilizando-se de parâmetros disponíveis no mercado.

Receita e custo de construção: O custo de construção das obras relativas a distribuição de energia elétrica, é baseado na percentagem completada da obra, sendo determinada

com base nos custos incorridos até a data. Não existe margem de lucro, assim a receita de construção é igual ao custo de construção.

Receitas e despesas financeiras: As receitas financeiras referem-se principalmente a receita de aplicações financeiras, variações no valor justo de ativos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado e ganhos nos instrumentos de hedge que são reconhecidos no resultado. A receita de juros é reconhecida no resultado por meio do método de juros efetivos. As despesas financeiras abrangem principalmente encargos, variação cambial e variação monetária sobre empréstimos e financiamentos, variações no valor justo de ativos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado e perdas nos instrumentos de hedge que são reconhecidos no resultado. Os custos dos empréstimos são reconhecidos no resultado por meio do método de juros efetivos.

Informações sobre quantidade de ações e resultado por ação As receitas financeiras referem-se principalmente a receita de aplicações financeiras, variações no valor justo de ativos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado e ganhos nos instrumentos de hedge que são reconhecidos no resultado. A receita de juros é reconhecida no resultado por meio do método de juros efetivos. As despesas financeiras abrangem principalmente encargos, variação cambial e variação monetária sobre empréstimos e financiamentos, variações no valor justo de ativos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado e perdas nos instrumentos de hedge que são reconhecidos no resultado. Os custos dos empréstimos são reconhecidos no resultado por meio do método de juros efetivos.

Demonstrações de valor adicionado: A Companhia elaborou demonstrações do valor adicionado (DVA) nos termos do pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, as quais são apresentadas como parte integrante das demonstrações contábeis conforme práticas contábeis adotadas no Brasil aplicável às Companhias abertas, enquanto para IFRS representam informação financeira adicional.

Novas normas e interpretações ainda não adotadas: Diversas normas, emendas e interpretações IFRSs emitidas pelo IASB (International Accounting Standards Board) ainda não entraram em vigor para o exercício encerrado em 31/12/2013, e que poderiam afetar a Companhia, são elas:

- IFRIC 21 – Impostos: Interpretação sobre a contabilização de impostos estabelecida pelos governos. O IFRIC 21 é uma interpretação do IAS 37 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes: Vigência 1/1/2014;
- IAS 36 – Redução ao valor recuperável de ativos: Divulgação de valores a recuperar de ativos não financeiros: Vigência 1/1/2014;
- IAS 39 – Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e mensuração direito de novação de derivativos e hedge accounting (emendas IAS 39): Introduce uma isenção à obrigação de descontinuar a contabilidade de cobertura dos instrumentos financeiros derivativos: Vigência 1/1/2014;
- Emenda da IAS 32 – Instrumentos Financeiros: Apresentação: Apresentar requerimentos para compensação de ativos financeiros e passivos financeiros. Vigência 1/1/2014;

- IFRS 9 – Instrumentos financeiros: Reconhecimento e Mensuração: Mantém mas simplifica o modelo de mensuração mista e estabelece duas categorias de mensuração para ativos financeiros: custo amortizado e valor justo. Vigência 1/1/2015;

O CPC ainda não emitiu pronunciamentos ou revisões equivalentes às IFRS/IAS acima citadas. A adoção antecipada destes pronunciamentos está condicionada a aprovação prévia em ato normativo da Comissão de Valores Mobiliários – CVM. A Companhia não estimou a extensão do impacto destas novas normas em suas demonstrações contábeis.

Para mais informações, vide a lista completa de pronunciamentos no sítio do CPC: www.cpc.org.br.

ICPC 01 – CONTRATOS DE CONCESSÃO (IFRIC 12)

Em 22/12/2009 foi aprovada a Deliberação CVM nº 611/2009, que delibera a ICPC 01 – Contratos de Concessão.

O escopo da ICPC 01 abrange contratos de concessões de serviços públicos de entidades privadas, onde o poder concedente tem o controle sobre os ativos relacionados a concessão. O poder concedente controla os ativos quando esse:

- a) Controla ou regulamenta quais serviços o concessionário deve prestar com a infraestrutura, a quem os serviços devem ser prestados e o seu preço; e
- b) Controla qualquer participação residual significativa na infraestrutura, no final do prazo da concessão.

Assim, segundo a ICPC 01, as concessionárias têm 2 atividades:

- a) Construção: o resultado é reconhecido proporcionalmente à execução da obra, de acordo com o CPC 17 – Contratos de Construção; e
- b) Operação e manutenção: A receita é reconhecida de acordo com o CPC 30 – Receitas, no momento em que os riscos e benefícios são transferidos. Os gastos com manutenção são reconhecidos como despesas e, com ampliação capitalizados.

A ICPC 01 define o modelo de contabilização, conforme quem remunera o concessionário:

- a) Usuário: Aplica o modelo do ativo intangível, onde os bens da concessão são reconhecidos como tal, representando o valor justo do direito de cobrar os usuários. Este ativo é amortizado durante o prazo de concessão, pela maneira que melhor represente o consumo dos benefícios econômicos;
- b) Poder concedente: Aplica o modelo do ativo financeiro, onde os bens da concessão assim são reconhecidos. O ativo financeiro representa um direito incondicional de receber pagamento do poder concedente, e mensurado de acordo com o CPC 38 – Instrumentos financeiros: Reconhecimento e Mensuração; e
- c) Usuário e poder concedente: Utiliza o modelo misto, onde os bens da concessão são reconhecidos como um ativo intangível e um ativo financeiro.

Adoção da ICPC 01

As concessionárias de distribuição de energia elétrica são remuneradas de 3 maneiras:

- a) Direito de cobrar os usuários pela energia consumida (fatura);
- b) Direito de cobrar os usuários pelo uso do sistema de distribuição; e
- c) Indenização dos bens reversíveis ao final do prazo da concessão.

O direito de cobrar representa um ativo intangível e a indenização um ativo financeiro. O ativo financeiro deve ser reconhecido pela melhor estimativa do valor justo da indenização, e o valor residual (a diferença para o saldo total bifurcado) seria o ativo intangível.

O ativo financeiro representa a parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão, que será paga a título de indenização pela União. Existe uma indefinição quanto a renovação das concessões. A inexistência de definição legal e constitucional, aliada a ausência de histórico de reversões, faz com que o ativo intangível tenha sua vida útil limitada ao prazo da concessão. Contudo, a Administração da Companhia entende que conseguirá renovar por igual período, conforme direito previsto no contrato de concessão, cuja renovação será requerida pela Companhia, para assegurar a continuidade e qualidade do serviço e cumprimento de regularidade junto ao órgão técnico de fiscalização do poder concedente e demais exigências previstas no contrato de concessão.

A atualização do ativo financeiro da concessão está sendo realizada com base na metodologia de valorização do ativo imobilizado da concessão, utilizada pelo poder concedente na revisão tarifária que ocorre a cada quatro anos. Essa metodologia de valorização consiste em reavaliar a infraestrutura da distribuição de energia pelo VNR – Valor Novo de Reposição, para compor a Base de Remuneração Regulatória. A Companhia utiliza o IGP-M como melhor estimativa para atualizar o valor do ativo financeiro da concessão, entre os períodos da revisão tarifária. Quando ocorrer a próxima revisão tarifária prevista para 8/4/2014, esses valores serão ajustados pela variação do VNR apurado na infraestrutura da distribuição. O IGP-M também é utilizado como base para ajuste da tarifa realizada pela ANEEL anualmente. O ativo financeiro da concessão foi classificado como disponível para venda, conforme a OCPC 05 – Contratos de Concessão, e sua contrapartida foi registrada no resultado do exercício.

A despesa com depreciação incluída na tarifa é determinada com base na vida útil econômica estimada de cada bem, sendo utilizada como base de cálculo da amortização do ativo intangível.

A ICPC 01 ainda determina o reconhecimento de receita e despesa de construção referente às obras em andamento. A Administração entende que a atividade de construção não gera lucro, assim não apresenta margem de lucro.

10.6 Com relação aos controles internos adotados para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis, os diretores devem comentar:

a. Grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e providências adotadas para corrigi-las

A Companhia atende aos padrões de governança corporativa e considera seus controles internos suficientes para o tipo de atividade e o volume de transações que opera. A Administração está

empenhada no constante aprimoramento, efetuando constantes revisões, visando à melhoria contínua de seus processos.

b. Deficiências e recomendações dos controles internos presentes no relatório do auditor independente

Como parte dos exames das demonstrações financeiras pelos auditores independentes, relativos aos exercícios de 2011, 2012 e 2013, foram elaborados relatórios de controles internos com algumas recomendações, as quais não representaram nenhum comprometimento no desenvolvimento das atividades da Enersul. Estas recomendações foram discutidas com os auditores, e quando aplicáveis, foram adotadas como procedimentos de aperfeiçoamento dos controles da Companhia.

10.7 Caso o emissor tenha feito oferta pública de distribuição de valores mobiliários, os diretores devem comentar:

A Companhia não fez nenhuma oferta pública de distribuição de valores mobiliários.

a) como os recursos resultantes da oferta foram utilizados.

Não aplicável.

b) se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição.

Não aplicável.

c) caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios.

Não aplicável.

10.8. Os diretores devem descrever os itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor, indicando:

a. Os ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (off-balance sheet items), tais como:

i. arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos

ii. carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos

iii. contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços

iv. contratos de construção não terminada

v. contratos de recebimentos futuros de financiamentos

A Companhia não possui ativos ou passivos que não estejam refletidos nas demonstrações financeiras e suas notas explicativas.

b. Outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Não Aplicável

10.9. Em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.8, os diretores devem comentar:

a. Como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras do emissor

Não Aplicável

b. Natureza e o propósito da operação

Não Aplicável

c. Natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação

Não Aplicável

10.10. Os diretores devem indicar e comentar os principais elementos do plano de negócios do emissor, explorando especificamente os seguintes tópicos:

a. investimentos, incluindo:

(i) descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos

O quadro abaixo demonstra os investimentos realizados nos últimos 3 anos pela ENERSUL:

Investimentos (R\$ mil)	2011	2012	2013
Expansão, Manutenção e Melhorias no Sistema	77.954	85.744	116.878
Redução de Perdas	9.864	13.410	11.102
Telecomunicações / Informática / Infra-estrutura	34.831	17.448	23.730
Sub-Total	122.649	116.601	151.710
Programa Luz Para Todos / Universalização	41.926	36.827	13.079
Incorporação de Ativos	4.486	64.081	10.467
TOTAL	169.061	217.509	175.256

Os programas atualmente em andamento estão relacionados a seguir:

PROGRAMA LUZ PARA TODOS e PROGRAMA NACIONAL DE UNIVERSALIZAÇÃO: em 2011, 2012 e 2013, a companhia investiu R\$41,9 milhões, R\$ 36,8 milhões e R\$13,1 milhões, respectivamente, no LPT e UNIVERSALIZAÇÃO, cuja principal característica é possibilitar o acesso e uso da energia elétrica, a todos os cidadãos domiciliados nas áreas urbanas e rurais do Estado. Os recursos para atendimento do LPT são provenientes da Reserva Global de Reversão ("RGR"), Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE") e Fonte Própria.

INCORPORAÇÃO DE ATIVOS: em 2011, 2012 e 2013, a companhia investiu R\$ 4,5 milhões, R\$ 64,1 milhões e R\$ 10,5 milhões, respectivamente, na incorporação de ativos das redes de

distribuição particulares na base de ativos da empresa conforme a resolução normativa ANEEL 229/2006, ressalta-se que de acordo com esta resolução todas as redes consideradas particulares, deverão estar incorporadas ao sistema Enersul até o final do ano de 2015.

TELECOMUNICAÇÕES / INFORMÁTICA / INFRAESTRUTURA: Para atendimento às necessidades de apoio ao negócio da ENERSUL, foram investidos em 2011, 2012 e 2013, respectivamente, R\$34,8 milhões, R\$17,4 milhões e R\$ 23,7 milhões, em projetos de telecomunicação, informática e infraestrutura. Destacam-se como principais projetos, no último exercício, a continuação do projeto de sistema de despacho móvel de ordens de serviços comerciais que integrará a tecnologia de mobilidade de dados que hoje já alcança às ordens de serviços técnicos emergenciais; automação da rede de distribuição de Campo Grande com 45 religadores e Dourados com 12 religadores; investimentos em informática, realizados para atender as necessidades da empresa para gestão administrativa, comercial e técnica, assim como a atualização do parque de microinformática e programa de renovação de frotas.

PROGRAMA DE REDUÇÃO DE PERDAS: são verbas destinadas exclusivamente para o programa de combate às perdas técnicas e não técnicas. Nesse Programa, foram investidos R\$9,9 milhões, R\$13,4 milhões e R\$ 11,1 milhões, nos anos de 2011, 2012 e 2013, respectivamente.

É requisito básico que a Enersul atenda os consumidores com a qualidade e continuidade estabelecida pela ANEEL, assim como invista no combate às perdas, seja técnica ou não técnica.

O ano de 2013 foi marcado pela manutenção do foco no combate as perdas não técnicas (comerciais), com a substituição de medidores obsoletos ou fraudados, telemedição de grandes clientes, medição em transformadores, entre outros.

Com relação às perdas técnicas além dos investimentos realizados na expansão do sistema de distribuição, que oferecem resultados na redução destas, pode-se destacar o projeto de compensação reativa em 34,5 kV com a instalação de banco de reatores de 0,5 MVar em redes de distribuição e instalação de banco de capacitores em 13,8 kV.

EXPANSÃO, MANUTENÇÃO E MELHORIAS NO SISTEMA: Em função do forte crescimento de mercado e visando o aumento da capacidade e confiabilidade do sistema, assim como, manter a prestação de serviço adequado de distribuição de energia elétrica, através de obras de expansão e serviços de manutenção e melhorias, foram investidos em 2011, 2012 e 2013, respectivamente, R\$ 78,0 milhões, R\$ 85,7 milhões e R\$ 116,9 milhões, em obras de expansão de linhas, subestações, redes de distribuição e sistemas de medição de energia elétrica.

O investimento em 2013 em expansão de redes pode ser traduzido em números com o incremento de 456 km de redes em média tensão, 349 km de rede em baixa tensão, 11.703 postes e 1.503 transformadores de distribuição.

No sistema de alta tensão, destacam-se pela relevância e montantes investidos em 2013: obra de conexão do sistema da Enersul à rede básica através da subestação Corumbá 2 230/138 kV (2 x 100MVA), nova subestação 138/13,8 kV (30 MVA) no município de Dourados, intitulada Dourados Industrial, a qual proporcionará um atendimento de maior qualidade às cargas do núcleo industrial, bem como preparará o atendimento da cidade para a expectativa de crescimento local; construção de linha 34,5 kV interligando as subestações Amambai – Aral Moreira.

Ainda sobre a mesma rubrica, são executadas diversas outras obras, envolvendo implantações/trocas de transformadores, construções de novos bays em subestações, ampliações

de setores e instalação de novos equipamentos nas redes e subestações.

Inserido dentro do montante de R\$ 116,9 milhões, também consta a adequação de redes rurais incorporadas que, geralmente, não apresentam boas condições de conservação e, portanto, necessitam de investimento para adequação das mesmas, visando operar com segurança operativa e continuidade requerida.

(ii) fontes de financiamento dos investimentos

Os recursos para Programa Luz Para Todos são provenientes da Reserva Global de Reversão ("RGR"), Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE"), Estados e Fonte Própria. Os demais programas têm como fonte de financiamentos os bancos privados, BNDES e fonte própria.

(iii) desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

Não houve desinvestimentos relevantes nos últimos três exercícios.

b. desde que já divulgada, indicar a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva do emissor

Não há qualquer aquisição em vista que influenciará materialmente a capacidade produtiva da Companhia.

c. novos produtos e serviços, indicando:

(i) descrição das pesquisas em andamento já divulgadas

Não aplicável.

(ii) montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços

PESQUISA & DESENVOLVIMENTO: a Companhia investiu R\$11,8 milhões, R\$13,4 milhões e R\$ 12,5 milhões em 2011, 2012 e 2013, respectivamente, em programas de pesquisa & desenvolvimento, relacionados com a produção e operação da concessionária. Esses investimentos são compostos pelos **seguintes** programas: Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), Estudo de Eficiência Energética (EPE), Programa de Eficiência Energética (PEE), e Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D).

(iii) projetos em desenvolvimento já divulgados

Não há projetos relevantes em desenvolvimento já divulgados.

(iv) montantes totais gastos pelo emissor no desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Não existem novos produtos ou serviços em desenvolvimento.

10.11. Comentar sobre outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens desta seção

Embora o evento comentado a seguir não tenha afetado o curso regular dos negócios da Companhia, vale destacar que, em agosto de 2012, a ANEEL determinou, cautelarmente, a Intervenção Administrativa na ENERSUL. A Intervenção tem como objetivo a defesa do interesse público, a preservação do serviço adequado aos consumidores e a gestão dos negócios da Companhia, assegurando o cumprimento das obrigações legais e contratuais vinculadas ao Contrato de Concessão, sem afetar o curso regular dos negócios da ENERSUL.

Na ocasião da Intervenção, os Diretores e membros do Conselho foram imediatamente afastados de suas ocupações e o Sr. Jerson Kelman foi designado como Interventor. Ao Sr. Kelman foram conferidos plenos poderes de gestão e administração sobre as operações e ativos da Concessionária, competindo a ele, dentre outras atribuições (i) praticar ou ordenar atos necessários à consecução dos objetivos da Intervenção; (ii) identificar e relatar à ANEEL, quaisquer irregularidades, eventualmente praticadas pelos administradores da Concessionária, decorrentes de atos ou omissões; e (iii) convocar, com exclusividade, a assembléia geral nos casos em que julgar conveniente.

III - REMUNERAÇÃO DOS ADMINISTRADORES

(Conforme informações do item 13 do Formulário de Referência da Instrução CVM 480/09)
(Valores expressos em milhares de reais)

13. Remuneração dos administradores

13.1. Não Aplicável

13.2. Em relação à remuneração reconhecida no resultado dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

Remuneração reconhecida no resultado do exercício de 2011 (R\$ mil)				
a. Órgão	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
b. Número de Membros	5	5	-	10
c.i. Remuneração fixa anual	270.000,00	1.937.288,44	-	2.207.288,44
Salário ou Pró-labore	270.000,00	1.820.000,00	-	2.090.000,00
Benefícios diretos e indiretos	-	117.288,44	-	117.288,44
Remuneração por participação em comitês	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-
c.ii. Remuneração variável	-	805.000,00	-	805.000,00
Bônus	-	805.000,00	-	805.000,00
Participação nos resultados	-	-	-	-
Remuneração por participação em reuniões	-	-	-	-
Comissões	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-
c.iii. Benefícios pós-emprego	-	-	-	-
c.iv. Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	-	-	-	-
c.v. Remuneração baseada em ações	-	-	-	-
d. Valor da remuneração por cada Órgão	-	-	-	-
e. Total da remuneração dos Órgãos	270.000,00	2.742.288,44	-	3.012.288,44

Remuneração reconhecida no resultado do exercício de 2012 (R\$ mil)				
a. Órgão	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária e Celetista	Conselho Fiscal	Total
b. Número de Membros	4,75	4,58	3,00	12,33
c.i. Remuneração fixa anual	194.400,00	2.691.936,19	43.200,00	2.929.536,19
Salário ou Pró-labore	162.000,00	1.949.872,81	36.000,00	2.147.872,81

Benefícios diretos e indiretos	-	259.498,14	-	259.498,14
Remuneração por participação em comitês	-	-	-	-
Outros	32.400,00	482.565,24	7.200,00	522.165,24
c.ii. Remuneração variável	-	1.316.036,72	-	1.316.036,72
Bônus	-	1.035.172,41	-	1.035.172,41
Participação nos resultados	-	50.250,55	-	50.250,55
Remuneração por participação em reuniões	-	-	-	-
Comissões	-	-	-	-
Outros	-	230.613,76	-	230.613,76
c.iii. Benefícios pós-emprego	-	-	-	-
c.iv. Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	-	-	-	-
c.v. Remuneração baseada em ações	-	-	-	-
d. Valor da remuneração por cada Órgão	-	-	-	-
e. Total da remuneração dos Órgãos	194.400,00	4.007.972,91	43.200,00	4.245.572,91

(*) No item c.ii: Remuneração variável, campo "Outros", foram acrescentados valores referente as despesas com passagens áreas.

Remuneração reconhecida no resultado do exercício de 2013 (R\$ mil)				
a. Órgão	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária e Celetista	Conselho Fiscal	Total
b. Número de Membros		4,00	3,00	7,00
c.i. Remuneração fixa anual		2.991.753,15	176.430,50	3.168.183,65
Salário ou Pró-labore		1.999.324,93	144.000,00	2.143.324,93
Benefícios diretos e indiretos		353.360,22	3.630,50	356.990,72
Remuneração por participação em comitês		-	-	-
Outros		639.068,00	28.800,00	667.868,00
c.ii. Remuneração variável		227.487,64	8.702,02	236.189,66
Bônus		-	-	-
Participação nos resultados		46.060,64	-	46.060,64
Remuneração por participação em reuniões		-	-	-
Comissões		-	-	-
Outros		181.427,00	8.702,02	190.129,02
c.iii. Benefícios pós-emprego		-	-	-
c.iv. Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo		-	-	-
c.v. Remuneração baseada em ações		-	-	-
d. Valor da remuneração por cada Órgão		-	-	-
e. Total da remuneração dos Órgãos		3.219.240,79	185.132,52	3.404.373,31

(*) No item c.ii: Remuneração variável, campo "Outros", foram acrescentados valores referente as despesas com passagens áreas.

Remuneração prevista para o exercício de 2014 (R\$ mil)				
a. Órgão	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária e Celetista	Conselho Fiscal	Total
b. Número de Membros		4,00	3,00	7,00
c.i. Remuneração fixa anual		3.322.342,46	176.631,11	3.498.973,57
Salário ou Pró-labore		2.320.434,64	144.000,00	2.464.434,64
Benefícios diretos e indiretos		324.854,05	3.831,11	328.685,16
Remuneração por participação em comitês		-	-	-
Outros		677.053,77	28.800,00	705.853,77
c.ii. Remuneração variável		473.146,59	10.007,32	483.153,91
Bônus		-	-	-
Participação nos resultados		264.505,54	-	264.505,54
Remuneração por participação em reuniões		-	-	-
Comissões		-	-	-
Outros		208.641,05	10.007,32	218.648,37
c.iii. Benefícios pós-emprego		-	-	-
c.iv. Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo		-	-	-
c.v. Remuneração baseada em ações		-	-	-
d. Valor da remuneração por cada Órgão		-	-	-
e. Total da remuneração dos Órgãos		3.795.489,05	186.638,43	3.982.127,48

(*) No item c.ii: Remuneração variável, campo "Outros", foram acrescentados valores referente as despesas com passagens áreas.

13.3 a 13.6 – Não aplicáveis.

13.7. Em relação às opções em aberto do conselho de administração e da diretoria estatutária ao final do último exercício social, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

Não aplicável em razão da Companhia não possuir plano de remuneração baseado em ações.

13.8 a 13.12 – Não aplicáveis.

13.13. Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, indicar o percentual da remuneração total de cada órgão reconhecida no resultado do emissor referente a membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores, diretos ou indiretos, conforme definido pelas regras contábeis que tratam desse assunto.

Exercício de 2011 (R\$ mil)			
Órgão	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária e Celetista	Conselho Fiscal
Percentual da Remuneração Total	8,96%	91,04%	-

Exercício de 2012 (R\$ mil)			
Órgão	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária e Celetista	Conselho Fiscal
Percentual da Remuneração Total	4,58%	94,40%	1,02%

Exercício de 2013 (R\$ mil)			
Órgão	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária e Celetista	Conselho Fiscal
Percentual da Remuneração Total		94,6%	5,4%

13.14 e 13.15 – Não aplicáveis.

13.16. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Valores correspondentes aos membros do conselho de administração e diretoria estatutária, do período de janeiro a agosto/2012, anterior a intervenção.

Remuneração reconhecida no resultado do exercício de janeiro a agosto de 2012 (R\$ mil)				
a. Órgão	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária e Celetista	Conselho Fiscal	Total
b. Número de Membros	4,75	5,00	-	9,75
c.i. Remuneração fixa anual	194.400,00	1.899.934,97	-	2.094.334,97
Salário ou Pró-labore	162.000,00	1.406.122,80	-	1.568.122,80
Benefícios diretos e indiretos	-	184.554,41	-	184.554,41
Remuneração por participação em comitês	-	-	-	-
Outros	32.400,00	309.257,76	-	341.657,76
c.ii. Remuneração variável	-	1.192.457,44	-	1.192.457,44
Bônus	-	1.035.172,41	-	1.035.172,41
Participação nos resultados	-	50.250,55	-	50.250,55
Remuneração por participação em reuniões	-	-	-	-
Comissões	-	-	-	-
Outros	-	107.034,48	-	107.034,48
c.iii. Benefícios pós-emprego	-	-	-	-
c.iv. Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	-	-	-	-
c.v. Remuneração baseada em ações	-	-	-	-
d. Valor da remuneração por cada Órgão	-	-	-	-

e. Total da remuneração dos Órgãos	194.400,00	3.092.392,41	-	3.286.792,41
------------------------------------	------------	--------------	---	--------------

Valores correspondentes aos membros do conselho fiscal, diretoria estatutária e diretoria celetista após intervenção, percebida no período de setembro a dezembro/2012.

Remuneração reconhecida no resultado do exercício de setembro a dezembro de 2012 (R\$ mil)				
a. Órgão	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária e Celetista	Conselho Fiscal	Total
b. Número de Membros	-	3,75	3,00	6,75
c.i. Remuneração fixa anual	-	792.001,22	43.200,00	835.201,22
Salário ou Pró-labore	-	543.750,01	36.000,00	579.750,01
Benefícios diretos e indiretos	-	74.943,73	36.00000	74.943,73
Remuneração por participação em comitês	-	-	-	-
Outros	-	173.307,48	7.200,00	180.507,48
c.ii. Remuneração variável	-	123.579,28	-	123.579,28
Bônus	-	-	-	-
Participação nos resultados	-	-	-	-
Remuneração por participação em reuniões	-	-	-	-
Comissões	-	-	-	-
Outros	-	123.579,28	-	123.579,28
c.iii. Benefícios pós-emprego	-	-	-	-
c.iv. Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	-	-	-	-
c.v. Remuneração baseada em ações	-	-	-	-
d. Valor da remuneração por cada Órgão	-	-	-	-
e. Total da remuneração dos Órgãos	-	915.580,50	43.200,00	958.780,50

IV - INTERVENÇÃO DA ENERSUL

Em 31 de agosto de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, por meio da Resolução Autorizativa nº 3.649, decretou, cautelarmente, a intervenção administrativa na ENERSUL, pelo prazo de 1 (um) ano, podendo este prazo ser prorrogado a critério da ANEEL, a fim de garantir a defesa do interesse público, a preservação do serviço adequado aos consumidores e a gestão dos negócios da Concessionária. Em 20/8/2013, através da Resolução Autorizativa nº 4.283 a ANEEL prorrogou a intervenção administrativa pelo prazo de 2 (dois) anos contados a partir de 31/8/2013.

Em decorrência da Intervenção, os membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva foram imediatamente afastados do exercício dos seus mandatos, sendo conferido ao Interventor Jerson Kelman, brasileiro, casado, engenheiro civil, portador da Carteira de Identidade nº 2110741-IFP/RJ e inscrito no CPF/MF sob o nº 155.082.937-87, plenos poderes de gestão e administração sobre as operações e os ativos da ENERSUL, decidindo, inclusive, sobre a nomeação de dirigentes.

Ainda, em decorrência da Intervenção, a ANEEL autorizou, por meio do Despacho nº 3.073, de 2 de outubro de 2012, a constituição do Conselho Fiscal da ENERSUL, a qual discriminamos a seguir:

Conselho Fiscal

José Said de Brito, CPF 212.278.107-68, brasileiro, casado, nascido em 09/05/1948, bacharel em ciências contábeis, com endereço comercial na Avenida Gury Marques nº 8000, em Campo Grande/MS.

Cezar Antônio Bordin, CPF 097.284.659-04, brasileiro, casado, nascido em 13/06/1951, bacharel em ciências contábeis, com endereço comercial na Avenida Gury Marques nº 8000, em Campo Grande/MS.

Vilson Daniel Christofari, CPF 028.789.768-00, brasileiro, casado, nascido em 20/09/1942, engenheiro eletricista, com endereço comercial na Avenida Gury Marques nº 8000, em Campo Grande/MS.

Interventor e Diretoria

Jerson Kelman, CPF 155.082.937-87, nascido em 17 de janeiro de 1948. O Sr. Jerson Kelman é engenheiro hidráulico e foi designado para o exercício da função de Interventor na ENERSUL, conforme Resolução Autorizativa ANEEL nº 3.649 de 31 de agosto de 2012.

Mário Guilherme Romano, CPF 055.524.437-72, nascido em 19 de setembro de 1948, o Sr. Mário é engenheiro eletricista e foi nomeado pelo Interventor, no uso das atribuições que lhe foram conferidas pelo § 1º do Art. 3º da Resolução Autorizativa ANEEL nº 3.649/2012, cumprida a determinação contida no § 4º do Art. 2º da mencionada Resolução, conforme Despacho ANEEL nº 2.879/2012.

Paulo Roberto Zibetti Jorge, CPF 012.780.530-34, nascido em 28 de fevereiro de 1947, o Sr. Paulo é administrador de empresas e foi nomeado pelo Interventor, no uso das atribuições que lhe foram conferidas pelo § 1º do Art. 3º da Resolução Autorizativa ANEEL nº 3649/2012, cumprida a determinação contida no § 4º do Art. 2º da mencionada Resolução, conforme Despacho ANEEL nº 2879/2012.

Márcio Pina Marques, CPF 847.214.561-15, nascido em 01 de junho de 1978, O Sr. Márcio é advogado foi nomeado pelo Interventor, no uso das atribuições que lhe foram conferidas pelo § 1º do Art. 3º da Resolução Autorizativa ANEEL nº 3.649/2012, cumprida a determinação contida no § 4º do Art. 2º da mencionada Resolução, conforme Despacho ANEEL nº 2.879/2012.