

# **Demonstrações Financeiras**

## **2012**



## ÍNDICE

<b><i>Relatório da Administração</i></b>	<b><i>Pág.</i></b>
<b><i>Mensagem da Administração</i></b>	<b><i>1</i></b>
<b><i>A Chesf e o Setor Elétrico Hoje</i></b>	<b><i>2</i></b>
<b><i>Conjuntura Econômica</i></b>	<b><i>3</i></b>
<b><i>Perfil da Empresa</i></b>	<b><i>4</i></b>
<b><i>Relacionamento com Acionistas</i></b>	<b><i>5</i></b>
<b><i>Composição Acionária</i></b>	<b><i>6</i></b>
<b><i>Governança Corporativa</i></b>	<b><i>6</i></b>
<b><i>Mercado de Energia</i></b>	<b><i>9</i></b>
<b><i>Comercialização de Energia</i></b>	<b><i>10</i></b>
<b><i>Novos Negócios</i></b>	<b><i>10</i></b>
<b><i>Desempenho Operacional</i></b>	<b><i>12</i></b>
<b><i>Investimentos</i></b>	<b><i>15</i></b>
<b><i>Desempenho Econômico-Financeiro</i></b>	<b><i>18</i></b>
<b><i>Participações Societárias</i></b>	<b><i>23</i></b>
<b><i>Relacionamento com Auditores Independentes</i></b>	<b><i>26</i></b>
<b><i>Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação</i></b>	<b><i>26</i></b>
<b><i>Gestão da Tecnologia da Informação</i></b>	<b><i>27</i></b>
<b><i>Gestão de Pessoas</i></b>	<b><i>28</i></b>
<b><i>Fornecedores</i></b>	<b><i>31</i></b>
<b><i>Relacionamento com as Comunidades</i></b>	<b><i>31</i></b>
<b><i>Responsabilidade Ambiental</i></b>	<b><i>33</i></b>
<b><i>Programa do Reassentamento de Itaparica</i></b>	<b><i>35</i></b>
<b><i>Cultura</i></b>	<b><i>36</i></b>
<b><i>Prêmios e Reconhecimentos</i></b>	<b><i>36</i></b>
<b><i>Informações de Natureza Social e Ambiental</i></b>	<b><i>36</i></b>
 <b><i>Demonstrações Financeiras</i></b>	
<b><i>Balanço Patrimonial</i></b>	
<b><i>Ativo</i></b>	<b><i>39</i></b>
<b><i>Passivo e Patrimônio Líquido</i></b>	<b><i>40</i></b>
<b><i>Demonstração do Resultado</i></b>	<b><i>41</i></b>
<b><i>Demonstração do Resultado Abrangente</i></b>	<b><i>42</i></b>
<b><i>Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido</i></b>	<b><i>43</i></b>
<b><i>Demonstração do Fluxo de Caixa</i></b>	<b><i>44</i></b>
<b><i>Demonstração do Valor Adicionado</i></b>	<b><i>45</i></b>
<b><i>Notas Explicativas às Demonstrações Financeiras</i></b>	<b><i>46</i></b>
<b><i>Composição da Diretoria e dos Conselhos de Administração e Fiscal</i></b>	<b><i>144</i></b>
<b><i>Parecer dos Auditores Independentes</i></b>	<b><i>145</i></b>
<b><i>Parecer do Conselho Fiscal</i></b>	<b><i>148</i></b>

**MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO**

A Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf apresenta seus resultados em 2012.

No exercício, a Companhia apurou prejuízo consolidado de R\$ 5.341,3 milhões. Este prejuízo resultou dos ajustes contábeis decorrentes da renovação das concessões vencíveis em 2015, tendo como fundamento a Medida Provisória – MP nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013. A referida Lei estabeleceu que os ativos dessas concessões, ainda não amortizados, deveriam ser indenizados a preços de reposição. A diferença resultante entre o valor da indenização, calculado com base no critério estabelecido pela referida MP, e o valor registrado contabilmente, foram baixados como perda no resultado da Companhia.

Em 2012, a Companhia deu prosseguimento à execução do grande programa de expansão de transmissão dos últimos 10 anos, obtendo significativo avanço. O seu Sistema de Transmissão foi ampliado em 6.295 MVA de sua capacidade de transformação, incluindo 8 novas subestações e 241 km de linhas de transmissão.

No ano, os investimentos para a expansão e modernização da capacidade produtiva da Chesf totalizaram R\$ 1.388,9 milhões.

A prospecção de novos negócios é parte da estratégia da Chesf para expandir seus sistemas de Geração e Transmissão. Durante o ano de 2012, a Companhia participou de forma isolada e obteve sucesso em leilões de novos empreendimentos, promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, que resultarão no acréscimo aproximado de 320 km de linhas de transmissão e de 3.010 MVA na sua capacidade de transformação.

No segmento de geração, a Chesf iniciou a implantação do Parque Eólico próprio, Usina de Energia Eólica (UEE) Casa Nova, de 180 MW, localizado no Estado da Bahia, com conclusão prevista para 2013. Ainda em 2012, avançaram os projetos próprios de expansão na área de geração eólica, com os parques das UEEs Casa Nova II e III, num total de mais 52 MW, tendo a Companhia solicitado à Aneel as outorgas de autorização destes parques para a Produção Independente de Energia. A construção deverá iniciar ainda em 2013, imediatamente após a conclusão da UEE Casa Nova.

Ressalte-se ainda, que, por meio de participações em 10 Sociedades de Propósito Específico – SPEs, em empreendimentos de geração, a Chesf está adicionando 2.597,4 MW ao seu parque gerador, valor correspondente à participação da Companhia nessas sociedades, com destaques para participações com 20% na UHE Jirau, de 3.750 MW, e 15% na UHE Belo Monte, de 11.233,1 MW, com início de operação comercial a partir de 2013 e 2015, respectivamente.

Em apoio às diretrizes e ações do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel) e do Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEf), a Chesf desenvolve projetos e ações em âmbito regional. Em especial, atua junto a municípios no desenvolvimento de projetos no âmbito do Programa Nacional de Iluminação Pública e Sinalização Semafórica Eficientes (Procel Reluz), favorecendo ao uso mais eficiente da energia elétrica e promovendo benefícios para o turismo, o comércio e o lazer noturno, contribuindo para o desenvolvimento socioeconômico da população. Destacam-se os mais de R\$ 7,4 milhões financiados em parceria com o Procel Reluz, em 2012, em projetos junto à Prefeitura do Recife (PE), com mais de 4,5 mil pontos de iluminação pública eficientizados e à Prefeitura de Teresina (PI), com mais de 18 mil pontos de iluminação pública eficientizados.

A Companhia gerou 50.113 GWh, em 2012, representando uma elevação de 3,0% em relação ao ano anterior. Os resultados alcançados para os indicadores operacionais apontam também melhoria de desempenho no atendimento à carga, em relação aos últimos três anos.

Em 2012, houve a implementação de todos os requisitos do Sistema de Gestão de Segurança e Saúde no Trabalho, exigidos pela norma reconhecida internacionalmente *Occupational Health and Safety Assessment Series – OHSAS 18.001:2007*, na Usina Xingó, culminando com a certificação dessa usina, atendendo inclusive a requisitos de governança corporativa. Esta conquista representou um marco para a Chesf e para o Sistema Eletrobras.

Na área de Pesquisa e Desenvolvimento + Inovação (P&D+I) o plano de investimento contemplou projetos nas áreas de geração solar termelétrica, nanotecnologia e gestão de equipamentos e instalações. Na área de geração solar, a Companhia obteve a aprovação da Aneel para implantar, no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D+I), uma planta fotovoltaica de 3MWp interligada à rede elétrica em uma área localizada próxima à cidade de Petrolina (PE). Esta planta, que tem por objetivo a proposição de arranjos técnicos e comerciais para a inserção de projetos de geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira, deverá estar concluída até meados de 2014. A Chesf participa ainda de projeto heliotérmico de 1 MWp a ser

implantado também em Petrolina, em parceria com o Cepel, e está implantando 15 estações solarimétricas, no semiárido nordestino, visando ao aproveitamento da energia solar com tecnologias fotovoltaicas e heliotérmicas.

Em 2012, a Companhia continuou realizando investimentos na área social e na área ambiental norteada pelos princípios de eficiência empresarial, rentabilidade e responsabilidade socioambiental, comprometendo-se com a preservação dos recursos ambientais e com a redução das desigualdades sociais e regionais.

No campo da gestão, a Chesf entendeu a necessidade de rever seu Planejamento Empresarial. Foi então realizado o processo de realinhamento estratégico considerando o novo contexto trazido pela MP nº 579/2012 e Lei nº 12.783/2013. O resultado desse realinhamento foi a definição do Mapa Estratégico Chesf 2013-2017. O novo mapa apresenta uma Companhia mais focada em suas questões fundamentais, onde os objetivos finalísticos representam os negócios da Companhia e os objetivos de gestão representam a atuação em atividades que provêm apoio e suporte para a concretização das atividades-fins.

Em relação à gestão de pessoas, a Companhia encerrou o exercício de 2012 com um quadro de pessoal de 5.631 empregados, sendo 1.167 mulheres e 4.464 homens, registrando 0,64% de *turnover*.

No ano em que completará 65 anos, 2013, a Chesf continua confiante em sua capacidade de enfrentar desafios, adaptando-se às novas regras do setor elétrico, mantendo sua trajetória de evolução com sucesso e foco na sustentabilidade, em conformidade com as diretrizes da Eletrobras.

O Conselho de Administração e a Diretoria da Chesf manifestam a sua irrestrita confiança na competência do seu corpo funcional.

## A CHESF E O SETOR ELÉTRICO HOJE

A Medida Provisória – MP nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, altera dispositivos da legislação vigente com o objetivo de viabilizar a redução do custo da energia elétrica para o consumidor, buscando, assim, promover a modicidade tarifária e a garantia de suprimento de energia elétrica, como também tornar o setor produtivo mais competitivo, contribuindo para o aumento do nível de emprego e renda no Brasil.

Essa legislação dispõe sobre os contratos de concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, outorgadas anteriormente à Lei nº 8.987/1995, e estabelece o regime de comercialização da energia gerada por usinas hidrelétricas, em complemento ao Novo Modelo do Setor Elétrico instituído pela Lei nº 10.848/2004.

As mudanças introduzidas na legislação visam à captura da amortização e depreciação dos investimentos realizados nos empreendimentos de geração e nas instalações de transmissão e de distribuição de energia elétrica.

O Decreto-Lei nº 8.031, que criou a Chesf em 1945, autorizou o aproveitamento progressivo do potencial energético do rio São Francisco, durante 50 anos, no trecho situado entre Juazeiro (BA) e Piranhas (AL), que abrange as usinas Xingó, Complexo de Paulo Afonso, Apolônio Sales (Moxotó) e Luiz Gonzaga (Itaparica). A concessão do trecho do rio para a construção da usina Sobradinho foi outorgada posteriormente, em 10/02/1972, pelo Decreto nº 70.138. Além dessas usinas, outras hidrelétricas, em diferentes rios, foram incorporadas à Chesf: Boa Esperança, Funil, Pedra, Araras e Curemas. Em 1995, foi prorrogado o prazo de concessão das usinas da Chesf, por mais 20 anos, após o qual uma nova concessão teria de ser licitada. Em decorrência, entre julho e outubro de 2015 venceriam as concessões das usinas da Chesf, com exceção de Sobradinho e Curemas, com vencimento em 9 de fevereiro de 2022 e 25 de novembro de 2024, respectivamente. A concessão de 97% dos ativos de transmissão da Chesf também se encerraria em 2015.

Com a adesão à mencionada Medida Provisória, a Chesf teve a concessão de seus ativos, que estaria vencendo em 2015, prorrogada por mais 30 anos, uma única vez, a partir de 2013, na condição de ter remuneração para prestação de serviços de operação e manutenção (O&M), a submissão a novos padrões de qualidade fixados pela Aneel e a disponibilização da energia gerada em regime de cotas para as distribuidoras. Também foram contempladas mudanças no marco regulatório com a redução ou eliminação de encargos, reversão dos bens e indenização de parte dos ativos não depreciados.

Além da concessão objeto da prorrogação, a Chesf possui outras 23 concessões, obtidas por meio de participação corporativa em leilões.

Em função da renovação das concessões a Chesf receberá indenização relativa aos ativos de geração e de transmissão, no valor de R\$ 6,765 bilhões, sendo R\$ 1,587 bilhão, para as instalações de transmissão, e R\$ 5,178 bilhões, para as usinas hidroelétricas. Receberá ainda, segundo o artigo 15 § 2º da Lei nº 12.783/2013, o valor de indenização relativo aos ativos de transmissão considerados não depreciados, existentes em 31 de maio de 2000, registrados pela concessionária e reconhecidos pela Aneel, bem como aqueles relativos aos Novos Investimentos na Geração, os quais, segundo art. 2º do Decreto nº 7.850/2012, deverão ser submetidos à Aneel até dezembro de 2013, para sua avaliação e possível reconhecimento para indenização ou incorporação na base tarifária.

Com o Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Transmissão, nº 061/2001-Aneel, a Chesf terá como remuneração a Receita Anual Permitida – RAP de R\$ 590,6 milhões para 2013, incluindo impostos e encargos, e com o Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Geração nº 006/2004-Aneel, a Chesf terá como remuneração o Valor da Receita Anual de Geração – RAG, definida a partir do valor do custo da Gestão dos Ativos de Geração – GAG, onde se incluem os encargos setoriais e impostos, que serão de R\$ 1.077,8 milhões para 2013.

A Chesf, desde o início de 2012, já vinha investindo na melhoria de sua eficiência operacional, considerando a perspectiva do encerramento dos contratos de concessão em 2015, e, naquela ocasião, estabeleceu diretrizes, tendo como meta inicial uma redução global de custos da ordem de 15% até a data final das concessões. Dentre as diretrizes estabelecidas, destacam-se a revisão detalhada de todos os contratos de fornecimento de bens e serviços e o monitoramento sistemático dos custos variáveis, tais como horas extras, viagens, periculosidade, sobreaviso, transporte, comunicação, patrocínio e publicidade, com uma intensa avaliação dos processos organizacionais e o estabelecimento de políticas e diretrizes para a renovação do quadro de pessoal.

Com a adesão da Chesf à MP nº 579/2012, tornou-se necessário o aprofundamento e a antecipação de muitas ações já previstas de otimização de processos e redução de custos, de forma que a Companhia viabilize seu caminho de crescimento e se mantenha como uma empresa em expansão.

## CONJUNTURA ECONÔMICA

O Brasil apresentou, no ano de 2012, o menor superávit na balança comercial em 10 anos, devido à retração da demanda internacional. Esse ano foi marcado pelos efeitos da crise financeira internacional, com destaque para o aumento do endividamento dos Estados Unidos da América e de grande parte da Europa, com vários países registrando níveis recordes de desemprego.

Em combate à crise internacional, o Brasil viveu momentos de política monetária expansiva. A redução histórica dos juros pelos bancos privados e públicos fez com que o crédito bancário chegasse a 53,5% do PIB. A manutenção da taxa Selic em 7,25% ao ano, o nível mais baixo desde 1999, a isenção/redução de impostos e a criação de faixas progressivas do imposto de renda, são exemplos da política monetária adotada pelo Governo.

Medidas adicionais merecem destaque, como as buscadas com a Medida Provisória nº 579/2012, transformada na Lei nº 12.783/2013, de 11/01/2013, cujo objetivo foi a substancial redução do custo da energia elétrica para os consumidores industriais e residenciais, por meio da renovação antecipada das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia que teriam vencimento em 2015 e 2017. Com isto as indústrias brasileiras podem se tornar mais competitivas no exterior, tendo-se, porém, como consequência, uma queda acentuada nos valores de mercado das companhias de energia (-17%) na Bovespa.

As medidas instauradas não foram suficientes para aquecer a economia. O PIB brasileiro, no primeiro trimestre de 2012, cresceu apenas 0,2% em relação ao quarto trimestre de 2011. O crescimento no segundo trimestre de 2012 em relação ao mesmo trimestre de 2011 foi um pouco melhor, porém ainda modesto (0,4%). A expectativa de crescimento do PIB brasileiro em 2012 não deverá ser superior a 1%. A inflação brasileira fechou o ano em 5,3% no IPCA e a taxa de juros real perto de 2% ao ano. A Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), foi reduzida de 5,5% para 5% ao ano.

Mesmo com o cenário internacional desfavorável e o lento crescimento brasileiro, o País não chegou à recessão econômica. De acordo com o Fundo Monetário Internacional - FMI, o cenário para 2013 é de crescimento da ordem de 3,5%, para o Brasil.

## PERFIL DA EMPRESA

A Chesf, concessionária de serviço público de energia elétrica controlada pela Eletrobras, é uma sociedade de economia mista de capital aberto, criada pelo Decreto-Lei nº 8.031, de 03 de outubro de 1945, e constituída na 1ª Assembleia Geral de Acionistas, realizada em 15 de março de 1948, tendo por finalidade gerar, transmitir e comercializar energia elétrica.

O seu sistema de geração é hidrotérmico, com predominância de usinas hidrelétricas, responsáveis por percentual próximo a 97% da produção total. Atualmente, seu parque gerador possui 10.615 MW de potência instalada, sendo composto por 14 usinas hidrelétricas, supridas por nove reservatórios com capacidade de armazenamento máximo de 56,8 bilhões de metros cúbicos de água, e uma usina térmica bicomustível com 346,8 MW de potência instalada, relacionadas a seguir:

Usinas	Rio	Capacidade Instalada (MW)
<b>HIDRELÉTRICAS:</b>	-	<b>10.268,328</b>
Sobradinho	São Francisco	1.050,300
Luiz Gonzaga (Itaparica)	São Francisco	1.479,600
Apolônio Sales (Moxotó)	São Francisco	400,000
Paulo Afonso I	São Francisco	180,001
Paulo Afonso II	São Francisco	443,000
Paulo Afonso III	São Francisco	794,200
Paulo Afonso IV	São Francisco	2.462,400
Piloto	São Francisco	2,000
Xingó	São Francisco	3.162,000
Funil	de Contas	30,000
Pedra	de Contas	20,007
Boa Esperança	Parnaíba	237,300
Curemas	Piancó	3,520
Araras	Acaraú	4,000
<b>TERMELÉTRICA:</b>		<b>346,803</b>
Camaçari	-	346,803
<b>TOTAL</b>		<b>10.615,131</b>

Ressalte-se, ainda, que a Chesf possui participações em empreendimentos de geração, por meio de SPEs, no total de 2.597,4 MW, conforme quadro a seguir:

SPEs	EMPREENHIMENTO	LOCAL	MW	PART.	INÍCIO DE OPERAÇÃO	MW <sub>Equiv</sub>
Energética Águas da Pedra S.A.	UHE Dardanelos	Aripuanã/MT	261,0	24,50%	ago/2011	63,9
ESBR Participações S.A.	UHE Jirau	Porto Velho/RO	3.750,0	20,00%	abr/2013	750,0
Norte Energia S.A.	UHE Belo Monte	Altamira/PA	11.233,1	15,00%	fev/2015	1.685,0
Pedra Branca S.A.	UEE Pedra Branca	Sento Sé/BA	30,0	49,00%	jan/2013	14,7
Sete Gameleiras S.A.	UEE Sete Gameleiras	Sento Sé/BA	30,0	49,00%	jan/2013	14,7
São Pedro Lago S.A.	UEE São Pedro do Lago	Sento Sé/BA	30,0	49,00%	jan/2013	14,7
U. E. Eólica Junco I S.A.	UEE Junco I	Jijoca de Jericoacoara/CE	30,0	49,00%	jan/2016	14,7
U. E. Eólica Junco II S.A.	UEE Junco II	Jijoca de Jericoacoara/CE	30,0	49,00%	jan/2016	14,7
U. E. Eólica Caiçara I S.A.	UEE Caiçara I	Cruz/CE	30,0	49,00%	jan/2016	14,7
U. E. Eólica Caiçara II S.A.	UEE Caiçara II	Cruz/CE	21,0	49,00%	jan/2016	10,3
<b>Total equivalente em SPEs</b>						<b>2.597,4</b>

O sistema de transmissão da Chesf é composto por 18.973,8 km de linhas de transmissão em operação, sendo 5.163,8 km de circuitos de transmissão em 500 kV, 13.019,0 km de circuitos de transmissão em 230 kV, e 791,0 km de circuitos de transmissão em tensões inferiores; 110 subestações (considerando-se neste total as subestações de Sapeaçu e Brumado) e 510 transformadores em operação em níveis de tensão superiores a 69 kV, totalizando uma capacidade de transformação de 45.744 MVA, além de 6.337 km de cabos de fibra óptica.

A Chesf também possui participações em empreendimentos de transmissão, por meio de SPEs, de aproximadamente 1.600,4 km, conforme quadro a seguir:

Empresa	LT	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (Km)	Extensão (Equiv.)
Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	Teresina II/Fortaleza II	CD	500	327,0	160,2
Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	Sobral III/Fortaleza II	CD	500	219,0	107,3
<b>TOTAL</b>				<b>546,0</b>	<b>267,5</b>
Integração Transmissora de Energia S.A.	Colinas/Miracema	CS	500	173,0	20,8
Integração Transmissora de Energia S.A.	Miracema/Gurupi	CS	500	255,0	30,6
Integração Transmissora de Energia S.A.	Gurupi/Peixe II	CS	500	72,0	8,6
Integração Transmissora de Energia S.A.	Peixe II/Serra da Mesa II	CS	500	195,0	23,4
<b>TOTAL</b>				<b>695,0</b>	<b>83,4</b>
Manaus Transmissora de Energia S.A.	Oriximiná/Silves	CD	500	335,0	65,3
Manaus Transmissora de Energia S.A.	Silves/Lechuga	CD	500	224,0	43,7
<b>TOTAL</b>				<b>559,0</b>	<b>109,0</b>
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	Porto Velho/Araraquara II	CS	600	2.375,0	581,9
<b>TOTAL</b>				<b>2.375,0</b>	<b>581,9</b>
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	São Luiz II/São Luiz III	CS	230	36,0	17,6
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	Secc. Sobral III/Fortaleza II C1/C2	CS	230	120,0	58,8
<b>TOTAL</b>				<b>156,0</b>	<b>76,4</b>
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	Luiz Gonzaga/Garanhuns	CS	500	224,0	109,8
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	Garanhuns/Pau Ferro	CS	500	239,0	117,1
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	Garanhuns/Campina Grande III	CS	500	190,0	93,1
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	Garanhuns/Angelim	CS	230	13,0	6,4
<b>TOTAL</b>				<b>666,0</b>	<b>326,3</b>
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	Ceará Mirim/João Câmara II	CS	500	64,0	31,4
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	Ceará Mirim/Campina Grande III	CS	500	201,0	98,5
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	Ceará Mirim/Extremoz II	CS	230	26,0	12,7
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	Campina Grande III/Campina Grande II	CS	230	8,5	4,2
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	Secc. J.Câmara II/Extremoz/SE Ceara Mirim	CS	230	6,0	2,9
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	Secc. C. Grande II/Extremoz II C1/C2	CS	230	12,5	6,1
<b>TOTAL</b>				<b>318,0</b>	<b>155,8</b>
<b>Total LTs em operação - SPE</b>				<b>1.241,0</b>	<b>350,9</b>
<b>Total LTs em construção - SPE</b>				<b>4.074,0</b>	<b>1.249,5</b>
<b>Total Geral</b>				<b>5.315,0</b>	<b>1.600,4</b>

## RELACIONAMENTO COM ACIONISTAS

A Chesf, como empresa de capital aberto, está sujeita às regras da Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

A política de relacionamento da Companhia é pautada pela divulgação de informações com transparência, caracterizada pelo respeito aos princípios legais e éticos, alinhados às normas a que está submetida como concessionária de serviço público.

A Companhia possui um canal de divulgação de informações em seu portal corporativo na Internet, [www.chesf.gov.br](http://www.chesf.gov.br), link “Relações com Investidores”. A comunicação com seus acionistas é feita via atendimento telefônico, correio padrão, presencial e endereçamento eletrônico.



## COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

O Capital Social da Companhia, no montante de R\$ 9.753,9 milhões, é representado por 55.905 mil ações nominativas, divididas em 54.151 mil ações ordinárias e 1.754 mil ações preferenciais, todas sem valor nominal. Deste total, 99,5781% pertencem à Eletrobras, 0,3467% ao Ministério da Fazenda, 0,0154% à Light, e 0,0598% a outros acionistas.

## GOVERNANÇA CORPORATIVA

### Administração

A Chesf é administrada por um Conselho de Administração, órgão colegiado de funções deliberativas, com atribuições previstas na lei e no seu Estatuto Social, e por uma Diretoria Executiva.

É privativo de brasileiros o exercício dos cargos integrantes da administração da Chesf, devendo os membros do Conselho de Administração ser acionistas, e os da Diretoria Executiva, acionistas ou não.

O Conselho de Administração é integrado por até seis membros, com reputação ilibada e idoneidade moral, eleitos pela Assembleia Geral, os quais, dentre eles, designarão o Presidente do Conselho, todos com prazo de gestão de um ano, admitida a reeleição.

Estatutariamente, em 2011, a Assembleia de Acionistas aprovou que um dos membros do Conselho de Administração seja indicado pelo Ministro de Estado do Planejamento, Orçamento e Gestão, e outro membro eleito como representante dos empregados, escolhido pelo voto direto de seus pares dentre os empregados ativos e em eleição organizada pela Companhia em conjunto com as entidades sindicais que os representem, nos termos da legislação vigente. A primeira eleição ocorreu no ano de 2012 e o empregado eleito membro do Conselho de Administração tomou posse na AGO de 2012.

A Diretoria Executiva é composta pelo Diretor-Presidente e até cinco Diretores, eleitos pelo Conselho de Administração, que exercerão suas funções em regime de tempo integral, com prazos de gestão de três anos, permitidas reeleições. O Diretor-Presidente é escolhido dentre os membros do Conselho de Administração, não podendo acumular a função de Presidente deste Conselho.

O Conselho Fiscal, de caráter permanente, compõe-se de três membros efetivos e igual número de suplentes, sendo um indicado pelo Ministério da Fazenda, como representante da Secretaria do Tesouro Nacional.

### Gestão da Ética

No Código de Ética estão expressos os princípios éticos e os compromissos de conduta que norteiam a Companhia nas interações com os diferentes públicos, bem como o que se espera da conduta dos seus empregados e de todo o público interno. A Chesf, por meio da Comissão de Ética, empenha-se, realizando diversas ações educativas, para que tais princípios e compromissos estejam internalizados, por compreender que tal procedimento contribui para aprimorar práticas e comportamentos que assegurem os direitos humanos individuais e coletivos e que preservem os interesses da Companhia. Em 2012 a Companhia realizou campanha para a internalização de comportamentos éticos e normatizou uma política para a “Promoção do Respeito, Prevenção e Enfrentamento da Violência e do Assédio Moral no Trabalho”, com vigência a partir do dia 1º de janeiro de 2013. Além de atuar sistematicamente na disseminação de princípios éticos, valores e compromissos de conduta expressos no Código, a Comissão de Ética monitora o seu cumprimento, avalia indícios de desvio de conduta e atua apurando responsabilidades e adotando medidas preventivas.

### Ouvidoria

A Ouvidoria da Chesf é um canal permanente de diálogo com seus públicos de interesse, que busca atender de forma ágil, objetiva e transparente todas as demandas recebidas.

Em seus quatro anos de atividades, desde janeiro 2009, registrou um total de 5.505 manifestações, das quais 1.257 no exercício de 2012.

No exercício, as demandas do público externo representaram 85% do total recebido.



Os temas mais recorrentes, no período, foram *Recursos Humanos* (24%), que inclui as solicitações de informações sobre oportunidades de emprego e estágio na Companhia, e *Concurso Público* (22%), abrangendo tanto o concurso realizado em 2012 quanto concursos anteriores.

Em 2012, o prazo médio de resposta a todas as manifestações recebidas foi de oito dias, que ficou dentro do parâmetro estabelecido pela Empresa para atendimento às manifestações (15 dias).

Com a Lei nº 12.527/2011, vigente a partir de 16/05/2012, que regulou o Acesso à Informação, assegurando a qualquer cidadão demandar informações de interesse particular ou coletivo, a Chesf implantou, em maio de 2012, o Serviço de Informação ao Cidadão – SIC, que se incorporou à Ouvidoria.

Esse novo serviço possui regras, procedimentos e prazos legais específicos para a divulgação de informações e para atendimento a demandas dos cidadãos e é monitorado pela Controladoria Geral da União – CGU.

Entre maio e dezembro de 2012, o SIC da Chesf registrou um total de 58 demandas, que, juntamente com aquelas recebidas pela Ouvidoria, totalizam as 1.257 manifestações registradas neste exercício.

As solicitações de informação com base na referida Lei foram atendidas dentro do prazo legal - 20 dias, prorrogável por mais 10 dias, mediante justificativa. Cerca de 70% de tais solicitações versaram sobre assuntos relativos a *Recursos Humanos*, destacando-se informações sobre o concurso público e sobre o efetivo da Companhia em determinados cargos que foram objeto do concurso.

### Auditoria Interna

A Auditoria Interna, subordinada ao Conselho de Administração, planeja e executa as atividades de auditoria interna na Companhia com avaliações independentes, imparciais e tempestivas sobre a efetividade e a adequação dos controles internos e do cumprimento das normas, regulamentos e da legislação, associados às suas operações. O Planejamento da Auditoria Interna consubstanciado no Plano Anual de Atividades de Auditoria Interna – PAINT, é submetido à aprovação da Controladoria Geral da União – CGU e, posteriormente, aos Conselhos Fiscal e de Administração.

### Sustentabilidade Empresarial

Em 2012, foi emitido o Relatório de Sustentabilidade seguindo as diretrizes mundiais da *Global Reporting Initiative (GRI)*, com o grau de aplicação no nível B autodeclarado e examinado pela *GRI (GRI checked)*, atendendo também à Comunicação de Progresso (COP) do Pacto Global. Além desta adesão, a Companhia manteve ações para atender aos Princípios de Empoderamento da Mulher, da ONU Mulheres, Programa Pró-equidade de Gênero e Raça, da Secretaria de Políticas para Mulheres da Presidência da República, e ao Pacto Nacional pela Erradicação do Trabalho Escravo. Foi elaborado o “Manual de Orientação sobre Projetos Sociais” e dada continuidade ao desenvolvimento de um sistema informatizado para apoio às informações necessárias à gestão da sustentabilidade empresarial. Foi ainda realizada campanha de divulgação da Política de Sustentabilidade. A Chesf também esteve presente na Rio+20.

A Chesf, como integrante do Núcleo de Coordenadores do Comitê de Sustentabilidade do Sistema Eletrobras, participou ativamente para o Relatório de Sustentabilidade da *holding* e para as respostas aos questionários do *Dow Jones Sustainability Index (DJSI)* e do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da BM&FBovespa.

### Gestão de Riscos Corporativos

A Chesf vem desenvolvendo e implementando uma política de gestão de riscos corporativos, coordenada pela Eletrobras, que considera as diversas naturezas de riscos – fatores aos quais a Companhia está exposta e que podem causar impactos significativos nos resultados corporativos. Esses riscos exigem constante monitoramento em função das metas de crescimento e das expectativas de rentabilidade da Companhia.

Em 2012 a Chesf deu continuidade ao gerenciamento de riscos decorrentes:

- a) do processo produtivo (riscos operacionais);
- b) das obrigações assumidas com terceiros (risco de crédito);
- c) da exposição negativa da marca (riscos de reputação e imagem);
- d) dos impactos ao meio ambiente provocado pelas suas operações (riscos ambientais);
- e) dos impactos à produção ou aos negócios, causados por fenômenos naturais (riscos de desastres naturais);

e,

f) dos problemas causados por ações em desacordo com a regulação e/ou legislação (risco de conformidade).

A Chesf transfere ao mercado segurador, por meio de compra de seguros, os riscos que devem ser obrigatoriamente segurados por disposição legal ou regulatória.

A Chesf possui também um Comitê de Riscos, constituído por representantes de todas as Diretorias, responsável pela definição, aprovação e compreensão dos principais riscos decorrentes de fatores internos e externos incorridos pela Chesf, com vistas a assegurar que sejam identificados, avaliados, monitorados, controlados e testados de forma eficiente e eficaz pela estrutura hierárquica da Companhia.

### Gestão de Controles Internos

A Chesf, enquanto sociedade anônima de capital aberto está sujeita às normas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM). Entretanto, como controlada e subsidiária integral da Eletrobras, está sujeita ao cumprimento de normas da *Securities and Exchange Commission* (SEC), órgão regulador do mercado de ações dos Estados Unidos da América.

Anualmente, os controles internos da Chesf são revisados, auditados e certificados. Estas certificações contemplam os seus principais processos corporativos e de negócios, de acordo com os requisitos da CVM e da Lei *Sarbanes-Oxley* (SOX), de forma a garantir a conformidade da Eletrobras em relação a essa Lei, necessária à manutenção do registro dos *American Depositary Receipts* (ADR), nível II.

Em 2012, o processo de certificação da SOX envolveu quatro etapas:

- a) autoavaliação (revisão) dos controles internos em nível de entidade (*entity level control*), para avaliar o ambiente de governança corporativa;
- b) autoavaliação (revisão) dos controles internos de negócio (narrativas, matriz de controles e segregação de função);
- c) teste de administração (auditoria interna); e,
- d) teste de certificação (auditoria externa). Estas ações visam a assegurar a conformidade com as leis e regulamentos emanados de órgãos supervisores nacionais e estrangeiros, e a aderência às políticas e procedimentos internos da Companhia.

### Planejamento Empresarial

No que se refere ao seu planejamento empresarial (PE Chesf), o ano de 2012 teve foco no acompanhamento da execução das ações planejadas, conforme processo definido na Resolução Normativa *Sistematização da Gestão Empresarial*. O acompanhamento foi realizado por meio de reuniões bimestrais de monitoramento, com a participação dos Diretores e gestores de primeiro nível, sendo transmitido para todos os empregados em suas estações de trabalho.

O monitoramento permitiu o realinhamento do PE Chesf ao longo do ano, de forma a reorientar as ações sempre que desvios entre o previsto e o realizado foram encontrados, bem como novas necessidades empresariais foram identificadas. Adicionalmente, o monitoramento, ao tempo em que permitiu o aprimoramento do planejamento, contribuiu de forma significativa para a consolidação do aprendizado em gestão empresarial, por parte de todos os envolvidos, o que é essencial para a perenidade desse processo na Companhia.

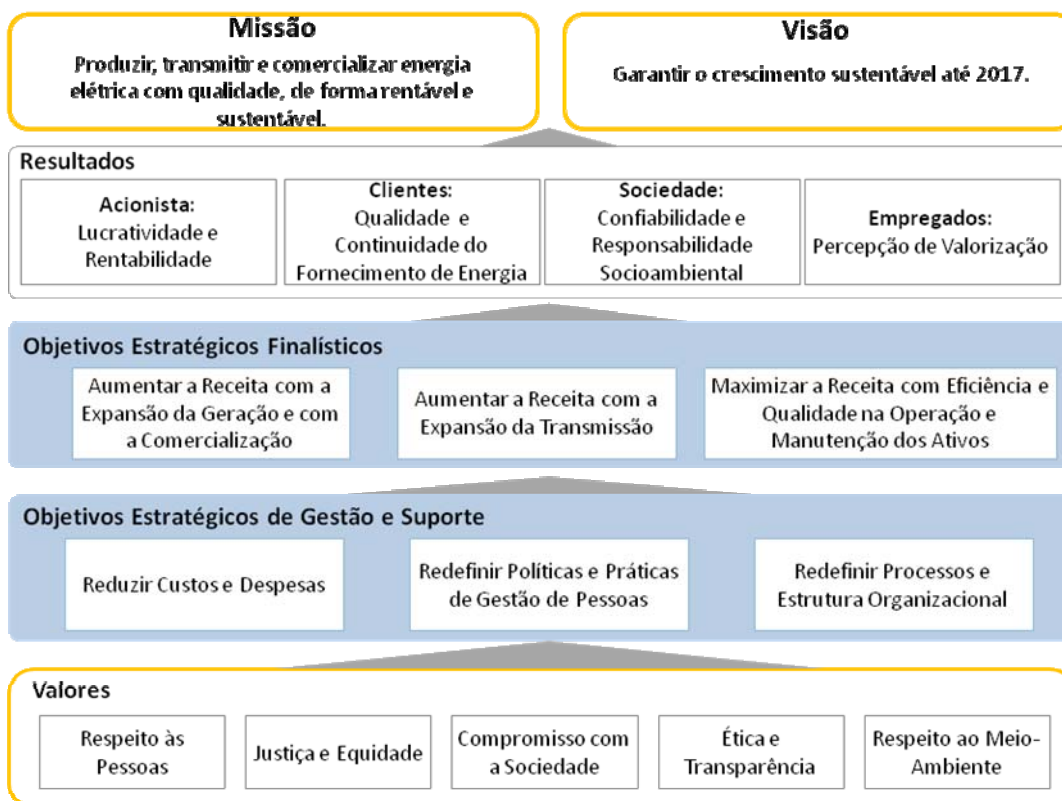
A partir do mês de setembro, com a emissão da MP nº 579/2012, a Chesf entendeu a necessidade de rever seu Planejamento Empresarial em função das mudanças significativas que foram introduzidas no marco regulatório do setor elétrico.

Assim, foi realizado o processo de realinhamento estratégico, considerando o novo contexto trazido pela referida MP 579 e pela Lei 12.783/2013.

O resultado desse realinhamento foi a definição do Mapa Estratégico Chesf 2013-2017, aprovado em reunião da Diretoria Executiva com todos os gestores de primeiro nível, no mês de dezembro.

O novo mapa, em atendimento a uma das diretrizes do realinhamento, apresenta a Chesf mais focada em suas questões fundamentais, onde os “Objetivos Estratégicos Finalísticos” representam os negócios da Companhia e os “Objetivos Estratégicos de Gestão e Suporte” representam a sua atuação em atividades que provêm apoio para a concretização das atividades-fins.

## MAPA ESTRATÉGICO CHESF 2013-2017



Assim, esses são os novos Objetivos Estratégicos que serão acompanhados ao longo do ano de 2013, utilizando-se as experiências vivenciadas pela Chesf, ao longo deste ano, no processo de Monitoramento do Planejamento Empresarial.

Certamente, ainda serão operacionalizados os desdobramentos internos dessa reconfiguração do Mapa Estratégico, ao tempo em que se buscará manter o PE Chesf uma peça de gestão continuamente atualizada de modo a refletir os desafios da Companhia frente aos cenários externos e internos que se configuram.

## MERCADO DE ENERGIA

A energia elétrica total consumida no Brasil, em 2012, atingiu 448.293 GWh e representou um acréscimo de 3,5% frente ao ano de 2011. Dentre as classes de consumo, coube destaque para o desempenho da Comercial e da Residencial, que cresceram 7,9% e 5,0%, respectivamente, e que, juntas, representam cerca de 44% do consumo total. A classe industrial, por outro lado, manteve-se estagnada e não registrou variação significativa em relação a 2011.

Quando comparado com os últimos anos, o crescimento registrado em 2012 foi inferior aos observados em 2011 (4,17%) e 2010 (8,16%), evidenciando o arrefecimento do mercado de energia. Com efeito, o desempenho menos expressivo está relacionado à conjuntura econômica que o País tem apresentado, com a diminuição do nível de investimento, queda da produção industrial, deterioração da balança comercial e baixo crescimento do PIB.

Todavia, esse dinamismo não é observado uniformemente no País. A região Centro-Oeste, por exemplo, registrou incremento de 9,0% no consumo e atingiu os 30.735 GWh, ao passo que a Nordeste consumiu 75.294 GWh, o que representou um crescimento de 4,7% em relação a 2011. Tais variações são reflexos, entre outros aspectos, do incremento da renda familiar e do emprego, que tem sustentado o crescimento da atividade nessas regiões, em níveis acima do nacional.

Quando observado pelo subsistema geoeletrico, o consumo do Nordeste, não incluindo o Estado do Maranhão, somou 63.721 GWh (o que equivale a 14,2% do total nacional) e registrou crescimento de 6,5% frente ao ano de 2011. Para atendimento a este subsistema, a Chesf contribui com 65% da energia, enquanto que o intercâmbio com os subsistemas Norte e Sudeste respondeu por 16% e as outras Geradoras (hidrelétrica, térmica e eólica), por 19%.

No que tange às perspectivas do mercado, as projeções divulgadas pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, apresentam crescimento no consumo nacional de energia elétrica, nas regiões atendidas pelo Sistema Interligado Nacional – SIN, da ordem de 4,4% a.a. para o período 2011-2021. Este desempenho está sustentado pela expansão das classes comercial (5,9% a.a.), residencial (4,6% a.a.) e industrial (3,9% a.a.). A classe residencial ganha participação no consumo total, passando de 25,9% em 2012 para 26,4% em 2021. A classe comercial também aumenta sua participação ao longo do período, saindo de 17,1% em 2012 para 19,6% no final do horizonte. Já a classe industrial perde participação, variando de 43% em 2012 para 40,7% em 2021.

Para a carga de energia, o incremento será da ordem de 30.684 MW médios no final de 2021, evoluindo dos 58.237 MW médios de 2011 para 88.921 MW médios, considerando a interligação de sistemas isolados da região Norte. Dentre os subsistemas elétricos o Norte apresenta o maior crescimento (7,1% a.a), justificado pela interligação dos sistemas Tucuruí-Macapá-Manaus e Boa Vista, além de entrada de grandes cargas industriais. Para o subsistema Nordeste prevê-se uma expansão média de 4,6% a.a, com crescimento superior ao previsto para o Brasil, passando de 8.405 MW médios de 2011 para 13.144 MW médios em 2021, representando incremento de 4.739 MW médios no final do último ano.

## COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

A energia comercializada pela Chesf em 2012 atingiu o montante de 49.089 GWh, distribuído entre 22 estados do Brasil e o Distrito Federal. Desse montante, 42.963 GWh foram destinados ao Ambiente de Contratação Regulada – ACR, para atendimento às distribuidoras e aos consumidores cativos, que representam 87,52% do total comercializado, enquanto que 6.126 GWh foram destinados ao Ambiente de Contratação Livre – ACL, para atendimento aos comercializadores e aos consumidores livres, representando 12,48% desse total.

Em 2012, a venda de energia para as distribuidoras representou um percentual de 74,42% do total da energia comercializada pela Chesf. Dentro desse mercado, destacam-se as vendas efetuadas para aquelas localizadas nos seguintes Estados: São Paulo (23,00%), Rio de Janeiro (12,08%), Paraná (10,97%), Minas Gerais (6,92%), Bahia (6,33%) e Rio Grande do Sul (6,33%).

No Ambiente de Contratação Livre, o processo de negócio de venda de energia é realizado pela Companhia por meio de leilões. Para tanto, a Chesf conta com suporte de plataforma computacional.

No ano de 2012, a Chesf promoveu 14 leilões, que resultaram em 112 novos contratos com comercializadores e consumidores livres. Esses novos contratos no ambiente livre representaram 33,21% da energia contratada no exercício para esse ambiente.

A região Nordeste, onde está sediada a Companhia, foi responsável pela compra de uma fatia de 30,92% do que a Chesf comercializou no ano de 2012. Parte dessa energia foi destinada ao atendimento de 21 grandes consumidores industriais da região.

## NOVOS NEGÓCIOS

A prospecção de novos negócios é parte da estratégia da Chesf de expandir seus sistemas de Geração e Transmissão. Durante o ano de 2012, a Companhia participou e obteve sucesso em diversos leilões de novos empreendimentos, promovidos pela Aneel, relacionados a seguir:

- Leilão 002/2012, Lote D, composto pelas seguintes instalações no Estado da Bahia:

- LT 230 kV Camaçari IV/Pirajá, 45 km;
- LT 230 kV Pituaçu/Pirajá, 5 km;
- Subestação Pirajá 230/69 kV 2x180 MVA.

Descrição: Instalações de Transmissão compostas pela linha de transmissão Camaçari IV/Pirajá, em 230 kV, circuito simples, com extensão aproximada de 45 km, com origem na subestação Camaçari IV e término na subestação Pirajá; pela linha de transmissão Pituaçu/Pirajá, em 230 kV, circuito simples, com extensão aproximada de 5 km, com origem na subestação Pituaçu e término na subestação Pirajá e pela subestação Pirajá, com transformação 230/69 kV – 2x180 MVA.

- Leilão 003/2012, Lote A, composto pelas seguintes instalações no Estado de Pernambuco:

- Subestação Mirueira II, em 230/69 kV, 2 x 150 MVA; e,
- Subestação Jaboatão II, em 230/69 kV, 2 x 150 MVA.

Compõem, ainda, o Lote A:

- Subestação Jaboatão II: um trecho de linha de transmissão em 230 kV, circuito duplo, com extensão aproximada de 14 km, entre o ponto de seccionamento da linha de transmissão 230 kV Recife II/Pirapama II e a subestação Jaboatão II, duas entradas de linha correspondentes na subestação Jaboatão II e a aquisição dos equipamentos necessários às modificações, substituições e adequações na entrada de linha das subestações Recife II e Pirapama II.
- Subestação Mirueira II: duas entradas de linha em 230 kV na subestação Mirueira II, associadas à LT 230 kV Pau Ferro/Mirueira II CD.

- Leilão 003/2012, Lote B, composto pelas seguintes instalações nos Estados do Rio Grande do Norte e Ceará:

A) Instalações de Rede Básica:

- LT Mossoró II/Mossoró IV, CS, em 230 kV;
- LT Ceará-Mirim II/Touros, CS, em 230 kV;
- LT Russas/Banabuiu C2, CS, em 230 kV;
- Subestação Touros, 230 kV; e,
- Subestação Mossoró IV, 230 kV.

Descrição: Instalações de Transmissão de Rede Básica composta: pela linha de transmissão Russas/Banabuiu C2, em 230 kV, circuito simples, com extensão aproximada de 110 km, com origem na subestação Russas e término na subestação Banabuiu, localizadas no estado do Ceará; pela linha de transmissão Touros/Ceará Mirim II, em 230 kV, circuitos simples, com extensão aproximada de 56,17 km, com origem na subestação Touros e término na subestação Ceará Mirim II, localizadas no estado do Rio Grande do Norte; pela linha de transmissão Mossoró IV/Mossoró II, em 230 kV, circuitos simples, com extensão aproximada de 40 km, com origem na subestação Mossoró IV e término na subestação Mossoró II, localizadas no estado do Rio Grande do Norte; pela subestação Touros em 230 kV e pela subestação Mossoró IV em 230 kV, localizadas no estado do Rio Grande do Norte;

B) Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada - ICG:

- Transformador 230/69 kV 1 x 150 MVA na Subestação Touros;
- Subestação Touros 69 kV;
- Transformador 230/69 kV 1 x 100 MVA na Subestação Mossoró IV; e,
- Subestação Mossoró IV 69 kV.

Descrição: ICG composta pelo transformador 230/69 kV, 150 MVA, na subestação Touros, pelo transformador 230/69 kV, 100 MVA, na subestação Mossoró IV, ambas localizadas no estado do Rio Grande do Norte.

- Leilão 003/2012, Lote C, composto pelas seguintes instalações no Estado da Bahia:

A) Instalações de Rede Básica:

- LT Igaporã II/Igaporã III C1, CS, 230 kV;
- LT Igaporã II/Igaporã III C2, CS, 230 kV;
- LT Igaporã III/Pindaí II, CS, 230 kV;
- Subestação Igaporã III, em 500/230 kV, (6+1) x 250 MVA; e,
- Subestação Pindaí II, 230 kV.

Descrição: Instalações de Transmissão de Rede Básica composta: pela linha de transmissão Igaporã III/Pindaí II, em 230 kV, circuito simples, com extensão aproximada de 46 km, com origem na subestação Igaporã III e término na subestação Pindaí II; pelas linhas de transmissão Igaporã III/ Igaporã II C1 e C2, em 230 kV, circuitos simples, com extensão aproximada de 2 km, com origem na subestação Igaporã III e término na



subestação Igaporã II; pela subestação Igaporã III em 500/230 kV e pela subestação Pindaí II, em 230 kV, localizadas no estado da Bahia.

Compõem ainda o Lote C, como Rede Básica:

Subestação Igaporã III: dois trechos de linha de transmissão, em 500 kV, circuito simples, com extensão aproximada de 39 km cada, compreendidos entre o ponto de seccionamento da linha de transmissão em 500 kV Bom Jesus da Lapa II/Ibicoara e a subestação Igaporã III, as entradas de linhas correspondentes na subestação Igaporã III, e a aquisição dos equipamentos necessários às modificações, substituições e adequações nas entradas de linhas das subestações Bom Jesus da Lapa II e Ibicoara.

#### B) Instalações ICG:

- Transformador 230/69 kV, 2 x 150 MVA na subestação Pindaí II; e,
- Subestação Pindaí II 69 kV.

Descrição: ICG composta por dois transformadores 230/69 kV, 150 MVA na subestação Pindaí II, localizada no Estado da Bahia.

Na área de geração, a Companhia desenvolveu novos projetos próprios, os Parques Eólicos UEEs Casa Nova II e III, num total de mais 52 MW, tendo solicitado à Aneel, em agosto de 2012, as correspondentes outorgas de autorização para a Produção Independente de Energia, com início de construção previsto ainda em 2013, imediatamente após a conclusão da UEE Casa Nova.

Ainda sobre a geração eólica, a Chesf vem realizando medições de vento, para o desenvolvimento de projetos eólicos, em várias áreas selecionadas no Nordeste, num total de 20.000 ha, correspondendo a um potencial de até 1.000 MW, a serem implantados via futuros leilões de venda de energia da Aneel, no ambiente regulado (ACR), ou mesmo para a venda direta no mercado livre (ACL). Busca também ampliar parcerias para viabilizar a exploração do grande potencial eólico da referida região.

## DESEMPENHO OPERACIONAL

O sistema eletroenergético da Chesf integra o Sistema Interligado Nacional – SIN e realiza intercâmbio de energia com os sistemas Norte, Sul e Sudeste/Centro-Oeste.

Dada a localização de suas principais usinas, na bacia do São Francisco, a geração de energia é influenciada pelos regimes hidrológicos das regiões Nordeste e Sudeste. Devido a essa localização e às afluências ocorridas no período úmido 2011/2012, o principal reservatório da região Nordeste, Sobradinho, atingiu, no final do mês de abril de 2012, o armazenamento de 76,02% e, em 31 de dezembro, alcançou 27,14 % do seu volume útil.

A Companhia gerou 50.113 GWh, em 2012, contra 48.663 GWh, em 2011, representando uma elevação de 3,0%. Este resultado foi devido às condições energéticas do SIN e ao intercâmbio de energia praticado com as outras regiões, em função da política de despacho centralizado utilizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

Foram mantidos os investimentos no aprimoramento dos instrumentos de planejamento de intervenções e implementação de novas técnicas e processos de manutenção em equipamentos, linhas de transmissão e dispositivos de proteção, controle e supervisão e na capacitação de recursos humanos.

Em 2012, foi dada continuidade à implantação de melhorias nos sistemas de transmissão e geração, com a substituição de equipamentos obsoletos e superados, digitalização de sistemas de proteção e instalação de novos dispositivos de supervisão e controle do sistema eletroenergético, especialmente para as Redes de Oscilografia, Qualimetria e de Relés de Proteção, ampliando o nível de controlabilidade e observabilidade das instalações.

Ainda em 2012, a Chesf também atuou no monitoramento e gestão do consumo de energia elétrica de suas instalações, tendo em 2012 sido elaborados 15 Projetos de Melhorias em Eficiência Energética (PMEE), cujos benefícios, após a implantação, irão contribuir para a elevação dos resultados empresariais e favorecer a ampliação da oferta de energia e da segurança operativa.

Reforçando a rede de telecomunicação da Chesf, foram disponibilizados novos suportes e serviços ao sistema de transmissão óptico digital, destacando-se a ativação da Rota Sudoeste da Bahia através dos enlaces SDH 622 Mbits/s entre Senhor do Bonfim- Irecê – Brotas de Macaúbas - Bom Jesus da Lapa, bem como às novas localidades de Natal III, Santa Rita, Zebu e Brumado, além da rota em derivação via rádio digital para atender

à Subestação Pilões. Outro importante atendimento envolveu as novas instalações das SEs Suape II e Suape III, que implicou importantes alterações nas configurações das arquiteturas de telecomunicações das subestações Recife II, Ribeirão e Messias. Adicionalmente, foram ativadas para testes as Redes *Wireless Lan* (WLAN) para voz e dados em Campina Grande II e Rio Largo II, com cobertura tanto nas áreas operacionais quanto administrativas.

Quanto ao Plano Nacional de Banda Larga – PNBL do Governo Federal, foram concluídas as *retrofits* e adequações que permitiram liberar as fibras ópticas e infraestrutura para as estações da Telebras na rota Presidente Dutra – Fortaleza – Natal – Campina Grande – Recife – Xingó – Jardim (Aracaju) – Camaçari – Salvador.

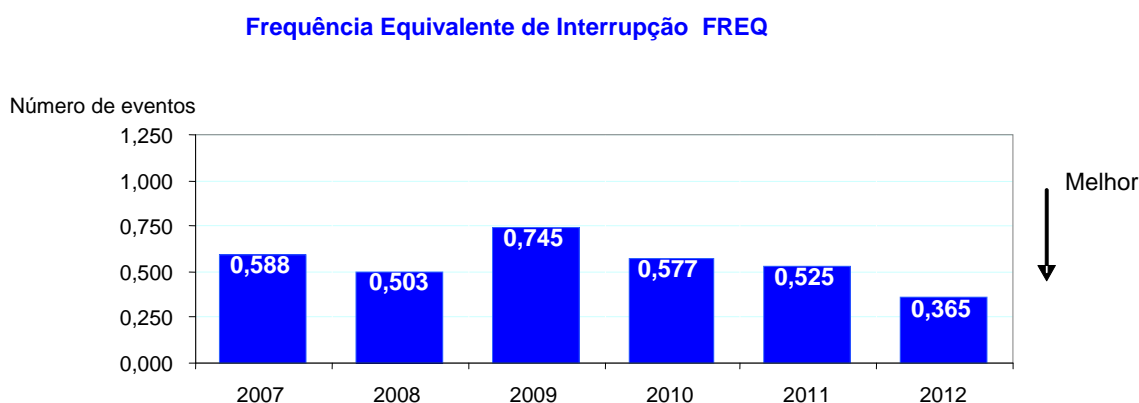
## Indicadores de Desempenho

Os resultados em 2012 para os indicadores de Frequência Equivalente de Interrupção – FREQ, e Duração Equivalente de Interrupção – DREQ apontam para um dos melhores desempenhos no atendimento à carga, do histórico operacional. A incidência de eventos com demanda interrompida abaixo de 50 MW, que corresponde a 85% das ocorrências, e a contínua melhoria no planejamento das intervenções e no pronto atendimento quando de desligamentos intempestivos, contribuíram para estes resultados.

Os indicadores de Disponibilidade Operacional de Geração e de Linhas de Transmissão apresentam valores próximos à média dos últimos anos os quais indicam bom desempenho no serviço prestado.

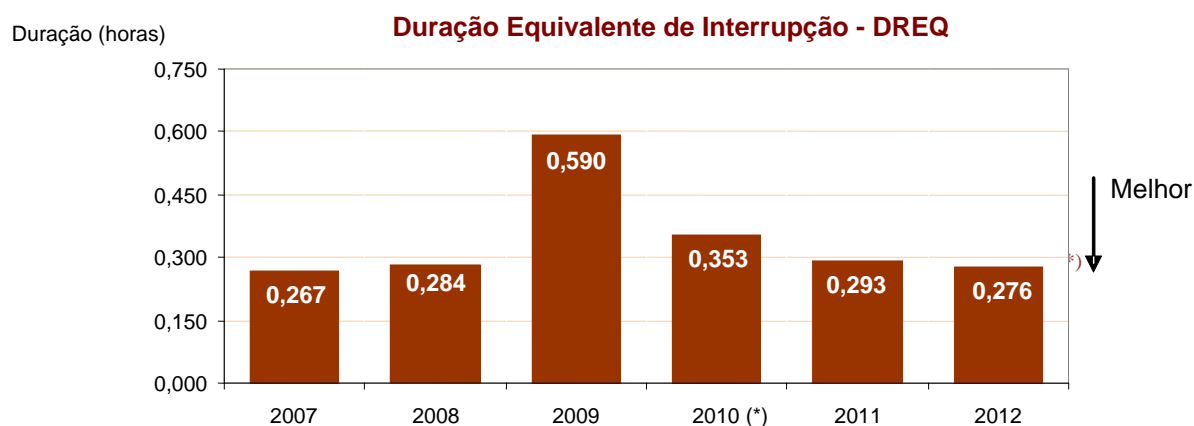
### Frequência Equivalente de Interrupção - FREQ

Indica o número de vezes que uma carga equivalente à demanda máxima atendida pela Chesf teria sido interrompida, considerando todas as interrupções ocorridas no período.



### Duração Equivalente de Interrupção – DREQ

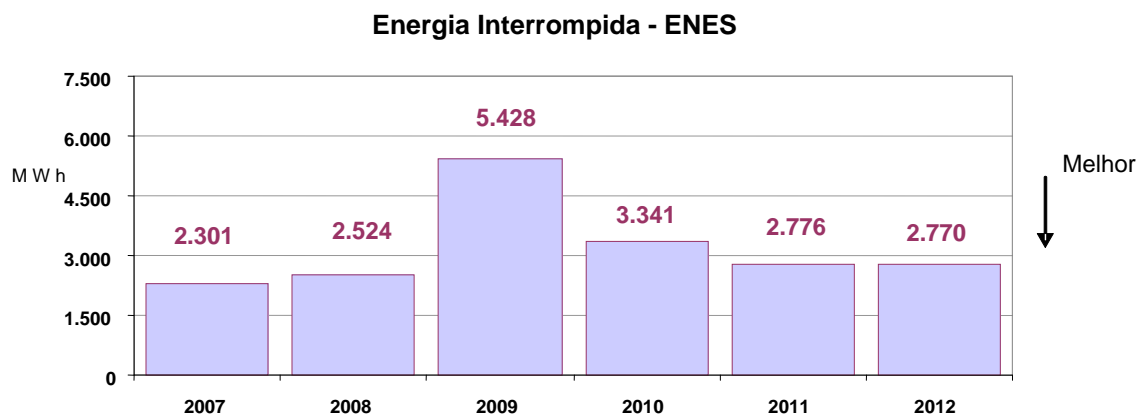
Indica o tempo que uma carga equivalente à demanda máxima atendida pela Chesf teria permanecido interrompida, considerando todas as interrupções ocorridas no período.





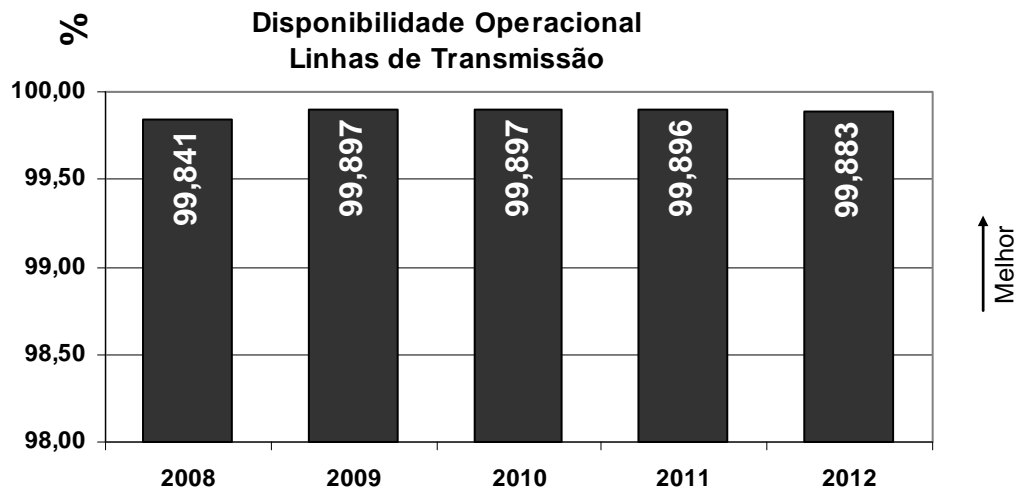
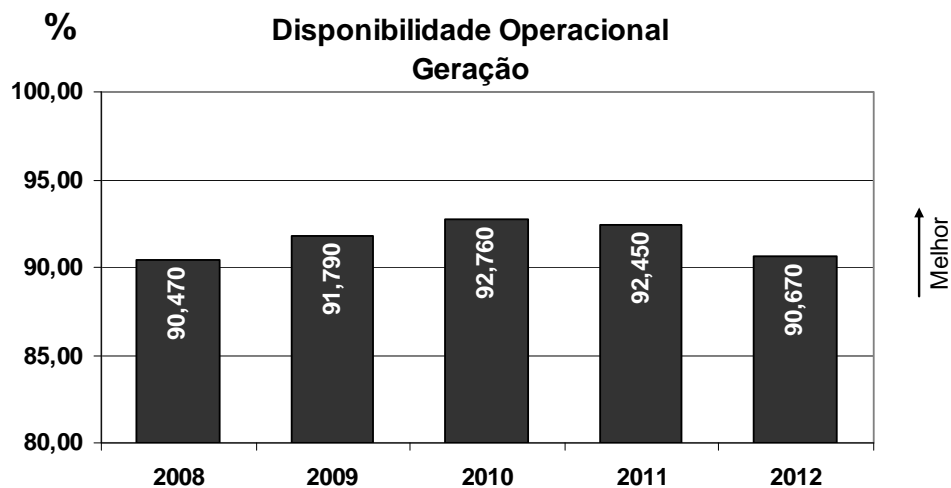
## Energia Interrompida - ENES

É a energia interrompida não fornecida em consequência de interrupção de suprimento, motivada por eventos originados no Sistema Chesf.



## Disponibilidade Operacional – DO

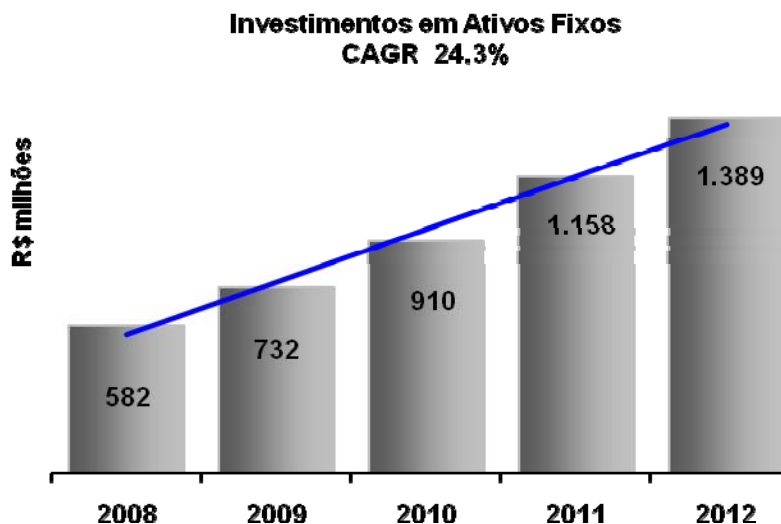
Indica a probabilidade de, num dado momento, o equipamento estar operando, desempenhando sua função ou pronto para operar.



## INVESTIMENTOS

No ano de 2012, os investimentos em ativos fixos para a expansão e modernização da capacidade produtiva da Chesf, de acordo com a realização orçamentária, totalizaram R\$ 1.388,9 milhões. Este montante está assim distribuído: R\$ 352,1 milhões em geração de energia; R\$ 826,5 milhões em obras do sistema de transmissão; R\$ 105,4 milhões no reassentamento de Itaparica; e R\$ 104,9 milhões em infraestrutura. No período 2008 a 2012, a Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi de 24,3%.

O gráfico a seguir apresenta os investimentos ao longo dos últimos cinco anos.



## Sistema de Geração

Em 2012, foram investidos R\$ 138,8 milhões nas usinas hidrelétricas, para manutenção de níveis de continuidade e disponibilidade satisfatórios ao atendimento da demanda, com destaque para as seguintes realizações:

- Revisão Geral da Unidade Geradora nº 4 da Usina Apolônio Sales;
- Modernização das Unidades Geradoras com mudança da classe de isolamento de B para F nos Geradores: concluídas as UGs nº 1 e 2 da Usina Paulo Afonso II; e em andamento as UGs nº 03 das Usinas Paulo Afonso I e II.
- Implantação de Sistemas Digitais (MPCCSR) nas Usinas: concluídas as Usinas Paulo Afonso I e III; e em andamento as Usinas Paulo Afonso II e Boa Esperança.
- Elaboração do Projeto Básico dos Sistemas Digitais (MPCCSR) da Usina e Subestação de Sobradinho;
- Execução de monitoramento e tratamento para controle de infiltrações na laje de concreto de montante na barragem da UHE Xingó;
- Modernização de quatro pontes rolantes nas Usinas Paulo Afonso I e III, de três máquinas limpa-grades nas tomadas d'água das Usinas Paulo Afonso I, II e III e de um pórtico rolante na barragem móvel de Moxotó;
- Instalação de instrumentação de auscultação civil complementar no vertedouro da Usina Paulo Afonso IV;
- Implantação de caixa separadora de água e óleo nos transformadores das subestações elevadoras de Paulo Afonso I, II e III.

Com relação a novas hidrelétricas, a Companhia já havia concluído, em parceria com empresas privadas, os Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica (EVTE) de cinco aproveitamentos hidrelétricos situados no rio Parnaíba: Ribeiro Gonçalves (113 MW), Uruçuí (134 MW), Cachoeira (63 MW), Estreito (56 MW) e Castelhana (64 MW). O Ibama negou a Licença Prévia (LP) para Uruçuí, tendo emitido LPs para Estreito e Cachoeira, em dezembro/2010; para Castelhana, em novembro/2011; e para Ribeiro Gonçalves, em junho de 2012. Constata-se que o preço-teto de venda da energia estipulado nos Leilões da Aneel para as quatro hidrelétricas com LP, entretanto, não proporciona rentabilidade suficiente para viabilizar esses aproveitamentos hidrelétricos, não tendo havido lances nos leilões promovidos pela Aneel para essas usinas.

No submédio Rio São Francisco a Companhia concluiu o EVTE do aproveitamento de Riacho Seco (276 MW) e aguarda a obtenção da LP do Ibama no 3º trimestre de 2013, após buscar atender ajustes solicitados no EIA/Rima e realizar audiências públicas, de forma a possibilitar a participação deste aproveitamento hidrelétrico em Leilão A-5, de 2013.

Na área de energia eólica, a Companhia investiu R\$ 148,4 milhões em 2012, na implantação do parque eólico Casa Nova, de 180 MW, situado no município de Casa Nova, na Bahia; avançou nos contatos com empreendedores nos estudos e atividades de campo visando a viabilizar a implantação de novos parques eólicos na região Nordeste.

Na área de geração solar, a Companhia obteve em março de 2012 a aprovação da Aneel, para implantar, no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D+I), uma planta fotovoltaica de 3MWp interligada à rede elétrica em uma área localizada próxima à cidade de Petrolina (PE), via Chamada de Projeto Estratégico nº 013/2011 dessa Agência. Esta planta tem por objetivo a proposição de arranjos técnicos e comerciais para inserção de projetos de geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira, num projeto de P&D+I intitulado “Central Fotovoltaica da Plataforma Solar de Petrolina” elaborado em parceria entre a Chesf, Cepel, UFPE e UPE, com previsão de conclusão em meados de 2014. A Chesf participa ainda de projeto heliotérmico de 1 MWp a ser implantado também em Petrolina, em parceria com o Cepel, e está implantando 15 estações solarimétricas, no semiárido nordestino, visando ao aproveitamento da energia solar com tecnologias fotovoltaicas e heliotérmicas.

### Sistema de Transmissão

A Chesf deu continuidade à execução do grande programa de expansão de transmissão dos últimos 10 anos, tendo tido um grande avanço, especialmente, em 2012. O Sistema de Transmissão da Chesf, neste ano, foi ampliado em 6.295 MVA na sua capacidade de transformação e em 241 km de novas linhas.

O quadro a seguir contempla as novas Subestações que foram energizadas em 2012:

SUBESTAÇÃO	TIPO	CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO
Camaçari IV	500 kV	2800 MVA
Suape II	500 kV	800 MVA
Suape III	230 kV	200 MVA
Zebú II	230 kV	200 MVA
Santa Rita II	230 kV	300 MVA
Natal III	230 kV	300 MVA
Brotas do Macaúba	230 kV	Seccionadora
Pilão	138 kV	Seccionadora

Também foram implantados novos transformadores de terra nas SEs Sobral II, Russas II, Pituaçu, Goianinha e Penedo, além da substituição dos instalados nas SEs de Bom Nome, Cícero Dantas e Banabuiú.

No quadro a seguir estão detalhadas as Subestações que tiveram sua capacidade de transformação elevada em 2012.

SUBESTAÇÃO	TIPO	AUMENTO DA CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO
Milagres	230 kV	100 MVA
Catú	230 kV	100 MVA
Sobral III	500 kV	600 MVA
Funil	230 kV	100 MVA
Picos	230 kV	50 MVA
Santana do Matos II	138 kV	50 MVA
Modelo Reduzido	69 kV	12 MVA
Jardim	500kV	600 MVA
Cícero Dantas	230 kV	50 MVA
Bom Jesus da Lapa	230 kV	33 MVA

Foram construídas e energizadas 3 novas linhas de transmissão, apresentadas no quadro a seguir:

LINHA	TIPO	KM
Ibicoara/Brumado II	230 kV	95 KM
Paulo Afonso III/Zebú II	230 kV	6 KM
Casa Nova/Sobradinho	Subterrâneo	0,5 KM

Além delas, foi realizada a recapacitação da LT Camaçari/Cotegipe de 230 kV e implantados os seguintes seccionamentos em LTs da Chesf:

LINHA	DESTINO SECCIONAMENTO	TIPO	KM
Campina Grande II/Santa Cruz	Pilões	230 kV	70 KM
Campina Grande II/Natal II	Natal III	230 kV	2 KM
Goianinha/Mussurê	Santa Rita II	230 kV	14 KM
Termopernambuco/Pirapama	Suape II e III	230 kV	5,5 KM
Messias/Recife II	Suape II	500 kV	46 KM
Milagres/Banabuiú	Icó	230 kV	2 KM

Encontra-se em andamento a construção da LT 230 kV Picos/Tauá II, com extensão de 183 km, dos quais, 149 km já estão concluídos, e o seccionamento da LT 230 kV Rio Largo/Penedo.

Os principais eventos do Programa de Melhorias de Instalações (PMI) autorizadas pela Aneel concluídos no ano de 2012 foram:

- Duas entradas de linhas (ELs) 69 kV na Subestação Zebu II, para Delmiro Gouveia
- Uma entrada de linha (EL) 69 kV na Subestação Rio Largo II, para São Luis do Quitunde
- Uma entrada de linha (EL) 69 kV na Subestação Juazeiro II, para Petrolina I
- Uma entrada de linha (EL) 69 kV na Subestação Joairam, para Tejipló
- Uma entrada de linha (EL) 69 kV na Subestação Eliseu Martins, para Bom Jesus
- Substituição de cabo para-raios e do sistema de aterramento por superação da corrente de curto circuito em cinco SEs 230 kV
- Instalação de registradores de qualidade de energia em diversas SEs, para apoio à análise de perturbação

Também foram realizados os seguintes comissionamentos: do sistema de teleproteção das LTs Campina Grande II/Natal III/Natal II e rede nível 2 do sistema; da proteção diferencial da LT CMD/CMQ/JRD, rede nível 2 do sistema digital de MPCCS e rede de cabeamento estruturado para voz e dados; da rede de nível 2 do sistema digital de MPCCS e rede de cabeamento estruturado para voz e dados na Subestação Pilões II.

Foi concluída a aplicação de regulação e paralelismo para autotransformadores de potência (500/230/13,8 kV), via Sage, com aplicação prática nas SEs Camaçari IV e Suape II.

Com o objetivo de recuperar os atrasos de obra e aperfeiçoar a gestão dos novos empreendimentos foram adotadas, neste ano, novas práticas de gestão na Superintendência de Projetos e Construção de Transmissão (SPT) da Chesf. Entre elas destacam-se:

- Implantação do Comitê de Monitoramento dos Empreendimentos de Transmissão – CMET, do qual participam representantes da SPT e de todas as unidades organizacionais da Chesf envolvidas nos empreendimentos, tais como a área jurídica, de meio-ambiente e de suprimento;
- Modelagem do macroprocesso de Gestão de Implantação de Empreendimentos de Transmissão. O objetivo deste macroprocesso é acompanhar a implantação dos empreendimentos de transmissão da Chesf, abrangendo todo o seu ciclo de desenvolvimento, desde os estudos e projeto até a energização e solução de pendências, de forma a permitir um adequado planejamento, monitoramento e controle das principais etapas do empreendimento, além de fornecer informações consistentes e consolidadas para subsidiar a alta gestão na tomada de decisões com vistas à minimização de riscos e maximização dos resultados dos negócios de transmissão da Chesf;

- Implantação da função de Gestor de Empreendimentos por meio de resolução normativa e elaboração do Guia do Gestor de Empreendimentos de Transmissão, que contempla todas as informações necessárias para o bom desempenho da função, com base no processo modelado.

## DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

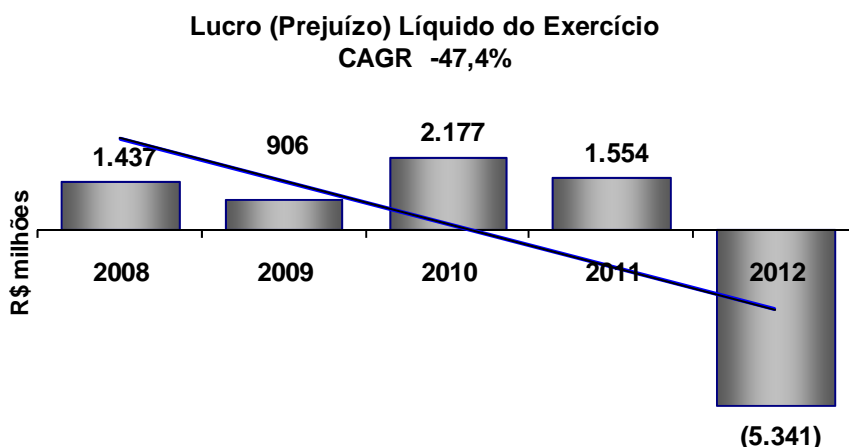
O desempenho econômico-financeiro está sendo apresentado em conformidade com as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia dos exercícios de 2011 e 2012.

### Lucro (Prejuízo) Líquido do Exercício

A Companhia registrou, no exercício de 2012, um prejuízo de R\$ 5.341,3 milhões, contra um lucro líquido de R\$ 1.554,1 milhões em 2011.

Em contraste com esse prejuízo, a Companhia obteve a maior receita operacional bruta de sua história, no montante de R\$ 7.672,1 milhões de reais, representando um crescimento de 18,0% em relação ao ano de 2011, enquanto que os encargos regulatórios e tributos cresceram em 10,2% e os custos e despesas operacionais em 14,7%. Considerando apenas esses números, é possível observar que esse resultado negativo não ocorreu devido a um desempenho operacional insatisfatório.

Devido ao fato acima descrito, de 2008 a 2012, a Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi negativa em 47,4%.

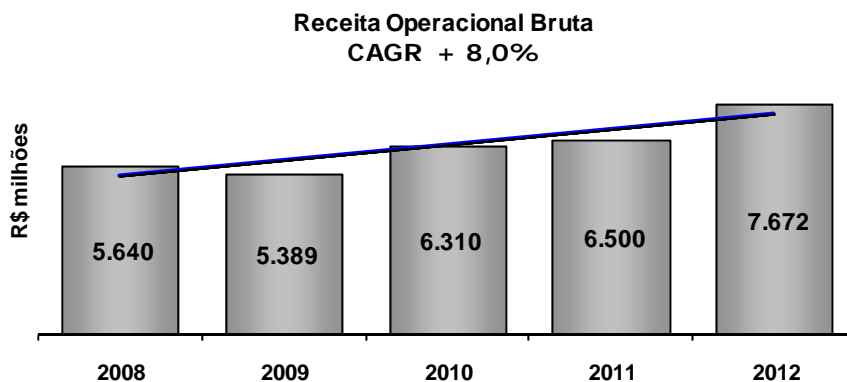


O fator decisivo para a ocorrência desse resultado ocorreu a partir da edição da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, que estabeleceu as regras para a renovação antecipada das concessões do setor elétrico vencidas em 2015 e 2017, com o objetivo de reduzir as tarifas de energia elétrica a partir de janeiro de 2013. Uma das regras estabeleceu que os ativos ainda não amortizados, seriam indenizados a preço de reposição.

A utilização desse critério de indenização resultou na baixa de uma parcela significativa dos ativos como perda para o resultado. O efeito negativo no resultado da Companhia decorrente dessa Medida Provisória foi de R\$ 8.245,2 milhões. Sem esse efeito, o resultado operacional da Companhia antes dos impostos, corresponderia à R\$ 1.829,9 milhões.

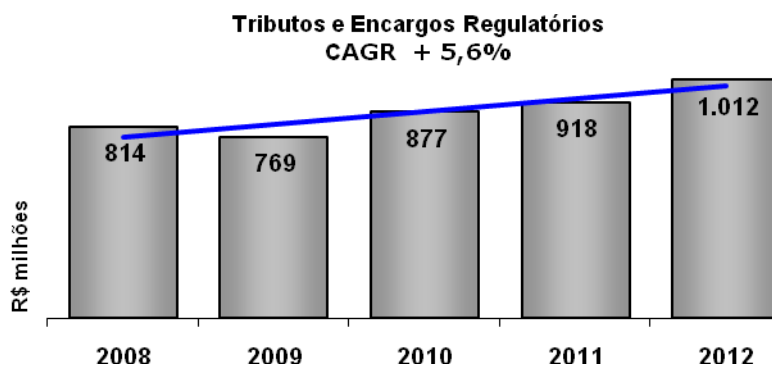
## Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta da Chesf, em 2012, atingiu o montante de R\$ 7.672,1 milhões, representando um aumento de 18,0% em relação aos R\$ 6.500,4 milhões de 2011. Tal resultado foi decorrente das seguintes variações: receitas de fornecimento/suprimento de energia elétrica (+6,7%); receita de transmissão (-3,8%); receita de construção (+20,0%); na comercialização de energia no mercado de curto prazo registrou-se um aumento de R\$ 630,5 milhões. A variação positiva nas receitas de fornecimento, suprimento e de comercialização na CCEE, foram decorrentes de novas contratações, da revisão de contratos existentes e do aumento do preço de energia no âmbito da CCEE. No período 2008 a 2012, a Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi de +8,0%.



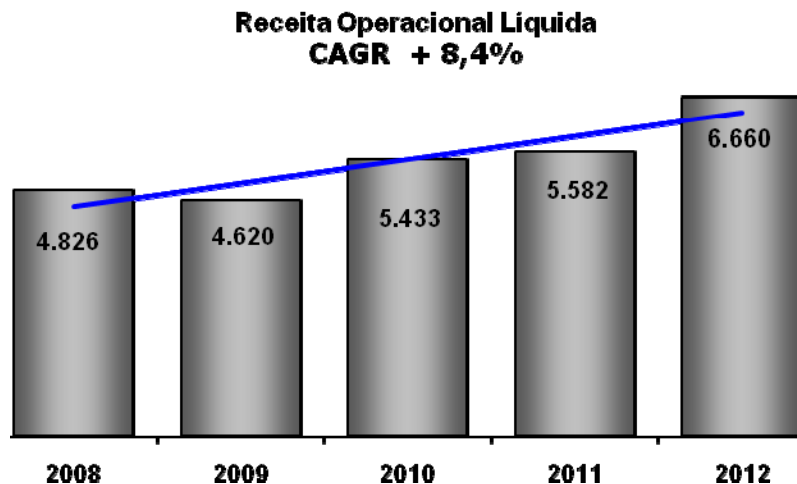
## Tributos e Encargos Regulatórios sobre Vendas

Os tributos e encargos regulatórios sobre vendas totalizaram R\$ 1.011,7 milhões no ano de 2012 (+10,2% em relação a 2011). Deste total, R\$ 619,2 milhões correspondem a impostos e contribuições sociais (+11,7% em relação a 2011) e R\$ 392,5 milhões a encargos regulatórios (+8% em relação ao ano anterior). A Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) no período 2008 a 2012 foi de +5,6%.



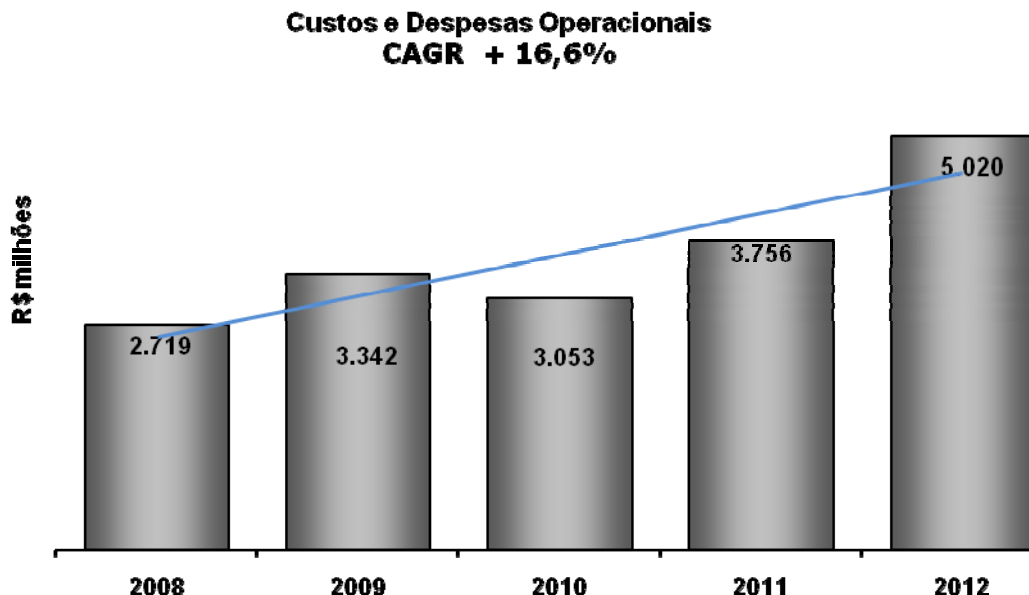
## Receita Operacional Líquida

A receita operacional líquida, que considera as deduções de impostos e encargos setoriais, registrou aumento de 19,3% (+ R\$ 1.078,0 milhões) em relação ao ano de 2011, atingindo R\$ 6.660,4 milhões em 2012. De 2008 a 2012, a Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi de +8,4%.



## Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais, sem os efeitos da Medida Provisória nº 579/2012, somaram R\$ 5.020,4 milhões em 2012, +33,7% em relação ao ano anterior. Este aumento reflete, principalmente, as seguintes variações: +8,2% na rubrica pessoal; +20,0% nos custos de construção; +7,8% em encargos de uso da rede elétrica; +7,0% na compensação financeira pela utilização de recursos hídricos e +31,7% em provisões para contingências. A Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi de +16,6%, no período 2008 a 2012.

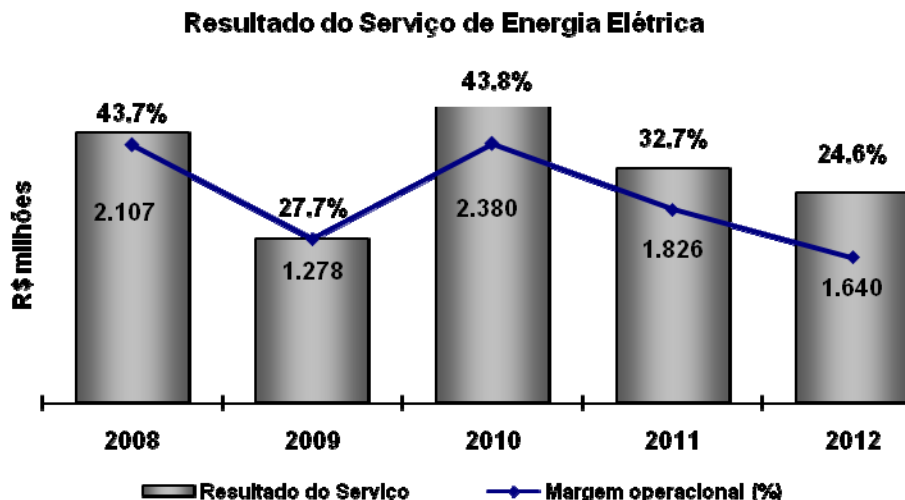


Tais custos e despesas operacionais, considerando os efeitos da Medida Provisória antes citada, totalizariam R\$ 13.265,7 milhões.



## Resultado do Serviço de Energia Elétrica e Margem Operacional

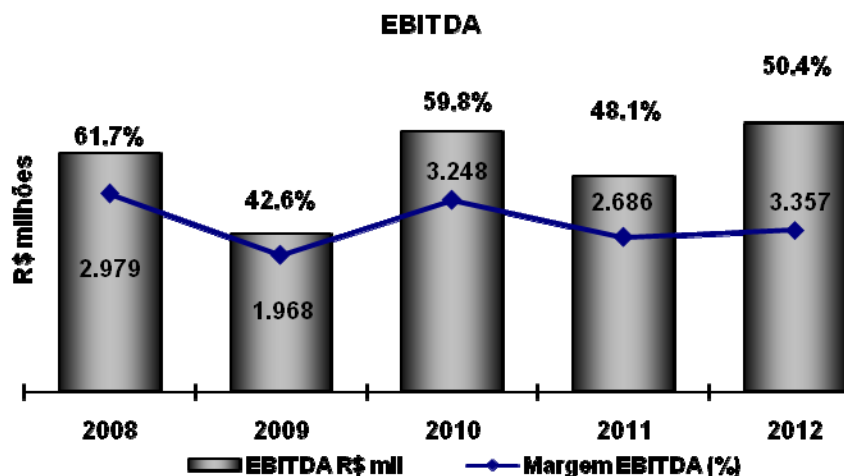
Em função dos fatos anteriormente mencionados, o resultado do serviço (EBIT), sem os efeitos da Medida Provisória nº 579/2012, foi de R\$ 1.640,0 milhões, apresentando uma redução de 10,2% em relação ao montante de R\$ 1.825,9 milhões obtido em 2011. Com este resultado, a margem operacional do serviço (resultado do serviço/receita operacional líquida), passou de 32,7% em 2011, para 24,6% em 2012, uma diminuição de 8,1 pontos percentuais.



Considerando os reflexos da Medida Provisória nº 579/2012, o resultado do serviço e a margem operacional seriam negativos em R\$ 6.605,3 e 99,2%, respectivamente.

## Geração Operacional de Caixa (EBITDA)

A geração operacional de caixa, expressa pelo EBITDA (lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização), ajustado pela receita financeira, provisão para contingências, contrato oneroso - Jirau e os efeitos da MP nº 579/2012, foi de R\$ 3.357,5 milhões, representando um aumento de 25,0% em relação aos R\$ 2.686,4 milhões registrados em 2011. A margem EBITDA (EBITDA/Receita operacional líquida) é de 50,4%, ante a 48,1% obtida em 2011, representando um aumento de 2,3 pontos percentuais.



	(R\$ milhões)	
<b>Demonstração do EBITDA</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>
Lucro líquido	(5.341,3)	1.554,1
(+) Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o lucro líquido	(1.074,0)	256,9
(+) Despesas (receitas) financeiras líquidas	(175,4)	33,5
(+) Depreciação	409,2	418,1
<b>(=) EBITDA</b>	<b>(6.181,6)</b>	<b>2.262,7</b>

<b>Demonstração do EBITDA Ajustado</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>
<b>EBITDA</b>	<b>(6.181,6)</b>	<b>2.262,7</b>
(+) Receitas financeiras	373,3	264,9
(+) Provisões para contingências	209,2	158,8
(+) Contrato oneroso - Jirau	711,4	0,0
(+) Efeito MP 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/13	8.245,2	0,0
<b>(=) EBITDA Ajustado</b>	<b>3.357,5</b>	<b>2.686,4</b>

## Resultado Financeiro

O resultado financeiro do exercício apresentou uma receita líquida de R\$ 175,4 milhões, ante uma despesa líquida de R\$ 33,5 milhões registrados em 2011. Este resultado decorreu principalmente da contabilização das receitas de atualização de valores a receber decorrentes da Lei nº 12.783/2013, referente à renovação das Concessões. Sua composição está demonstrada a seguir:

	(R\$ milhões)	
<b>Receitas (despesas) financeiras</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>
Renda de aplicações financeiras	125,9	144,9
Renda de refinanciamentos concedidos a clientes	65,6	87,0
Encargos de dívida dos empréstimos e financiamentos	(56,9)	(69,8)
Variações monetárias de empréstimos e financiamentos	(7,0)	(12,3)
Juros sobre dividendos	(70,1)	(179,1)
Atualização de valores a receber	203,2	-
Outras receitas (despesas) financeiras	(85,3)	(4,2)
<b>(=) Resultado financeiro líquido</b>	<b>175,4</b>	<b>(33,5)</b>

## Financiamentos, Empréstimos e Debêntures

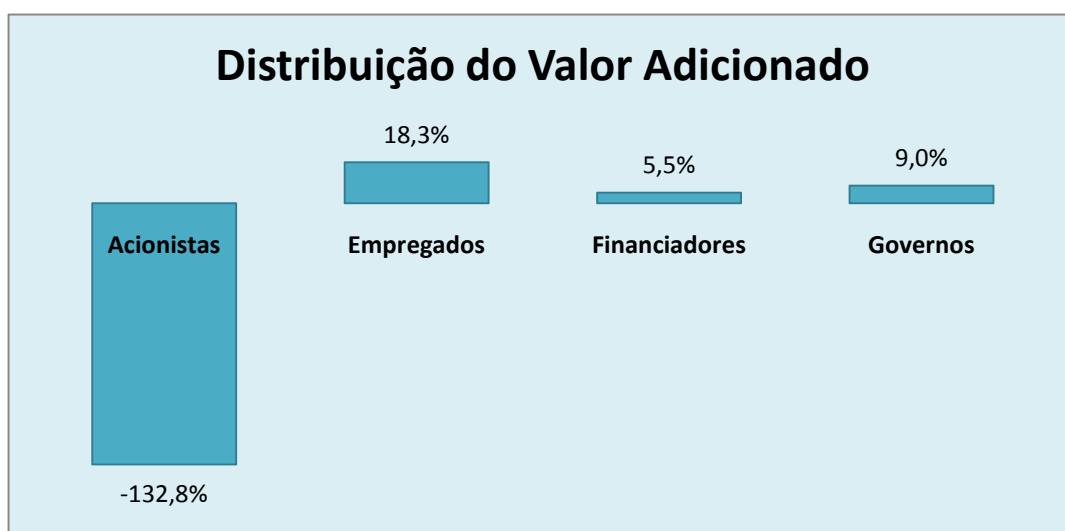
O endividamento bruto consolidado, que inclui os encargos contabilizados e o principal da dívida com a Eletrobras e com instituições financeiras, além de debêntures emitidos por controlada em conjunto, encerrou o exercício com R\$ 3.876,2 milhões, 38,4% superior aos R\$ 2.800 milhões de 2011.

A posição da dívida líquida (financiamentos, empréstimos e debêntures, deduzidos das disponibilidades) apresentou no final do ano o saldo de R\$ 3.448,6 milhões, conforme demonstrado a seguir:

	(R\$ milhões)		
<b>Dívida Consolidada</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>Δ%</b>
Curto prazo – moeda nacional	976,7	884,3	10,4%
Longo prazo – moeda nacional	2.899,5	1.915,7	51,4%
<b>Dívida Bruta Total</b>	<b>3.876,2</b>	<b>2.800,0</b>	<b>38,4%</b>
(-) Caixa e equivalentes de caixa	427,6	564,0	-24,2%
<b>Dívida líquida</b>	<b>3.448,6</b>	<b>2.236,0</b>	<b>54,2%</b>

### Valor Adicionado

O valor econômico gerado pela Companhia em 2012, conforme o balanço consolidado foi negativo em R\$ 4.023,1 milhões, em função dos efeitos da Lei nº 12.783/2013, contra R\$ 4.057,6 milhões positivos gerados em 2011. Este montante apresentado, apesar de negativo, pôde agregar valor a alguns segmentos da sociedade, conforme distribuição a seguir: salários, encargos e benefícios aos empregados (18,3%); impostos, taxas e contribuições aos governos federal, estaduais e municipais (9,0%); juros aos financiadores (5,5%); e compensação de prejuízos pelos acionistas (-132,8%).



### PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS

Em 31 de dezembro de 2012, a Chesf possuía participações minoritárias nas seguintes empresas:

- **STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.**

49% no capital social da SPE STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A., constituída em 27 de outubro de 2003, que tem como objeto social a construção, implantação, operação e manutenção da linha de transmissão de 500 kV Teresina II(PI)/Sobral III(CE)/Fortaleza II(CE), em operação desde janeiro de 2006, com prazo de concessão de 30 (trinta) anos.

- **Integração Transmissora de Energia S.A.**

12% no capital social da SPE Integração Transmissora de Energia S.A., constituída em 20 de dezembro de 2005, que tem como objeto social a construção, implantação, operação e manutenção da linha de transmissão de 500 kV Colinas/Serra da Mesa II, 3ª circuito, em operação desde maio de 2008, com prazo de concessão de 30(trinta) anos.

- **Energética Águas da Pedra S.A.**

24,5% no capital social da SPE Energética Águas da Pedra S.A., constituída em 3 de abril de 2007, tendo como objeto social a implantação da Usina Hidrelétrica Dardanelos, no Rio Aripuanã, situada em Mato Grosso, com potência de 261 MW, em operação desde agosto de 2011, com prazo de concessão de 35(trinta e cinco) anos.

- **ESBR Participações S.A.**

20% no capital social da SPE ESBR Participações S.A., constituída em 12 de fevereiro de 2009, que passou a deter, a partir de maio/2009, a totalidade das ações da empresa Energia Sustentável do Brasil S.A., que tem como objeto social a implantação da Usina Hidrelétrica Jirau, no Rio Madeira, em Porto Velho, Rondônia, com potência de 3.750 MW e prazo de concessão de 35(trinta e cinco) anos, tendo a parcela de energia desta ampliação sido vendida no Leilão Aneel nº 02/2011. O início de operação da sua primeira unidade está previsto para abril de 2013.

- **Norte Energia S.A.**

15% no capital social da SPE Norte Energia S. A., constituída em 21 de julho de 2010, tendo como objeto social a implantação da Usina Hidrelétrica Belo Monte, de 11.233,1 MW, no Rio Xingu, no Estado do Pará, e prazo de concessão de 35(trinta e cinco) anos.

Esta hidrelétrica é composta de duas casas de força: a principal, denominada Belo Monte, com 18 unidades geradoras de potência unitária de 611,1 MW, com turbinas Francis; e a segunda, denominada Pimental, com 6 unidades geradoras de potência unitária de 38,85 MW, com turbinas Bulbo. As entradas em operação da primeira unidade geradora de Pimental e Belo Monte, estão previstas para fevereiro de 2015 e março de 2016, respectivamente.

- **Pedra Branca S.A.**

49% do capital social da SPE Pedra Branca S.A., constituída em outubro de 2010, tendo como objeto social a implantação do Parque Eólico Pedra Branca, de 30 MW, situado no município de Sento Sé, na Bahia, detentora de autorização outorgada com previsão contratual de entrada em operação em janeiro de 2013 e prazo de duração de 20 anos.

- **São Pedro do Lago S.A.**

49% do capital social da SPE São Pedro do lago S.A., constituída em outubro de 2010, tendo como objeto social a implantação do Parque Eólico São Pedro do Lago, de 30 MW, situado no município de Sento Sé, na Bahia, detentora de Autorização outorgada com previsão contratual de entrada em operação em janeiro de 2013 e prazo de duração de 20 anos.

- **Sete Gameleiras S.A.**

49% do capital social da SPE Sete Gameleiras S.A., constituída em outubro de 2010, tendo como objeto social a implantação do Parque Eólico Sete Gameleiras, de 30 MW, situado no município de Sento Sé, na Bahia, detentora de Autorização outorgada com previsão contratual de entrada em operação em janeiro de 2013 e prazo de duração de 20 anos.

- **Manaus Transmissora de Energia S.A.**

19,5% no capital social da SPE Manaus Transmissora de Energia S.A., constituída em 22 de abril de 2008, que tem como objeto social a construção, implantação, operação e manutenção da linha de transmissão de 500 kV Oriximiná/Silves/Lechuga, da subestação Silves (antes denominada Itacoatiara) 500/138 kV (150 MVA) e da subestação Lechuga (antes denominada Cariri) 500/230 kV (1.800 MVA), com início das operações previsto para março de 2013 e prazo de concessão de 30(trinta) anos.

- **Manaus Construtora Ltda.**

19,5% no capital da SPE Manaus Construtora Ltda., constituída em 30 de janeiro de 2009, que tem como objeto a construção, montagem e fornecimento de materiais, mão de obra e equipamentos para a linha de transmissão de 500 kV Oriximiná/Silves/Lechuga, CD, a subestação Silves (antes denominada Itacoatiara) de 500/138 kV e a subestação Lechuga (antes denominada Cariri) de 500/230 kV, entradas de linha e instalações vinculadas, bem como as demais instalações necessárias às funções de medição, supervisão, proteção, comando, controle e telecomunicação, a ser integrada à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional.

- **Interligação Elétrica do Madeira S.A.**

24,5% no capital da SPE Interligação Elétrica do Madeira S.A., constituída em 18 de dezembro de 2008, que tem como objeto social a construção, implantação, operação e manutenção da linha de transmissão de 600 kV Coletora Porto Velho (RO)/Araraquara 2 (SP), em corrente contínua, da estação retificadora de corrente alternada para corrente contínua 500/600 kV, localizada na subestação Coletora Porto Velho, com capacidade de 3.150 MW, e da estação inversora de corrente contínua para corrente alternada 600/500 kV, localizada na subestação Araraquara 2, com capacidade de 2.950 MW, com início das operações previsto para abril de 2013 e prazo de concessão de 30(trinta) anos.

- **TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A.**

49% no capital da SPE TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A., constituída em 12 de janeiro de 2010, que tem como objeto social a construção, implantação, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, especificamente da Linha de Transmissão São Luiz II/São Luiz III, em 230 kV, localizada no Estado do Maranhão, das subestações Pecém II, em 500 kV, e Aquiraz II, em 230 kV, localizadas no Estado do Ceará, com início das operações previsto para julho de 2013 e prazo de concessão do empreendimento de 30 (trinta) anos.

- **Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A.**

49% no capital da SPE Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A., constituída em 07 de julho de 2011, que tem por objeto a construção, montagem, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da LT Ceará Mirim/João Câmara II, circuito simples, em 500 kV, com 64 km; LT Ceará Mirim/Campina Grande III, circuito simples, em 500 kV, com 201 km; LT Ceará Mirim/Extremoz II, circuito simples, em 230 kV, com 26 km; LT Campina Grande III/ Campina Grande II, circuito simples, em 230 kV, com 8,5 km; LT Seccionadora João Câmara II/Extremoz/Subestação Ceará Mirim, CS, em 230 kV, com 6 km; LT Secc. C. Grande II/Extremoz II, C1 e C2, CS, em 230 kV, com 12,5 km ; Subestação João Câmara II, 500 kV; Subestação Campina Grande III, 500/230 kV; Subestação Ceará Mirim, 500/230 kV, e instalação de transmissão de interesse exclusivo das centrais de geração para conexão compartilhada – ICG, banco de transformadores 500/138 kV, na Subestação João Câmara II. O prazo de concessão do empreendimento é de 30 (trinta) anos, para as instalações de transmissão que comporão a Rede Básica, e de 18 (dezoito) anos para as instalações de transmissão de interesse exclusivo das centrais de geração para conexão compartilhada – ICG. Início das operações previsto para agosto de 2013.

- **Interligação Elétrica Garanhuns S.A.**

49% no capital da SPE Interligação Elétrica Garanhuns S.A., constituída em 22 de setembro de 2011, que tem por objetivo a construção, montagem, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, especificamente LT Luis Gonzaga/Garanhuns, em 500 kV, com 224 km; LT Garanhuns/Campina Grande III, em 500 kV, com 190 km; LT Garanhuns/Pau Ferro, em 500 kV, com 239 km; LT Garanhuns/Angelim I, em 230 kV, com 13 km; Subestação Garanhuns, 500/230 kV; Subestação Pau Ferro, 500/230 kV. O prazo de concessão do empreendimento é de 30 (trinta) anos e o início das operações está previsto para junho de 2014.

- **Usina de Energia Eólica Junco I S.A.**

49% do capital social da SPE Usina de Energia Eólica Junco I S.A., proveniente do Leilão nº 007/2011-ANELL realizado em 20 de dezembro de 2011, constituída em 14 de março de 2012, tendo como objeto social a implantação da UEE Junco I, de 30 MW, situado no município de Jijoca de Jericoacoara, no Ceará, com início das operações previsto para janeiro de 2016 e prazo de duração de 20 anos.

- **Usina de Energia Eólica Junco II S.A.**

49% do capital social da SPE Usina de Energia Eólica Junco II S.A., proveniente do Leilão nº 007/2011-ANELL realizado em 20 de dezembro de 2011, constituída em 15 de março de 2012, tendo como objeto social a implantação da UEE Junco II, de 30 MW, situado no município de Jijoca de Jericoacoara, no Ceará, com início das operações previsto para janeiro de 2016 e prazo de duração de 20 anos.

- **Usina de Energia Eólica Caiçara I S.A.**

49% do capital social da SPE Usina de Energia Eólica Caiçara I S.A., proveniente do Leilão nº 007/2011-ANELL realizado em 20 de dezembro de 2011, constituída em 12 de março de 2012, tendo como objeto social a implantação da UEE Caiçara I, de 30 MW, situado no município de Cruz, no Ceará, com início das operações previsto para janeiro de 2016 e prazo de duração de 20 anos.

- **Usina de Energia Eólica Caiçara II S.A.**

49% do capital social da SPE Usina de Energia Eólica Caiçara II S.A., proveniente do Leilão nº 007/2011-ANELL realizado em 20 de dezembro de 2011, constituída em 13 de março de 2012, tendo como objeto social a implantação da UEE Caiçara II, de 21 MW, situado no município de Cruz, no Ceará, com início das operações previsto para janeiro de 2016 e prazo de duração de 20 anos.

## **RELACIONAMENTO COM AUDITORES INDEPENDENTES**

A política da Chesf em relação aos seus auditores independentes fundamenta-se em princípios que preservam a independência desses profissionais. Em atendimento à Instrução CVM nº 381, de 14/01/2003, a administração informa que sua auditoria, PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes, durante o exercício de 2012, não prestou outros serviços além dos serviços de auditoria das suas demonstrações financeiras. Os referidos auditores foram contratados num contrato único para todas as empresas do Sistema Eletrobras, para um período de cinco anos, com início dos trabalhos no exercício de 2009.

Em atendimento à Lei Societária, as demonstrações financeiras da Chesf são auditadas por auditor independente, contratado por meio de licitação e aprovado pelo Conselho de Administração, com restrição de prestação de outros serviços e com a adoção de rodízio a cada período de cinco anos.

## **PROGRAMA DE PESQUISA, DESENVOLVIMENTO E INOVAÇÃO**

Os Programas de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (P&D+I) da Chesf têm por objetivo a sua capacitação tecnológica e a promoção da inovação, visando à geração de novos processos ou produtos, ou o evidente aprimoramento de suas características, mediante a execução de projetos de pesquisa, contratados junto a instituições de pesquisa e desenvolvimento.

A Companhia possui duas carteiras de projetos. A primeira, que atende às demandas das leis nº 9.991/2000 e nº 10.848/2004, carteira Aneel, tem o foco nas necessidades de interesse mais específico do sistema de produção e transmissão de energia elétrica, com o envolvimento de uma grande gama de reconhecidas entidades de ensino e pesquisa no papel de executoras dos projetos. A segunda carteira de projetos concentra-se em questões de interesse comum às empresas do Sistema Eletrobras e tem como executor o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel).

No exercício de 2012, a Chesf procurou focar na contratação de 51 projetos de pesquisa, 13 do ciclo 2006/2007, 24 do Programa 2009 e 14 do Programa de P&D+I 2011.1, em ações voltadas para o aprimoramento da gestão da inovação.

Com foco nas categorias relacionadas ao desenvolvimento sustentável foram investidos: R\$ 3,4 milhões em Meio Ambiente; R\$ 2,6 milhões em Planejamento e Operação; R\$ 1,1 milhão em Fontes Renováveis ou Alternativas; R\$ 1,0 milhão em Supervisão, Controle e Proteção; e R\$ 1,0 milhão em Qualidade e Confiabilidade.

Na linha de buscar a realização de projetos de grande porte a Chesf, em 2012, participou de edital da Aneel para a execução de projeto estratégico que visa à inserção da geração de energia elétrica a partir de Biogás oriundo de Resíduos e efluentes líquidos na matriz energética brasileira, além da participação no Projeto de

Pesquisa e Desenvolvimento de Tecnologias para Linhas de Transmissão em Ultra-Alta Tensão (UAT) cujos montantes representarão um investimento da ordem de R\$ 120,0 milhões.

O montante de recursos investidos, em 2012, nas carteiras supracitadas foi de aproximadamente R\$ 11,1 milhões. A Chesf também contribuiu para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT e para o custeio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), perfazendo um total de cerca de R\$ 34 milhões. Portanto, no total, a Chesf investiu em P&D+I, direta e indiretamente, o expressivo montante de cerca de R\$ 45,1 milhões.

## GESTÃO DA TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO

A TI da Chesf atua no firme propósito de que processos e soluções de automação têm de andar juntos, com uma visão integrada. Dessa forma, as soluções de automação somente são definidas e trabalhadas após serem mapeadas as oportunidades de otimização dos processos e identificados todos os seus requisitos que serão posteriormente traduzidos em funcionalidades da solução de automação. Isso representa sair do foco puramente tecnológico para agregar a visão de melhoria dos processos, como parte de uma visão integrada da organização.

Considerando as exigências do contexto atual do Setor Elétrico as soluções passam a ser desenvolvidas e entregues no menor tempo possível, sem que os parâmetros de qualidade dos projetos e serviços venham a ser comprometidos, cuja solução considere a avaliação do custo de implantação e de suporte e manutenção.

Diante dessas constatações, a área de TI da Chesf estabeleceu sua estratégia de agilização das entregas de soluções de TI, a partir da qual foram definidas as seguintes diretrizes:

- Potencializar resultados com atuação da equipe própria na condução da estratégia.
- Considerar a possibilidade de contratação de serviços que ataquem os pontos críticos (gargalos) dos processos.
- Equilibrar o desempenho entre os serviços (exploração) e produtos de projetos (expansão).
- Envolver o cliente na priorização das ações, no desenvolvimento e decisões do projeto.
- Tornar eficiente a gestão de projetos e das contratações.
- Criar estrutura para apoiar os gerentes de projetos na tomada de decisões e na superação dos desafios.
- Contratar serviços especializados para as fases críticas do ciclo de vida do desenvolvimento dos sistemas.
- Ampliar as alternativas a serem exploradas na fase de definição de solução de automação.
- Tornar eficiente a execução dos serviços críticos da Superintendência de Tecnologia da Informação (STI).
- Oferecer suporte aos envolvidos para mitigar os efeitos da mudança.
- Monitorar continuamente a implantação da estratégia de agilização.

Essas diretrizes foram desdobradas em planos de ações, agrupados em quatro temas, a saber: Diretrizes de gestão; Revisão/criação de documentos de referência; Contratações de serviços; e, Definição/revisão de procedimentos operacionais. Várias ações foram concluídas em 2012 e outras encontram-se em andamento.

Fruto ainda dessa estratégia, em 2012, foram concluídos 25 projetos pela área de TI da Chesf. Esse resultado representa um aumento de 213% no número de projetos concluídos em relação ao ano anterior, relacionados a seguir: Adequar a estrutura de dados do Sistema Integrado de Recursos Humanos - RHSIN aos modelos do Plano de Carreira e Remuneração - PCR; Automatizar o processo de segurança operacional de manobras – SISRTM; Certificar os ambientes e serviços de alta disponibilidade da infraestrutura computacional da rede corporativa; Consolidar o sistema de gestão de desempenho – SGD; Desenvolver o sintetizador de voz e leitor de telas; Estruturar o processo de administração de dados; Implantar fábrica de processos e requisitos para automação; Gerenciar o nível de serviço para manutenção de sistemas corporativos; Implantar camada de apresentação gerencial para a Gestão Chesf; Implantar na infraestrutura da Chesf solução de leilão de energia - fase 1; Implantar o Gene - Sistema de Gestão de Negócios de Energia; Implantar o MCPSE – Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico; Implantar o módulo de recebimento e pagamento de Nota Fiscal Eletrônica - NFe de serviço no Sistema de Gestão de Tributos; Implantar sistema de elaboração de projetos de subestações; Migrar Windows 2003 para o Windows 2008; Modelagem e automação do processo de emissão de notas fiscais e controle de remessas; Otimizar o processo de transferência de informações, para a Aneel, sobre obras de transmissão; Promover a preparação das áreas de negócio em gestão orientada por processos; Modelar e automatizar o processo de gestão de prontuário de instalações da NR-10; Revisar a metodologia integrada de modelagem e automação de processos de negócio; Revisar o processo de apropriação de custos



da Chesf; Centralizar a infraestrutura para a nova versão do New Wave e SDDP; Atualizar plataforma do ambiente de colaboração; Construir a visão sistêmica e cadeia de valor; e Construir o mapa de processos.

## GESTÃO DE PESSOAS

A Companhia encerrou o exercício de 2012 com um quadro de pessoal de 5.631 empregados, sendo 1.167 mulheres e 4.464 homens, registrando o índice de *turnover* de 0,64%. No ano anterior, esse índice foi de 7,16%, resultado, principalmente, do desligamento de empregados que aderiram ao Plano de Desligamento Voluntário Programado 2009-2011 e da admissão de novos empregados, selecionados no Concurso Público 2007, vigente até 2011.

Em 2012, foram realizados os processos de progressão vertical e horizontal do Plano de Carreira e Remuneração - PCR e o de promoção de pessoal do Plano de Cargos e Salários – PCS, ambos referentes ao ciclo 2011. O processo de progressão vertical e horizontal do PCR teve como requisito o resultado da avaliação de desempenho, abrangendo 5.554 empregados avaliados e 1.810 empregados contemplados, o que representa 32,59% do total.

No ano de 2012, foi realizada a divulgação dos resultados da 2ª Pesquisa Unificada de Clima Organizacional das Empresas do Sistema Eletrobras. A Chesf atingiu o Índice de Favorabilidade de 71,18%, aumentando em 0,21% em relação à pesquisa de 2010.

### Benefícios a Empregados

Visando a melhorar a qualidade de vida e o bem-estar de seus empregados, a Chesf oferece os seguintes benefícios, conforme condições estabelecidas em seus normativos: Assistência Materno Infantil; Assistência Educacional; Reembolso com Despesas de Uniforme e Material Escolar; Auxílio Educacional Ensino Superior para Empregados; Atendimento Médico e de Enfermagem nos Ambulatórios da Companhia, durante o horário de expediente; Plano de Assistência Patronal, abrangendo assistência médico-hospitalar, odontológica e demais serviços de saúde; Reembolso de Medicamentos; Auxílio Óculos e Lentes; Assistência à Pessoa com Deficiência; Participação nos Lucros ou Resultados; Complementação de Auxílio-doença; Auxílio Funeral; Pecúlio por Morte ou Invalidez, decorrente de acidente de trabalho; Vale Refeição/Alimentação; Vale Transporte; Seguro de Vida em Grupo; e, Previdência Privada, por intermédio da Fundação Chesf de Assistência e Seguridade Social – Fachesf.

### Capacitação e Desenvolvimento

Contextualizada com as tendências educacionais e, baseada na gestão de pessoas para a sustentabilidade do seu negócio, a Companhia, em 2012, deu continuidade à reestruturação dos processos educacionais, por meio da Universidade Corporativa do Sistema Eletrobras (Unise), observando as estratégias empresariais.

O Plano de Educação Corporativa é o plano formal da Chesf que visa a oferecer oportunidades educacionais programadas, que contribuam para o desenvolvimento das competências profissionais alinhadas às diretrizes empresariais. As ações educacionais passaram a ser modeladas com foco no desenvolvimento das competências dos seus profissionais, observando a configuração dos macroprocessos definidos no Plano de Carreira e Remuneração (PCR).

Com isso, criou-se a oportunidade de efetiva interligação entre o Plano de Educação Corporativa – PEC, o Sistema de Gestão do Desempenho – SGD e o Plano de Carreira e Remuneração – PCR. Desta forma, também se possibilitou melhor visualização das ações educacionais, integradas com os demais processos empresariais e de gestão de pessoas.

O investimento no desenvolvimento profissional dos empregados é permanente. O valor total aplicado em ações educacionais, em 2011, foi de R\$ 9.075,0 mil, enquanto que em 2012, o valor investido foi de R\$ 6.707,0 mil. Desta forma, o investimento médio por empregado passou de R\$ 1.629,70 em 2011, para R\$ 1.198,11, em 2012, representando uma queda de 26,48%.

Em 2012, o número de horas de treinamento por empregado foi de 64,97, correspondendo a 3,32% das horas de trabalho, enquanto que em 2011 este número foi de 85,6.

Essas reduções deveram-se à necessidade de adequação estratégica da Empresa, em face da MP Provisória nº 579/2012.

## Saúde e Segurança do Trabalho

Ao longo de 2012, as áreas de Saúde e Segurança do Trabalho implantaram e deram continuidade a ações e programas específicos de prevenção, controle de risco e promoção de saúde e qualidade de vida dos empregados, ao mesmo tempo em que vêm trabalhando com vistas à efficientização da relação custo x benefício de seus Programas.

Os Centros de Promoção da Saúde – CPS da Sede, Salvador e Sobradinho ofereceram aos empregados atividades de musculação, ginástica, dança de salão, ginástica laboral, fisioterapia, nutrição, massagem e práticas esportivas, sendo bem avaliadas pelos participantes. Estes são inseridos em tais atividades por demanda espontânea ou por encaminhamento a partir do Exame Médico Periódico, bem como pelo Programa de Monitoramento Biopsicossocial – MBPS, que, por meio de equipe multidisciplinar, avalia e acompanha a saúde dos empregados que exercem atividades perigosas nas áreas de manutenção de linhas, equipamentos, proteção e telecomunicação. Juntas, estas iniciativas promovem saúde, previnem e contribuem para o tratamento de doenças.

A participação da Chesf nos Jogos Sesi abrangeu diversas modalidades como natação, futsal, futebol máster, vôlei de areia, tênis de mesa, tênis de quadra, xadrez e atletismo. Os empregados- atletas receberam 57 medalhas e 11 troféus, na fase estadual. Na fase Regional Nordeste, foram 13 medalhas e dois troféus, além da classificação para a etapa nacional, em natação e xadrez, dando oportunidade à participação no Mundial da Itália, em natação. No Recife, os empregados participaram de cinco circuitos de corridas da cidade, patrocinados pela Empresa. Também houve participação em corridas de rua, em Salvador e Fortaleza.

O Programa Disque Viver Bem presta atendimentos presenciais e por telefone, aos empregados e a seus familiares, nas áreas psicossocial, financeira e jurídica, por meio de uma empresa contratada, tendo sido avaliado com 100% de resolutividade e de satisfação por aqueles que utilizaram o serviço. O programa ainda oferece serviço de suporte para incidentes críticos, quando algo grave atinge diversos empregados, simultaneamente.

O Programa de Prevenção e Tratamento de Problemas Relacionados ao Alcool e Outras Drogas teve continuidade com o acompanhamento dos casos detectados em todas as regionais, assim como o Programa de Tratamento do Tabagismo continuou oferecendo oportunidades de melhoria da saúde e do estilo de vida aos empregados.

O Projeto Gestão do Absenteísmo-doença manteve o monitoramento deste indicador, finalizando o ano de 2012 com o valor de 1,65. Também em relação ao Exame Médico Periódico – EMP, a Chesf ultrapassou a meta de 98%, obtendo o índice de 98,66% de realização. Outros exames foram incluídos no EMP para os empregados que realizam trabalho em altura – para adequação à NR-35, esses exames serão implementados no EMP 2013.

Em novembro de 2012, foi lançado o ciclo 2012/2013 da Campanha Fique Alerta para a Segurança Dez. Essa Campanha, de caráter permanente e corporativo, visa a fomentar o desenvolvimento de uma cultura prevencionista, com foco na Saúde e Segurança no Trabalho e Bem Estar das pessoas em todas as áreas da Empresa. Dois temas principais foram enfocados neste ciclo da Campanha: Comprometimento dos Gestores e Comunicação de Segurança. A partir do plano de ações conjunto e consolidado de todas as áreas, serão definidas estratégias de ações, com medidas específicas para atingir os objetivos originalmente propostos.

Em 2012, houve a implementação de todos os requisitos do Sistema de Gestão de Segurança e Saúde no Trabalho, exigidos pela norma reconhecida internacionalmente *Occupational Health and Safety Assessment Series – OHSAS 18.001:2007*, na Usina Xingó, culminando com a certificação dessa Usina, atendendo inclusive a requisitos de governança corporativa. Esta conquista representa um marco para a Chesf e para o Sistema Eletrobras.

A área de segurança do trabalho teve participação relevante no Grupo de Trabalho do Sistema Eletrobras para padronização das especificações técnicas, atualizações e inserção de novas tecnologias de Equipamentos de Proteção Individual – EPI, a serem aplicadas na prevenção de acidentes ou doenças do trabalho, resultando no Manual de Especificações de EPI para o Sistema. A próxima etapa, para 2013, consistirá em realizar a aquisição unificada dos Equipamentos de Proteção Individual para todas as empresas do Sistema.

O sistema de Controle de Incidentes e Não Conformidades – CIN, foi desenvolvido e inserido no Sistema de Gestão da Segurança e Saúde do Trabalho – SGSST, na Intranet. Este sistema tem o objetivo de cadastrar, classificar, tratar e acompanhar as informações levantadas a partir de incidentes, não conformidades, reclamações, oportunidades de melhorias e outros, de forma centralizada e concisa, com a finalidade de prever possíveis situações de risco, que possam ocasionar acidentes do trabalho.

A segurança do trabalho assessora o funcionamento e desenvolvimento das ações de todas as 22 Comissões Internas de Prevenção de Acidentes da Chesf - Cipas. Em 2012, diversas Cipas escolheram como temática a questão da acessibilidade, visando à melhoria das condições de trabalho para os empregados, pessoas com deficiência, no âmbito da Companhia.

A Taxa de Frequência Acumulada de Acidentes Típicos com Afastamento – TFAT fechou o ano abaixo do limite tolerável estabelecido pela Empresa (valor de 3,27 frente ao valor limite de 3,73). Entretanto, foi registrada a ocorrência de um acidente fatal, em trânsito, com um empregado que se deslocava para uma instalação da Empresa, levando a Taxa de Gravidade Acumulada de Acidentes Típicos com Afastamento – TGAT a ultrapassar o limite estabelecido (valor de 617 frente ao valor limite de 154).

O reconhecimento externo obtido pela área de Saúde, Qualidade de Vida e Segurança no Trabalho da Chesf, pelos trabalhos desenvolvidos, corrobora com o alinhamento da Companhia às melhores práticas do mercado nessa área, conforme apresentado no tópico “Prêmios e Reconhecimento” deste Relatório.

## **Respeito à Diversidade e à Equidade de Gênero**

A Chesf tem compromisso permanente com a criação e a manutenção de um ambiente livre de discriminação de pessoas por cor/raça, etnia, sexo, idade, origem regional, condição econômica, social, condição física ou mental, orientação política, religiosa ou sexual, ou por qualquer outra condição. Desde 2006, empregados que vivem com companheiro ou companheira do mesmo sexo têm o direito de incluí-lo como dependente no plano de saúde da Companhia. Os demais benefícios também estão disponíveis para empregados com orientação homoafetiva, sem discriminação.

Há oito anos são implementadas ações para a promoção da equidade de gênero e raça/cor, com impacto tanto nos processos de gestão de pessoas quanto na comunicação e em outros aspectos da cultura organizacional. Como reconhecimento pelas ações afirmativas realizadas, a Companhia já recebeu dois selos Pró-Equidade de Gênero, da Secretaria de Políticas das Mulheres, do Governo Federal. A Chesf compreende que o olhar para essa questão precisa perpassar toda a Companhia, de modo que a valorização da diversidade seja considerada em todos os processos organizacionais que impactam pessoas.

No exercício, a Companhia incorporou a perspectiva de gênero aos processos de concurso público e gerenciamento do desempenho e a perspectiva de gênero e raça ao processo de alocação de novos empregados. Visando à maior sensibilização e envolvimento dos empregados na busca pela equidade, a Chesf continuou a capacitar em gênero e raça profissionais de áreas estratégicas para a transformação organizacional, realizou campanha para disseminação dos Princípios de Empoderamento das Mulheres, da ONU Mulheres, produziu e divulgou materiais educativos “Relações de Gênero e Étnico-Raciais X utilização não discriminatória das ferramentas de gestão”, “Trabalho Produtivo e Reprodutivo e os Desafios para a Igualdade de Gênero”, “Igualdade de Gênero e Raça no Trabalho”, e envolveu os empregados na elaboração de material com o lançamento do Prêmio “Um olhar criativo sobre questões de gênero e étnico-raciais”. Foram realizadas palestras e oficinas sobre estes temas e produzidos e disponibilizados vídeos para acesso por todo o público de relacionamento.

A Chesf conta hoje com 192 empregados, pessoas com deficiência em seu quadro de pessoal, sendo 37 com deficiência auditiva, 121 com deficiência física, 1 com deficiência intelectual, 1 com deficiência múltipla, 20 com deficiência visual e 12 pessoas reabilitadas pela Previdência Social.

Mantendo o seu compromisso com a acessibilidade e a inclusão das pessoas com deficiência, foi concebido, por intermédio do Comitê de Acessibilidade e Inclusão, para o horizonte 2012-2013, um plano de ações e medidas específicas, apresentado pelo Programa Acessibilidade: Estratégia para Inclusão - Proacessi, objetivando assegurar as necessárias e indispensáveis condições para que estes profissionais exerçam suas atividades laborais e corporativas de maneira independente, autônoma e segura.

Dentre as ações implementadas, previstas no planejamento referido, destacam-se as seguintes:

- Realizadas oficinas, palestras e assessoria para gestores e técnicos, com o intuito de consolidar conceitos, dirimir dúvidas sobre procedimentos, interrelacionamentos e adequações, além de tecnologias assistivas requeridas;
- Realizadas reuniões de monitoramento com gestores e empregados, pessoas com deficiência, por grupo de singularidade, com o propósito de identificar dificuldades e necessidades no exercício laboral, para a remoção de possíveis obstáculos operacionais, barreiras no convívio, e disponibilizar as tecnologias assistivas e adequações demandadas;

- Incluído o tema “*acessibilidade*” nas diversas Semanas Internas de Prevenção de Acidentes de Trabalho e Seminários Interregionais de Comissões Internas de Prevenção de Acidentes;
- Produzido o vídeo instrucional “*Reconhecendo e Valorizando a Diversidade*”, apresentando depoimentos de empregados, pessoas com deficiência, sobre suas singularidades e convivência no ambiente organizacional;
- Apresentado o Programa de Acessibilidade – Proacessi, como *case* de sucesso de empregabilidade das pessoas com deficiência em seminários externos;
- Mantidos os diagnósticos e adequações das inacessibilidades físicas, ambientais, de mobiliários, de informação e de comunicação no ambiente da Companhia.

## FORNECEDORES

A Companhia promove, periodicamente, a atualização de seus fornecedores sobre os procedimentos utilizados para contratação e na gestão dos contratos. Atua, também, no sentido de fortalecer a parceria e melhorar a qualidade dos serviços e produtos. Para tal, foi realizado, em Recife, no ano de 2012, o “Encontro da Chesf com os seus Fornecedores”. Os requisitos de sustentabilidade, responsabilidade socioambiental, ética e questões de diversidade, gênero e raça, são enfatizados em palestras específicas na programação dos eventos.

Nos processos de seleção e contratação dos seus fornecedores, as áreas de suprimento da Chesf vêm incluindo critérios socioambientais específicos, que buscam atender aos preceitos da sustentabilidade e à conformidade legal, exigindo que os fornecedores adotem padrões éticos e de responsabilidade socioambiental compatíveis com aqueles que praticam, por intermédio de diretrizes que estabeleçam princípios e normas de conduta empresarial esperados em suas relações e compartilhando compromissos assumidos. Para isso, a contratação de fornecimento de bens e serviços exige, dentre outros requisitos, em especial, o cumprimento da não utilização de trabalho infantil e a não submissão dos profissionais contratados a trabalhos em condições degradantes.

O Sistema de Suprimento incorporou no seu Planejamento Empresarial, ações correspondentes à adoção de boas práticas de Sustentabilidade na Cadeia de Suprimento, com o objetivo, inclusive, de promover as avaliações relativas ao Sistema de Gestão de Desempenho. Para o primeiro ciclo, tratou da Sustentabilidade nas contratações de bens e serviços e, como produto, foi gerado um Relatório Técnico sobre Boas Práticas correntes de Sustentabilidade nas contratações para os Sistemas de Transmissão e Geração da Chesf. Para o segundo ciclo, foi emitido o Relatório sobre Boas Práticas correntes de Sustentabilidade para Administração de Contratos dos Sistemas de Transmissão e de Geração da Chesf.

## RELACIONAMENTO COM AS COMUNIDADES

A Chesf entende como investimento social o repasse voluntário de recursos de forma planejada, sistemática e monitorada, para projetos sociais de interesse público, ou seja, é a contribuição direcionada para o atendimento de necessidades e prioridades da comunidade, com foco na transformação da realidade social e têm investido nas áreas de educação, capacitação e difusão do conhecimento; geração de trabalho e renda e desenvolvimento regional; e promoção da saúde e cidadania. A escolha dos projetos se dá por meio da análise dos benefícios que serão proporcionados para a comunidade atendida.

A prática de ações na área de Responsabilidade Social contribui para a construção de uma sociedade mais justa e sustentável, promove a redução das desigualdades sociais, aumenta a motivação dos empregados, promove o reconhecimento e fidelidade do público-cliente, além de contribuir para valorizar a imagem da Chesf e de seus produtos. A maioria dos programas e projetos sociais que são apoiados pela Companhia localiza-se no entorno de seus empreendimentos e beneficia milhares de pessoas de comunidades carentes. Em 2012, foram aplicados R\$ 26.7 milhões, na área, beneficiando mais de 100 mil pessoas.

Na área de educação, capacitação e difusão do conhecimento foram apoiados 12 projetos que beneficiaram mais de 3.000 pessoas, entre crianças, jovens e familiares de baixa renda. Oito projetos têm como objetivo a complementação do ensino formal e o desenvolvimento de ações socioeducativas e obteve como resultado a melhoria do desempenho nas áreas de linguagem oral e escrita; do relacionamento interpessoal; a capacitação para o manuseio do computador; a capacitação em diversas atividades esportivas, culturais e pedagógicas; o acesso universitário; a orientação profissional; o apoio psicossocial; a maior integração com as famílias; a internalização de princípios éticos e a valorização do meio ambiente. A Companhia deu

continuidade ao apoio do projeto Somos Todos Aprendizes, que trouxe como resultado a capacitação em cursos de formação básica e a qualificação para o mercado de trabalho de 44 jovens com déficit de inteligência, decorrente da Síndrome de Down. Outro projeto apoiado pela Chesf consistiu na implantação de dois Telecentros trazendo como resultados a inclusão digital dos moradores dos municípios de Itapajé e Milagres, no estado do Ceará. Há também o projeto de construção do Centro de Educação Ambiental do Semi-árido do Estado de Pernambuco, que consiste na implantação de um centro de educação ambiental voltada para ações educativas na área de meio ambiente e de formação para a cidadania e responsabilidade social que irá atender mais de 1.700 beneficiados por ano, moradores do município de Ibimirim e na região da Bacia do Jatobá, em PE.

Com o objetivo de geração do trabalho e renda e desenvolvimento regional foram apoiados sete projetos sociais. Os projetos Ventos da Mudança e Educação Profissional de Jovens e Adultos beneficiaram mais de 400 pessoas, entre jovens e adultos, e traz como resultados o crescimento individual e coletivo, a inclusão social e profissional, o aumento da renda, a melhoria da educação, a capacitação profissional e a inserção no mercado de trabalho local. Em Olindina (BA), foi firmado um convênio com a prefeitura para a construção de um aterro sanitário, constando de toda a infraestrutura complementar típica de um aterro sanitário de Resíduos Sólidos Urbanos – RSU, o que irá beneficiar toda a população do município. Já os projetos de Hortas Comunitárias, realizados em Teresina (PI) e no município de Salvador (BA), além dos benefícios proporcionados para a população, por intermédio da geração de renda, também evita ações de queimadas e vandalismo, por ser realizado embaixo das linhas de transmissão da Chesf.

Outros dois grandes projetos apoiados pela Chesf e executados pela Embrapa, que vêm trazendo uma significativa melhoria para seus beneficiados em termos de geração de emprego e renda e desenvolvimento regional, são os projetos Lago de Sobradinho que promove ações para produtores agropecuários e pescadores moradores no entorno da barragem de Sobradinho (BA), que contempla a implantação de campos de aprendizagem tecnológica e treinamento; e o projeto Boa Esperança, que promove alternativas tecnológicas para o desenvolvimento sustentável das comunidades rurais situadas no entorno do reservatório da usina Boa Esperança (atendendo a municípios dos Estados do Piauí e do Maranhão) e contempla o desenvolvimento e aprimoramento dos sistemas de produção agrícola e animal familiar; desenvolvimento e aprimoramento de agroindústrias; e ações de meliponicultura, pesca e piscicultura.

Em relação à promoção da saúde, a Chesf apóia projetos e promove diversas ações sociais, proporcionando uma melhoria da qualidade de vida e saúde aos beneficiados. Por meio do projeto social Saúde Para Todos, a Chesf mantém um ambulatório para atender famílias carentes que se encontram em situação de risco ou abandono da comunidade de Muribeca, em Jaboatão dos Guararapes (PE) e, devido à qualidade do atendimento do ambulatório e à falta de outros ambulatórios locais, o atendimento também foi estendido para as comunidades de Jardim Muribeca e da Integração/Extensão, também em Jaboatão dos Guararapes, atendendo uma média de 1.300 pessoas por mês.

Além dos projetos citados, também foram promovidas pelas regionais e sede da Chesf, diversas ações como Feiras de Saúde, Educação e Cidadania, Palestra de Saúde e Segurança, Ação e Cidadania, as quais beneficiaram cerca de 2.000 pessoas, com diversas atividades, como orientação sobre saúde bucal, oficinas educativas e recreativa, educação alimentar, atendimento com consultas e exames médicos (clínica geral, ginecologia e pediatria), atendimentos odontológicos (profilaxias, saúde bucal e extrações), aferições diversas (pressão arterial, glicemia, peso/altura, IMC etc), aplicação de vacinas, testes de acuidade visual, cortes de cabelo, palestra sobre DST, recreação com público infantil e distribuição de lanches.

O tema Cidadania é bastante amplo e por seu intermédio a Chesf deu continuidade a três projetos sociais: O projeto social Era Uma Vez, que trabalha o tema exploração e abuso sexual de crianças e adolescentes e promove o empoderamento da Comunidade do Vietnã, bairro do Bongi, Recife (PE), para práticas preventivas a este tipo de violência; O projeto social Fazendinha, que contempla a urbanização de 22 blocos de alojamentos em 132 casas populares para serem entregues aos moradores da Comunidade de Nossa Senhora das Graças em Piranhas (AL); e o projeto social Dignificação do Idoso Carente, que assegura os serviços de atendimento psicossocial, lazer, saúde e nutrição a 25 idosos mantidos na Instituição Abrigo Cristo Redentor, em Jaboatão dos Guararapes (PE).

Além desses projetos, foram realizadas diversas ações sociais beneficiando mais de 1.000 pessoas, dentre as quais citamos a realização de Palestras e campanhas promovendo a conscientização e educação para diversos temas como o Combate ao Abuso e Exploração Sexual, Campanha contra o abuso e exploração sexual de crianças e adolescentes, a Campanha de empoderamento das mulheres, com a divulgação dos “Princípios de empoderamento das Mulheres” para toda a casa (sede e regionais), a Campanha 16 Dias de Ativismo pelo Fim da Violência contra a Mulher. A Chesf também apoiou a implantação de conselhos municipais em 15 municípios no entorno de Paulo Afonso (BA), o Campeonato Regional Nordeste de Basquete em Cadeira de



Rodas, que fomentou a participação do basquetebol em cadeira de rodas baiano nas competições esportivas, a Cessão de um veículo para uso da Delegacia Especial de Atendimento à Mulher - DEAM, a realização de Visitas pedagógicas de crianças às instalações da Chesf, em Paulo Afonso (BA), a arrecadação e doação de 3.031 kg de papel usado à Associação de Reciclagem de Paulo Afonso – ARPA, ações de “Arrecadação de Brinquedos para crianças” e “Alimentos e itens de higiene pessoal e limpeza para os flagelados da seca em Pernambuco”, e arrecadação de alimentos para a Campanha Natal sem fome”, Ação Social Nota 10 em Solidariedade, com arrecadação de notas fiscais para doação às entidades inscritas no programa “Todos com a Nota”. Também foi realizada na sede da Companhia a 3ª Semana de Responsabilidade Social, com o objetivo de mostrar aos empregados os resultados obtidos pelos beneficiados de projetos sociais apoiados pela Chesf e a doação, por meio de Incentivos Fiscais do Fundo da Infância e do Adolescente – FIA, do valor de R\$ 1.275,500,00, ao Instituto do Fígado de Pernambuco.

A Chesf coordena projetos para o desenvolvimento regional alinhados a programas sociais do Governo Federal. Em 2012, o Programa Luz para Todos realizou 60.131 ligações que beneficiaram 300.655 pessoas no Nordeste Geoeletrico.

A Companhia mantém em Paulo Afonso o Hospital Nair Alves de Souza, em convênio com o SUS, que atende à população de 22 cidades de quatro estados do Nordeste (Alagoas, Bahia, Pernambuco e Sergipe). No exercício de 2012, foram atendidas 93.701 pessoas.

A Chesf possui 22 Cipas, instituídas em localidades onde existem escritórios da Companhia. Em 2012, todas as Cipas realizaram diversas ações que chegaram a ultrapassar as atividades preventivistas específicas dessas comissões. Foram realizadas ações visando ao aumento da acessibilidade e à melhoria das condições de trabalho para os empregados da Chesf, pessoas com deficiência, os quais necessitam de condições específicas para desenvolver bem as suas atividades e todo o seu potencial. Dentre outras ações, destacam-se:

- Campanhas de doação de sangue;
- Inspeções de segurança em todas as regionais;
- Campanhas de trânsito para aumento da segurança;
- Campanhas para o fortalecimento da cultura de segurança na Companhia, como: os Pilares da Segurança e o Alfabeto da Segurança;
- Divulgação de diversos informes e campanhas sobre segurança: acidentes com as mãos, uso abusivo do álcool, isolamento e aterramento de áreas sob intervenção, posturas corretas, riscos elétricos, dentre vários.

## RESPONSABILIDADE AMBIENTAL

A Chesf tem adotado significativas medidas visando ao cumprimento dos requisitos exigidos para manter a qualidade, a integridade, a preservação e a conservação dos ecossistemas nas áreas de sua abrangência. No domínio da sua Política Ambiental e em conformidade com a sua Missão, a Companhia tem se regido por Princípios que demonstram a sua preocupação com as questões socioambientais. Nesse aspecto, destacam-se o Princípio do Uso Sustentável de Recursos Energéticos que tem como premissa explorar as potencialidades de recursos energéticos locais e regionais atendendo aos princípios do desenvolvimento sustentável e o Princípio da Gestão Ambiental, que se fundamenta na implantação de um Sistema de Gestão Ambiental integrado aos demais Sistemas de Gestão Empresarial da Companhia. Assim, com o objetivo de cumprir as ações planejadas para o exercício de 2012, a Chesf destinou recursos financeiros da ordem de R\$ 18,2 milhões a programas que visam à ecossustentabilidade. Nesses Programas, estão incluídas, além das ações para a preservação e a conservação do ambiente, a manutenção e o resgate cultural de comunidades e de suas atividades tradicionais.

A Chesf deu continuidade à implantação do Plano de Ação Socioambiental (PAS) no Complexo Paulo Afonso, conceituado como um processo de gestão para mediar conflitos, fortalecer consensos e contribuir para formação da cidadania, capaz de construir um novo olhar sobre a importância das raízes culturais das populações, sobre o valor da preservação dos processos ecológicos e sobre a conservação dos recursos naturais como base para segurar a sustentabilidade, foi reconhecido pelo Ibama como projeto modelo de educação ambiental em hidroelétricas no Brasil.

As Campanhas de Combate às Queimadas em plantações de cana-de-açúcar tiveram continuidade em 2012, nos estados de Pernambuco e Alagoas, envolvendo mais de 1.000 km de linhas de transmissão. Estas ações contam com parceria de instituições e empresas dos Estados de Pernambuco e Alagoas. Em Alagoas, houve

uma redução de 14 interrupções em 2011, para cinco em 2012, que representa uma queda de 70% em relação ao histórico.

Foi dada continuidade às Campanhas de Educomunicação, focando a questão de vandalismo em isoladores, sendo trabalhadas, em 2012, um total de 400 km de linhas de transmissão das Gerências Regionais Norte e Paulo Afonso. Esta ação tem promovido significativa redução de desligamentos por ações de vandalismo.

Em 2012, foi assinado o contrato para o Serviço de Recomposição da Mata Ciliar no Baixo São Francisco e Tributários, indo de Paulo Afonso (BA) até a Foz do rio São Francisco, com previsão de plantio de 300.000 mudas a partir de 2013 até 2016.

Com relação aos ecossistemas aquáticos, foi assinado o contrato de Inventário dos Ecossistemas Aquáticos do Parnaíba, com programas de Inventário, Limnologia e Qualidade de Água, Ictiofauna, Monitoramento de Macrófitas Aquáticas, com previsão de início para 2013.

O Programa de Recuperação de Áreas Degradadas foi realizado nos empreendimentos de Sobradinho, Itaparica, Boa Esperança, Complexo de Paulo Afonso e Xingó, cobrindo uma área aproximada de 390 ha. Já o Programa de Processos erosivos foi realizado em Paulo Afonso, tendo sido realizada a contenção e o monitoramento em uma área de aproximadamente 21 ha. Em Itaparica e Sobradinho, foram realizados o diagnóstico e a elaboração do projeto executivo para a recuperação de aproximadamente 35 ha. Para Boa Esperança, foi feito o diagnóstico e está em elaboração o projeto executivo para a recuperação de aproximadamente 74 pontos erosivos.

Em Xingó, foi realizado o Programa de Monitoramento da Flora e da Fauna. O levantamento florístico e fitossociológico realizado na área de influência da UHE Xingó teve até o momento 2.662 indivíduos inventariados, pertencentes a 47 espécies. Nos estudos, foram identificadas 18 famílias, além de outras cinco em processo de identificação, o que aumentou o registro da diversidade florística para a região. O levantamento da fauna encontrou nove espécies de mamíferos em comum com o EIA/RIMA da UHE Xingó. Para herpetofauna, foram encontradas 11 espécies de anfíbios a mais que o EIA/RIMA. No caso dos répteis, o quantitativo de espécies para a área - levando em consideração revisão bibliográfica, Estudo de Impacto Ambiental e o levantamento atual - totaliza hoje 47 espécies. Quanto à avifauna foi registrada a existência de 92 espécies de aves em comum com o EIA. Nesse estudo, também foram abordados dados ecológicos e identificadas as espécies bioindicadoras, ameaçadas, de interesse econômico, endêmicas, dispersoras e polinizadoras.

Na área de gestão ambiental, teve destaque, em 2012, a elaboração de um planejamento para a implantação do Sistema de Gestão Ambiental da UHE Paulo Afonso IV, visando à certificação na ISO 14.001.

Visando à melhoria dos processos de gestão ambiental, o Parque Tecnológico de Campina Grande foi contratado para desenvolver o projeto de P&D+I “Sistema de Gestão Ambiental com Suporte a Dados Geoespaciais, Multimídia e Dispositivos Móveis”, o qual terá uma duração de 30 meses.

A Chesf quitou em 2012 a compensação ambiental da UHE Xingó, depositando em conta específica de compensação ambiental do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBIO), o valor de R\$ 3.649.642,34, correspondente ao montante devido a título de atualização monetária.

Tratando-se do licenciamento ambiental, foram obtidas as renovações das Licenças de Operação da UTE Camaçari, do Depósito de Guarda Temporária de Ascarel em área Chesf no município alagoano de Delmiro Gouveia e do Depósito de Guarda Temporária de Ascarel no município pernambucano de Abreu e Lima.

No atendimento às condicionantes para Renovação da Licença de Operação - RLO da UTE Camaçari, foi realizado o monitoramento dos efluentes da rede de drenagem, elaborado o Inventário de Emissões Atmosféricas e dada continuidade ao Programa de Gerenciamento de Resíduos Sólidos. Neste programa, houve a realização de campanha de conscientização para a coleta seletiva e melhoria na sistemática de registro dos quantitativos de resíduos gerados pelo empreendimento.

Com relação ao manejo de resíduos perigosos, foi realizada a destinação final, ambientalmente adequada, de 14.172 kg, sendo, 13.772 kg de baterias de chumbo-ácidas, e 400 kg de pilhas e baterias portáteis inservíveis, estas descartadas pelos empregados, em coletores dispostos na Sede e Regionais da Chesf.

Para atender às normas técnicas ambientais, foi efetuada uma Auditoria Ambiental no Programa de Gerenciamento de Resíduos Sólidos – PGRA da Central Geradora Eólica - CGE Casa Nova. Na ocasião, a Chesf prestou suporte técnico ao consórcio construtor na consolidação do programa, além de regularmente participar da fiscalização dos serviços ambientais para a implantação da CGE Casa Nova.



O Programa Meio Ambiente na Empresa – MAE realizou, na Gerência Regional Norte, o 1º Treinamento em Questões Ambientais, onde 30 treinandos receberam informações sobre temas escolhidos em pesquisa de opinião prévia. Na sede da Chesf, foi realizado o 2º Luau do MAE, ação que une o talento artístico do chesfiano e a temática ambiental. A Comunicação Ambiental do MAE divulgou para toda a Companhia 75 notas no informativo interno CER, 11 ações sustentáveis de chesfianos, no “Conte Sua Prática”, 18 artigos no “Para Pensar e Agir” e 08 chamadas ambientais nos Painéis Eletrônicos da sede.

Outro fato de destaque foi a ampliação de canal de comunicação sobre as questões socioambientais, entre a Chesf e seus públicos, com a implantação e manutenção do endereço eletrônico meioambiente@chesf.gov.br no *site* corporativo, quando se registrou no período 133 demandas.

Na área de transmissão a Chesf obteve sete Licenças Prévias, seis Licenças de Instalação e oito Licenças de Operação, dentre outras autorizações e permissões, com destaque para os empreendimentos localizados no Complexo Industrial e Portuário de Suape, no Estado de Pernambuco, em função da importância dos empreendimentos eletrointensivos que serão instalados na região, a curto e médio prazos, a exemplo da implantação de uma refinaria de petróleo e de estaleiros.

## PROGRAMA DO REASSENTAMENTO DE ITAPARICA

Os recursos aplicados diretamente nesta ação foram de R\$ 105,4 milhões (73,2% do orçamento) destinados a obras, serviços, aquisições de equipamentos, assistência técnica rural, apoio à produção agrícola dos reassentados, programas ambientais, além dos processos de regularização fundiária das áreas adquiridas.

Prossegue a implantação do Projeto Irrigado Jusante (Glória/BA), com a conclusão por parte da Coelba das obras da rede de distribuição de 13,8 kV e início das obras da LT de 69 kV e da Subestação de 69 kV- Jusante, necessárias ao suprimento de energia ao projeto. No final do ano foi iniciada a mobilização da construtora contratada para a implantação da última fase do perímetro, referente às redes de distribuição e parcelar de irrigação das glebas para exploração agrícola.

No tocante à regularização fundiária, somente a relacionada à aquisição dos imóveis destinados ao projeto Jusante teve curso normal, uma vez que o processo referente à Icó/Mandantes (Petrôândia/PE) ainda depende de julgamento de ação de desapropriação, que, por sua vez, aguarda a certificação do georreferenciamento da área por parte do Incra, e a titulação das glebas do Projeto Pedra Branca está obstaculada em razão de processo administrativo promovido pela Funai para que parte da área seja declarada Território Indígena *Tumbalá*.

Registra-se no ano de 2012 o encaminhamento da Funai para o Ministério da Justiça, de proposta para demarcação daquele território indígena, com pedido de expedição de Portaria declaratória confirmando a área do TI, incluindo cerca de 30% da área integrante do Projeto Pedra Branca, em cujo processo a Chesf vem agindo administrativamente no sentido de obter revisão daquela proposta demarcatória.

Neste campo, também ocorreu a reintegração de áreas, com remoção de 43 invasores nas áreas dos Projetos Jusante, Icó/Mandantes e Apolônio Sales, e resolvidos seus casos de compensação financeira com o pagamento das verbas indenizatórias e a celebração dos termos de transação extra-judicial relativos àqueles beneficiários; quanto ao Programa de recomposição de renda familiar, foram indenizadas seis famílias de agricultores, cujos lotes apresentaram parcialmente restrições à exploração irrigada, e tiveram curso os procedimentos relativos aos processos contenciosos promovidos por pessoas que se julgam no direito aos benefícios do Reassentamento de Itaparica.

Na esfera ambiental, foram renovadas as licenças de operação dos projetos irrigados localizados no lado pernambucano. Na área do projeto Jusante, foi realizado o acompanhamento e orientação da supressão vegetal para aquela obra, com afugentamento e resgate da fauna e a recuperação das áreas degradadas do projeto; foi realizada ainda a atualização dos estudos ambientais para o licenciamento dos projetos irrigados de Rodelas e Pedra Branca e dado início ao diagnóstico, mapeamento e elaboração de projeto executivo para a contenção dos processos erosivos no entorno do reservatório de Itaparica.

Quanto à cooperação Codevasf/Chesf, para a administração dos perímetros irrigados, foram feitos ajustes visando à otimização dos custos, assim como iniciadas as tratativas visando à redefinição do papel de cada partícipe, e, principalmente, à avaliação do processo de custeamento e cobrança de tarifa pelo fornecimento de água aos irrigantes, assim como redução das áreas de sombreamento decorrentes da permanência de dois entes ligados ao Governo Federal atuando na mesma área, com encargos institucionais e legais distintos. O atual termo de cooperação estará encerrando em março de 2013, devendo as alternativas ora estudadas ser implementadas após esta data.

No momento, busca-se uma maior participação do Governo Federal, por intermédio da Codevasf, de modo a se poder vislumbrar em um horizonte próximo o desligamento da Chesf do processo de gestão e custeamento daqueles empreendimentos hidroagrícolas.

## CULTURA

Em 2012, a Chesf se destacou como uma das maiores empresas patrocinadoras da cultura em todo o País. Foram 128 projetos apoiados pela Companhia, sendo 83 na área cultural, 30 técnico-científicos e 15 esportivos, totalizando uma aplicação de R\$ 16,7 milhões. A *Campus Party Recife*, a Mostra Internacional de Música em Olinda (Mimo), em Pernambuco; o Festival Ibero-Americano de Cinema, no Ceará; a Conexão Felipe Camarão, no Rio Grande do Norte; o espetáculo cênico Sumiço da Santa, na Bahia; e o filme Gonzaga – De Pai pra Filho, são algumas das ações de expressiva repercussão. Além de incentivar a geração de emprego e renda, ao destinar recursos a produções culturais em todo o território nacional, a Chesf eleva o patamar do papel da cultura, dando a ela a mesma dimensão das agendas política, econômica e social do Brasil.

## PRÊMIOS E RECONHECIMENTOS

Em 2012, a Chesf recebeu os seguintes prêmios e reconhecimentos:

- Selo de Promoção da Diversidade Étnico-Racial – Categoria Compromisso, outorgado pela Secretaria Municipal de Reparação da Prefeitura de Salvador;
- Certificação da UHE Xingó, com base na norma internacional *Occupational Health and Safety Assessment Series – OHSAS 18.001: 2007*;
- Recertificação do Programa Viver Bem, voltado às práticas em gestão para a promoção da saúde e do bem-estar dos empregados, por meio do Prêmio Nacional de Qualidade de Vida – PNQV, promovido pela Associação Brasileira de Qualidade de Vida – ABQV;
- Premiação de empregados, em diversas práticas esportivas, nos Jogos do Sesi, com 13 troféus e 30 medalhas de ouro, 32 de prata e 15 de bronze, distribuídas nas etapas Estadual, Regional Nordeste e Nacional, e participação no Mundial Natação na Itália;
- Ficou entre as três mais inovadoras no uso de TI, no setor de *utilities*, em premiação da IT Mídia;
- 1ª colocada entre as 337 instituições públicas federais em pesquisa sobre Governança de TI, realizada pela Secretaria de Fiscalização de TI do Tribunal de Contas da União. Este resultado representa uma melhoria de cerca de 40% em relação à última pesquisa realizada, em 2010.

## INFORMAÇÕES DE NATUREZA SOCIAL E AMBIENTAL

Os principais indicadores que representam a responsabilidade corporativa e socioambiental da Chesf, com base no Balanço Social consolidado, são demonstrados a seguir:

## INFORMAÇÕES DE NATUREZA SOCIAL E AMBIENTAL

### consolidado

(Valores expressos em milhares de reais)

1 - Geração e Distribuição de Riqueza		Em 2012:		(4.023.075)	Em 2011:		4.057.597
Distribuição do Valor Adicionado		9,0% governo empregados		18,3%	37,2% governo		16,5% empregados
A Demonstração do Valor Adicionado - DVA está apresentada, na íntegra, no conjunto das Demonstrações Contábeis.		5,5% financiadores		-132,8% acionistas	38,4% acionistas		7,9% financiadores
2 - RECURSOS HUMANOS		Em 2012:			Em 2011:		
2.1 - Remuneração							
Folha de pagamento bruta (FPB)		542.825			486.935		
- Empregados		534.371			481.236		
- Administradores		8.455			5.699		
Relação entre a maior e a menor remuneração:							
- Empregados		33,7			33,8		
- Administradores		1,1			1,0		
2.2 - Benefícios Concedidos		Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL
Encargos Sociais		192.613	35,5%	2,9%	181.814	37,3%	3,3%
Alimentação		49.720	9,2%	0,7%	48.979	10,1%	0,9%
Transporte		843	0,2%	0,0%	808	0,2%	0,0%
Previdência privada		42.945	7,9%	0,6%	11.577	2,4%	0,2%
Saúde		68.083	12,5%	1,0%	61.488	12,6%	1,1%
Segurança e medicina do trabalho		3.149	0,6%	0,0%	3.156	0,6%	0,1%
Educação e Creche		11.936	2,2%	0,2%	10.276	2,1%	0,2%
Cultura		0	0,0%	0,0%	0	0,0%	0,0%
Capacitação e desenvolvimento profissional		3.598	0,7%	0,1%	9.101	1,9%	0,2%
Outros		44	0,0%	0,0%	0	0,0%	0,0%
Total		372.931	68,7%	5,6%	327.198	67,2%	5,9%
2.3 - Composição do Corpo Funcional							
Nº de empregados no final do exercício		5.761			5.770		
Nº de admissões		55			431		
Nº de demissões		61			387		
Nº de estagiários no final do exercício		109			0		
Nº de empregados portadores de necessidades especiais no final do exercício		193			190		
Nº de prestadores de serviços terceirizados no final do exercício		14			12		
Nº de empregados por sexo:							
- Masculino		4.557			4.560		
- Feminino		1.204			1.210		
Nº de empregados por faixa etária:							
- Menores de 18 anos		-			0		
- De 18 a 35 anos		1.033			1.166		
- De 36 a 60 anos		4.013			4.057		
- Acima de 60 anos		715			546		
Nº de empregados por nível de escolaridade:							
- Analfabetos		-			0		
- Com ensino fundamental		847			840		
- Com ensino médio		992			1.021		
- Com ensino técnico		1.605			1.603		
- Com ensino superior		2.088			2.084		
- Pós-graduados		229			221		
Percentual de ocupantes de cargos de chefia, por sexo:							
- Masculino		82,0%			82,5%		
- Feminino		18,0%			17,5%		
2.4 - Contingências e Passivos Trabalhistas:							
Nº de processos trabalhistas movidos contra a entidade		864			925		
Nº de processos trabalhistas julgados procedentes		405			446		
Nº de processos trabalhistas julgados improcedentes		44			76		
Valor total de indenizações e multas pagas por determinação da justiça		33.905			0		
3 - Interação da Entidade com o Ambiente Externo		Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL
3.1 - Relacionamento com a comunidade							
Total dos investimentos em:							
Educação		2.588	0,0%	0,0%	5.204	0,3%	0,1%
Cultura		16.853	-0,3%	0,3%	17.558	1,0%	0,3%
Saúde e infra-estrutura		27.628	-0,4%	0,4%	25.026	1,4%	0,4%
Esporte e lazer		711	0,0%	0,0%	1.512	0,1%	0,0%
Alimentação		219	0,0%	0,0%	133	0,0%	0,0%
Geração de trabalho e renda		3.706	-0,1%	0,1%	4.960	0,3%	0,1%
Reassentamento de famílias		105.394	-1,6%	1,6%	119.107	6,6%	2,1%
Total dos investimentos		157.099	-2,4%	2,4%	173.500	9,6%	3,1%
Tributos (excluídos encargos sociais)		(466.132)	7,3%	-7,0%	754.327	41,7%	13,5%
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos		240.074	-3,7%	3,6%	224.374	12,4%	4,0%
Total - Relacionamento com a comunidade		(68.959)	1,1%	-1,0%	1.152.201	63,6%	20,6%
3.2 - Interação com os Fornecedores		São exigidos controles sobre:					
Critérios de responsabilidade social utilizados para a seleção de seus fornecedores		Riscos ambientais, condições ambientais de trabalho, controle médico de saúde ambiental, prática de trabalho noturno ou insalubre de menores de 18 anos.					

4 - Interação com o Meio Ambiente	Em 2012			Em 2011		
	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL
Investimentos e gastos com manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente	8.079	-0,1%	0,1%	5.436	0,3%	0,1%
Investimentos e gastos com a preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	22.869	-0,4%	0,3%	1.546	0,1%	0,0%
Investimentos e gastos com a educação ambiental para empregados, terceirizados, autônomos e administradores da entidade	896	0,0%	0,0%	587	0,0%	0,0%
Investimentos e gastos com educação ambiental para a comunidade	2.561	0,0%	0,0%	362	0,0%	0,0%
Investimentos e gastos com outros projetos ambientais	9.459	-0,1%	0,1%	16.183	0,9%	0,3%
Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade	2	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Valor das multas e das indenizações relativas à matéria ambiental, determinadas administrativas e/ou judicialmente	2.000	0,0%	0,0%	153	0,0%	0,0%
Passivos e contingências ambientais	22	0,0%	0,0%	1.240	0,1%	0,0%
<b>Total da Interação com o meio ambiente</b>	<b>45.886</b>	<b>-0,7%</b>	<b>0,7%</b>	<b>25.507</b>	<b>1,4%</b>	<b>0,5%</b>
<b>5 - Outras informações</b>	<b>2012</b>			<b>2011</b>		
Receita Líquida (RL)	6.660.383			5.582.392		
Resultado Operacional (RO)	(6.415.340)			1.811.028		

Recife, 26 de março de 2013

**A Diretoria**

**BALANÇO PATRIMONIAL EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011**  
(valores expressos em milhares de reais)

		Controladora (BRGAAP)		Consolidado (IFRS e BRGAAP)	
	Notas	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
ATIVO					
CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	6	94.745	268.638	427.647	564.024
Títulos e valores mobiliários	7	229.018	917.439	319.923	917.439
Clientes	8	734.810	745.277	741.615	752.450
Valores a receber - Lei nº 12.783/2013	9	4.736.747	-	4.736.747	-
Tributos e contribuições sociais	10	177.508	12.898	200.041	21.964
Cauções e depósitos vinculados	12	11.003	11.003	13.653	36.297
Almoxarifado	11	85.380	85.098	85.380	85.098
Ativo financeiro – concessões de serviço público	13	77.023	258.455	199.991	332.222
Outros	14	175.362	189.734	211.016	204.381
		6.321.596	2.488.542	6.936.013	2.913.875
NÃO CIRCULANTE					
Realizável a Longo Prazo					
Clientes	8	19.571	-	19.571	-
Valores a receber - Lei nº 12.783/2013	9	2.719.769	-	2.719.769	-
Títulos e valores mobiliários	7	4.308	5.173	4.463	5.173
Tributos e contribuições sociais	10	1.857.298	566.303	1.992.800	660.150
Cauções e depósitos vinculados	12	482.794	295.785	490.065	302.423
Ativo financeiro – concessões de serviço público	13	2.599.705	5.813.526	4.091.985	6.768.014
Outros	14	57.906	40.697	54.812	53.888
		7.741.351	6.721.484	9.373.465	7.789.648
Investimentos	15	2.250.456	1.408.698	90.764	79.516
Imobilizado	16	1.371.394	11.173.867	5.086.435	13.263.521
Intangível	17	29.458	29.566	77.258	72.124
		11.392.659	19.333.615	14.627.922	21.204.809
TOTAL DO ATIVO		17.714.255	21.822.157	21.563.935	24.118.684

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

**BALANÇO PATRIMONIAL EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011**

(valores expressos em milhares de reais)

		Controladora (BRGAAP)		Consolidado (IFRS e BRGAAP)	
	Notas	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
<b>PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>					
<b>CIRCULANTE</b>					
Fornecedores	18	321.729	370.788	557.832	562.558
Tributos e contribuições sociais	19	115.895	220.996	185.296	231.765
Financiamentos e empréstimos	20	71.017	329.699	976.650	778.842
Debêntures	21	-	-	-	105.492
Remuneração aos acionistas	36	41	299.328	41	299.328
Obrigações estimadas	22	134.787	126.443	136.942	127.019
Benefícios pós-emprego	24	2.523	109.063	2.523	109.063
Outras provisões operacionais		106.461	102.451	106.461	102.451
Encargos setoriais		201.408	162.554	203.584	164.385
Outros	23	67.789	77.317	79.156	83.292
		<b>1.021.650</b>	<b>1.798.639</b>	<b>2.248.485</b>	<b>2.564.195</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>					
Tributos e contribuições sociais	19	67.797	81.113	134.070	110.016
Financiamentos e empréstimos	20	398.087	462.149	2.887.198	1.915.691
Benefícios pós-emprego	24	705.788	272.497	705.788	272.497
Encargos setoriais		151.718	167.190	151.718	167.190
Provisões para contingências	25	1.388.685	923.549	1.389.660	924.508
Provisão contrato oneroso	26	2.303.556	-	2.303.556	-
Concessões a pagar - Uso do Bem Público	27	-	-	45.509	41.641
Adiantamento para futuro aumento de capital	28	-	1.293.000	-	1.293.000
Debêntures	21	-	-	12.364	-
Outros	23	5.515	5.382	14.128	11.308
		<b>5.021.146</b>	<b>3.204.880</b>	<b>7.643.991</b>	<b>4.735.851</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>					
Capital social	30	9.753.953	7.720.760	9.753.953	7.720.760
Reservas de capital	30	4.916.199	4.916.199	4.916.199	4.916.199
Reservas de lucros	30	-	3.841.698	-	3.841.698
Dividendos adicionais propostos	30	-	897.877	-	897.877
Outros resultados abrangentes	30	(805.879)	(557.896)	(805.879)	(557.896)
Prejuízo acumulado		(2.192.814)	-	(2.192.814)	-
		<b>11.671.459</b>	<b>16.818.638</b>	<b>11.671.459</b>	<b>16.818.638</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>		<b>17.714.255</b>	<b>21.822.157</b>	<b>21.563.935</b>	<b>24.118.684</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

**DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011**  
(valores expressos em milhares de reais)

	Notas	Controladora (BRGAAP)		Consolidado (IFRS e BRGAAP)	
		31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	31	<b>5.996.028</b>	<b>5.118.487</b>	<b>6.660.383</b>	<b>5.582.392</b>
<b>CUSTO OPERACIONAL</b>	33				
<b>Custo com energia elétrica</b>					
Energia elétrica comprada para revenda		(19.058)	(7.635)	(19.058)	(7.635)
Encargos de uso da rede de transmissão		(867.885)	(805.270)	(867.885)	(805.270)
<b>Custo de operação</b>					
Pessoal, material e serviços de terceiros		(407.887)	(390.416)	(413.493)	(393.633)
Combustíveis para a produção de energia		(2.522)	(4.793)	(2.522)	(4.793)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos		(240.074)	(224.374)	(240.074)	(224.374)
Depreciação e amortização		(339.815)	(342.778)	(339.877)	(342.817)
Contrato oneroso - Jirau		(711.375)	-	(711.375)	-
Outros		12.942	13.799	10.743	13.245
		<b>(2.575.674)</b>	<b>(1.761.467)</b>	<b>(2.583.541)</b>	<b>(1.765.277)</b>
<b>CUSTO DO SERVIÇO PRESTADO A TERCEIROS</b>	33	<b>(5.371)</b>	<b>(2.838)</b>	<b>(5.408)</b>	<b>(6.923)</b>
<b>CUSTO DE CONSTRUÇÃO</b>	33	<b>(603.420)</b>	<b>(581.089)</b>	<b>(1.132.025)</b>	<b>(943.268)</b>
<b>LUCRO BRUTO</b>		<b>2.811.563</b>	<b>2.773.093</b>	<b>2.939.409</b>	<b>2.866.924</b>
<b>DESPESAS OPERACIONAIS</b>	33	<b>(1.278.418)</b>	<b>(1.019.269)</b>	<b>(1.299.451)</b>	<b>(1.040.984)</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA</b>		<b>1.533.145</b>	<b>1.753.824</b>	<b>1.639.958</b>	<b>1.825.940</b>
<b>RESULTADO DE EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>	15	<b>46.521</b>	<b>58.813</b>	<b>14.524</b>	<b>18.604</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>	34	<b>216.261</b>	<b>(11.524)</b>	<b>175.420</b>	<b>(33.516)</b>
<b>RESULTADO OPERACIONAL ANTES DA LEI Nº 12.783/2013</b>		<b>1.795.927</b>	<b>1.801.113</b>	<b>1.829.902</b>	<b>1.811.028</b>
Efeitos da Lei nº 12.783/2013		<b>(8.245.242)</b>	-	<b>(8.245.242)</b>	-
<b>RESULTADO OPERACIONAL APÓS A LEI Nº 12.783/2013</b>		<b>(6.449.315)</b>	<b>1.801.113</b>	<b>(6.415.340)</b>	<b>1.811.028</b>
Imposto de renda e contribuição social		-	(570.107)	(16.600)	(580.037)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		1.107.078	10.296	1.082.219	5.342
Incentivos fiscais	35	925	312.843	8.409	317.812
<b>LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO DO EXERCÍCIO</b>		<b>(5.341.312)</b>	<b>1.554.145</b>	<b>(5.341.312)</b>	<b>1.554.145</b>
Lucro (prejuízo) básico por ação (R\$)	37	(95,54)	30,14	(95,54)	30,14
Lucro (prejuízo) diluído por ação (R\$)	37	(95,54)	28,03	(95,54)	28,03

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



**DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011**  
(valores expressos em milhares de reais)

	Notas	Controladora e Consolidado (BRGAAP)	
		31/12/2012	31/12/2011
<b>Lucro (prejuízo) líquido do Exercício</b>		<b>(5.341.312)</b>	<b>1.554.145</b>
<b>Outros componentes do resultado abrangente</b>			
Participação no resultado abrangente de investidas	30	(231)	3.719
Resultado atuarial com benefícios pós-emprego	30	(500.466)	(229.033)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	30	252.714	34.927
<b>Outros componentes do resultado abrangente do exercício</b>		<b>(247.983)</b>	<b>(190.387)</b>
<b>Total do resultado abrangente do exercício</b>		<b>(5.589.295)</b>	<b>1.363.758</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

**DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO**  
(valores expressos em milhares de reais)

	CAPITAL SUBSCRITO/ REALIZADO	RESERVAS DE CAPITAL	RESERVAS DE LUCROS					DIVIDENDOS ADICIONAIS PROPOSTOS	OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES	LUCROS/ PREJUÍZOS ACUMULADOS	TOTAL
			LUCROS A REALIZAR	LEGAL	ESTATUTÁRIAS	RETENÇÃO DE LUCROS	INCENTIVOS FISCAIS				
<b>SALDO EM 31/12/2010</b>	<b>7.720.760</b>	<b>4.916.199</b>	<b>446.532</b>	<b>439.822</b>	<b>8.179</b>	<b>3.503.626</b>	<b>380.357</b>	<b>168.195</b>	<b>(367.509)</b>	<b>-</b>	<b>17.216.161</b>
Realização de reservas de lucros	-	-	(17.933)	-	-	-	-	-	-	17.933	-
Participação no resultado abrangente de investidas	-	-	-	-	-	-	-	-	3.719	-	3.719
Resultado atuarial com benefícios pós-emprego	-	-	-	-	-	-	-	-	(194.106)	-	(194.106)
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.554.145	1.554.145
Destinação:											
Reserva legal	-	-	-	62.064	-	-	-	-	-	(62.064)	-
Dividendos mínimos - nota 36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(299.294)	(299.294)
Dividendos adicionais propostos - nota 36	-	-	-	-	-	-	-	897.877	-	(897.877)	-
Aprovação de dividendos adicionais pela AGO	-	-	-	-	-	(1.293.792)	-	(168.195)	-	-	(1.461.987)
Reserva de incentivos fiscais (*)	-	-	-	-	-	-	312.843	-	-	(312.843)	-
<b>SALDO EM 31/12/2011</b>	<b>7.720.760</b>	<b>4.916.199</b>	<b>428.599</b>	<b>501.886</b>	<b>8.179</b>	<b>2.209.834</b>	<b>693.200</b>	<b>897.877</b>	<b>(557.896)</b>	<b>-</b>	<b>16.818.638</b>
Aumento de capital	2.033.193	-	-	-	-	-	(693.200)	-	-	-	1.339.993
Participação no resultado abrangente de investidas	-	-	-	-	-	-	-	-	(231)	-	(231)
Resultado atuarial com benefícios pós-emprego	-	-	-	-	-	-	-	-	(247.752)	-	(247.752)
Prejuízo líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5.341.312)	(5.341.312)
Reserva de incentivos fiscais	-	-	-	-	-	-	925	-	-	(925)	-
Destinação:											
Aprovação de dividendos adicionais pela AGO	-	-	-	-	-	-	-	(897.877)	-	-	(897.877)
Compensação de prejuízo do exercício 2012	-	-	(428.599)	(501.886)	(8.179)	(2.209.834)	(925)	-	-	3.149.423	-
<b>SALDO EM 31/12/2012</b>	<b>9.753.953</b>	<b>4.916.199</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(805.879)</b>	<b>(2.192.814)</b>	<b>11.671.459</b>

(\*) A parcela do resultado do exercício decorrente de incentivos fiscais foi destinada à constituição da reserva de lucro denominada Reserva de incentivos fiscais, conforme estabelecido no art. 195-A da Lei nº 6.404/1976, incluído pela Lei nº 11.638/2007.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

**DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011**  
(valores expressos em milhares de reais)

Notas	Controladora (BRGAAP)		Consolidado (IFRS e BRGAAP)	
	31/12/2012	31/12/2011 (Reclassificado)	31/12/2012	31/12/2011 (Reclassificado)
<b>Atividades operacionais</b>				
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e da contribuição social	(6.449.315)	1.801.113	(6.415.340)	1.811.028
Despesas (Receitas) que não afetam o caixa:				
Depreciação e amortização	408.878	418.008	409.203	418.138
Variações monetária e cambial (líquidas)	(9.777)	(20.191)	(3.287)	(8.434)
Equivalência patrimonial	(46.521)	(58.813)	(14.524)	(18.604)
Provisão para contingências	209.193	158.839	209.193	158.839
Outras provisões operacionais	106.461	102.451	106.461	102.451
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	81.287	17.115	81.287	17.115
Benefícios pós-emprego – ajuste atuarial	30.651	(44.101)	30.651	(44.101)
Atualização de cauções e depósitos vinculados	(16.869)	(10.523)	(16.869)	(10.523)
Atualização de títulos da dívida agrária (TDA)	(206)	(249)	(206)	(249)
Receita financeira – Ativo financeiro	(684.098)	(617.491)	(807.833)	(702.196)
Perdas imobilizado Lei nº 12.783/13	4.091.507	-	4.091.507	-
Perdas ativo financeiro - Lei nº 12.783/13	2.161.420	-	2.161.420	-
Provisão contrato oneroso	2.303.556	-	2.303.556	-
Provisão para impairment	400.135	-	400.135	-
Atualização de valores a receber - Lei nº 12.783/2013	(203.231)	-	(203.231)	-
Encargos financeiros	40.276	65.375	63.293	78.883
Atualização de dividendos	70.144	179.130	70.144	179.130
Incentivo ao desligamento de pessoal	-	(53.355)	-	(53.355)
Outras	-	-	-	(2)
	<b>2.493.491</b>	<b>1.937.308</b>	<b>2.465.560</b>	<b>1.928.120</b>
Encargos financeiros pagos a acionistas e outras partes relacionadas	(8.875)	(10.616)	(8.875)	(10.616)
Pagamentos à entidade de previdência privada	(204.362)	(152.385)	(204.374)	(152.388)
Encargos financeiros pagos a instituições financeiras e outras	(42.171)	(51.855)	(52.434)	(63.737)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(260.074)	(336.338)	(264.689)	(341.583)
Pagamento de participações nos lucros ou resultados	(102.451)	(91.241)	(102.613)	(91.372)
Depósitos vinculados a litígios	(167.846)	(43.977)	(172.028)	(41.980)
Variações nos Ativos e Passivos				
Clientes	(90.391)	94.583	(90.023)	95.728
Almoxarifado	(282)	6.465	(282)	6.465
Tributos e contribuições sociais	46.769	11.488	50.137	(13.623)
Adiantamentos a empregados	14.583	(2.276)	14.480	(2.475)
Cauções e depósitos vinculados	(2.294)	14.274	23.899	30.969
Serviços em curso	(8.086)	(11.602)	(10.651)	(12.439)
Fornecedores	(49.059)	102.196	(4.726)	202.249
Compensação ambiental	(13.640)	-	(13.640)	-
Obrigações estimadas	8.344	4.989	9.923	5.416
Encargos setoriais	23.382	27.908	23.729	28.178
Provisão para contingências	255.943	16.545	255.959	16.545
Outros ativos e passivos operacionais	(2.147)	14.579	17.506	(19.484)
	<b>(602.657)</b>	<b>(407.263)</b>	<b>(528.702)</b>	<b>(364.147)</b>
<b>Total das atividades operacionais</b>	<b>1.890.834</b>	<b>1.530.045</b>	<b>1.936.858</b>	<b>1.563.973</b>
<b>Atividades de investimentos</b>				
Aplicações em Ativos Imobilizado e Intangível	(774.325)	(580.915)	(2.401.180)	(1.596.620)
Realização do Ativo financeiro - Concessões de serviço público	330.771	221.602	(132.488)	(69.269)
Participações societárias permanentes	(817.456)	(596.639)	-	-
Dividendos	28.639	26.291	4.618	-
Títulos e valores mobiliários	689.286	48.097	598.226	48.097
Baixas de Ativos Imobilizado e Intangível	12.331	4.188	12.347	4.937
Outros	-	-	(241)	(183)
	<b>(530.754)</b>	<b>(877.376)</b>	<b>(1.918.718)</b>	<b>(1.613.038)</b>
<b>Atividades de financiamentos</b>				
Recursos recebidos de acionistas e partes relacionadas	46.993	1.293.000	46.993	1.293.000
Financiamentos e empréstimos obtidos	4.741	138.732	1.448.672	783.787
Pagamentos de financiamentos e empréstimos	(318.417)	(42.798)	(324.880)	(53.235)
Remuneração paga aos acionistas	(1.267.290)	(2.072.362)	(1.267.290)	(2.072.362)
Debêntures	-	-	(93.128)	105.492
Outros	-	-	35.116	58.414
	<b>(1.533.973)</b>	<b>(683.428)</b>	<b>(154.517)</b>	<b>115.096</b>
<b>TOTAL DE EFEITOS NO CAIXA</b>	<b>(173.893)</b>	<b>(30.759)</b>	<b>(136.377)</b>	<b>66.031</b>
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	268.638	299.397	564.024	497.993
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	94.745	268.638	427.647	564.024
<b>VARIAÇÃO NO CAIXA</b>	<b>(173.893)</b>	<b>(30.759)</b>	<b>(136.377)</b>	<b>66.031</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

**DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011**  
(valores expressos em milhares de reais)

		Controladora		Consolidado	
	Notas	31/12/2012	31/12/2011 (Reclassificado)	31/12/2012	31/12/2011 (Reclassificado)
<b>GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO</b>					
<b>Receitas</b>					
Venda de energia elétrica, transmissão e outras		7.001.333	6.031.251	7.672.762	6.500.322
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		(81.287)	(17.115)	(81.287)	(17.115)
Perdas – Clientes		(26.591)	(24.367)	(26.591)	(24.367)
		<b>6.893.455</b>	<b>5.989.769</b>	<b>7.564.884</b>	<b>6.458.840</b>
<b>(-) Insumos adquiridos de terceiros</b>					
Material		26.782	29.113	27.363	29.743
Combustíveis para a produção de energia		2.522	4.793	2.522	4.793
Serviço de terceiros		192.444	189.754	203.009	199.872
Energia elétrica comprada para revenda		19.058	7.635	19.058	7.635
Encargos de uso da rede de transmissão		867.885	805.270	867.885	805.270
Custo de construção		603.420	581.089	1.132.025	943.268
Perdas na realização de ativos Lei nº 12.783/13		6.252.927	-	6.252.927	-
Provisão para impairment		400.135	-	400.135	-
Provisão contrato oneroso		2.303.556	-	2.303.556	-
Outros		410.447	268.546	413.401	276.668
		<b>11.079.176</b>	<b>1.886.200</b>	<b>11.621.881</b>	<b>2.267.249</b>
<b>(=) Valor Adicionado Bruto</b>		<b>(4.185.721)</b>	<b>4.103.569</b>	<b>(4.056.997)</b>	<b>4.191.591</b>
<b>(-) Retenções</b>					
Quotas de reintegração (Depreciação e Amortização)		<b>408.878</b>	<b>418.008</b>	<b>409.203</b>	<b>418.138</b>
<b>(=) Valor Adicionado Líquido</b>		<b>(4.594.599)</b>	<b>3.685.561</b>	<b>(4.466.200)</b>	<b>3.773.453</b>
<b>(+) Valor adicionado transferido</b>					
Resultado de equivalência patrimonial		46.521	58.813	14.524	18.604
Dividendos e juros sobre o capital próprio		8.130	6.678	8.130	6.678
Aluguéis		71	95	71	95
Atualização de valores a receber - Lei nº 12.783/2013		203.231	-	203.231	-
Receitas financeiras		211.910	251.059	217.169	258.767
		<b>469.863</b>	<b>316.645</b>	<b>443.125</b>	<b>284.144</b>
<b>(=) Valor Adicionado a Distribuir</b>		<b>(4.124.736)</b>	<b>4.002.206</b>	<b>(4.023.075)</b>	<b>4.057.597</b>
<b>DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO</b>					
<b>Pessoal</b>					
Salários/benefícios/FGTS		697.134	628.732	707.387	636.874
Honorários da diretoria		2.569	2.474	3.629	3.111
Provisões para contingências trabalhistas/ indenizações trabalhistas		23.562	30.777	23.562	30.777
		<b>723.265</b>	<b>661.983</b>	<b>734.578</b>	<b>670.762</b>
<b>Governos:</b>					
Encargos sociais vinculados à folha de pagamento		152.770	143.621	154.406	144.190
Tributos líquidos de incentivos fiscais		(496.284)	739.029	(458.362)	752.062
Encargos setoriais	32	664.033	611.514	666.972	614.159
		<b>320.519</b>	<b>1.494.164</b>	<b>363.016</b>	<b>1.510.411</b>
<b>Financiadores:</b>					
Encargos financeiros, variação monetária e outros:					
Eletrobras		78.295	188.115	78.295	188.115
Outros financiadores		73.483	80.593	119.587	110.295
Aluguéis		21.014	23.206	22.761	23.869
		<b>172.792</b>	<b>291.914</b>	<b>220.643</b>	<b>322.279</b>
<b>Acionistas:</b>					
Dividendos mínimos propostos	37	-	299.294	-	299.294
Dividendos adicionais propostos	37	-	897.877	-	897.877
Lucros retidos		-	356.974	-	356.974
Prejuízo do exercício		(5.341.312)	-	(5.341.312)	-
		<b>(5.341.312)</b>	<b>1.554.145</b>	<b>(5.341.312)</b>	<b>1.554.145</b>
		<b>(4.124.736)</b>	<b>4.002.206</b>	<b>(4.023.075)</b>	<b>4.057.597</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS  
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E DE 2011**

*(valores expressos em milhares de reais, exceto os mencionados em contrário)*

**1 - CONTEXTO OPERACIONAL**

A Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf, com sede na Rua Delmiro Gouveia, 333, Bairro de San Martin, CEP 50761-901, na cidade do Recife, capital do Estado de Pernambuco, é uma empresa de economia mista de capital aberto, controlada da Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- Eletrobras, criada pelo Decreto-Lei nº 8.031/1945, com operações iniciadas em 15/03/1948. Tem como atividades principais a geração e a transmissão de energia elétrica, atuando em todo o território nacional, tendo hoje como principais compradoras as regiões Sudeste e Nordeste.

As operações da Companhia contam na atividade de Geração de energia com 14 usinas hidrelétricas e 1 usina termelétrica, perfazendo uma potência instalada de 10.615 MW e na atividade de transmissão de energia o sistema é composto por 110 subestações (considerando-se neste total a subestação Sapeaçu, localizada no Recôncavo Baiano, em relação à qual a Chesf tem contrato de cessão de uso) e 18.973,8 quilômetros de linhas de alta tensão.

Além do parque de geração e sistemas de transmissão próprios, antes mencionados, a Companhia participa, em sociedade com outras empresas, da construção e operação de usinas de geração hidráulica e de geração eólica que terão capacidades instaladas de 15.244,1 MW e 201,0 MW, cuja participação da Companhia equivale a 2.498,9 MW e 98,5 MW, respectivamente, e de empreendimentos de transmissão compostos por 1.241 km de linhas de transmissão, em serviço, e 4.074 km de linhas de transmissão, em construção.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, sociedade civil de direito privado, sem fins lucrativos, com funcionamento autorizado pela Resolução nº 351/1998, da Aneel, desde 01 de março de 1999, assumiu o controle e a operação do Sistema Interligado Nacional – SIN. Nesse contexto, as usinas e a rede básica de transmissão da Companhia estão sob a coordenação operacional, supervisão e controle da referida sociedade.

## 2 - DAS CONCESSÕES

### 2.1 - Controladora

A Companhia detém as seguintes concessões:

#### • Geração

CONCESSÕES	Rio	Potência Instalada (MW)	Capacidade Utilizada em 2012 (MW médio/ano)	Data da Concessão / Permissão	Data de Vencimento
<b>USINAS</b>					
<b>Hidrelétricas</b>					
Paulo Afonso I	São Francisco	180,001	35,929	3/10/1945	31/12/2042
Paulo Afonso II	São Francisco	443,000	31,511	3/10/1945	31/12/2042
Paulo Afonso III	São Francisco	794,200	357,989	3/10/1945	31/12/2042
Paulo Afonso IV	São Francisco	2.462,400	1.457,453	3/10/1945	31/12/2042
Apolônio Sales (Moxotó)	São Francisco	400,000	104,341	3/10/1945	31/12/2042
Luiz Gonzaga (Itaparica)	São Francisco	1.479,600	910,912	3/10/1945	31/12/2042
Xingó	São Francisco	3.162,000	2.198,836	3/10/1945	31/12/2042
Piloto	São Francisco	2,000	-	16/2/1949	7/7/2015
Araras	Acaraú	4,000	-	29/8/1958	7/7/2015
Funil	de Contas	30,000	4,111	25/8/1961	31/12/2042
Pedra	de Contas	20,007	0,205	25/8/1961	31/12/2042
Boa Esperança (Castelo Branco)	Parnaíba	237,300	130,039	11/10/1965	31/12/2042
Sobradinho	São Francisco	1.050,300	472,200	10/2/1972	9/2/2022
Curemas	Piancó	3,520	0,809	26/11/1974	25/11/2024
<b>Termelétrica</b>					
Camaçari	-	346,803	0,743	11/8/1977	10/8/2027

#### Eólica

A Companhia foi vencedora do Leilão Aneel de fontes alternativas nº 007/2010, para o Parque Eólico Casa Nova, a ser instalado no município de Casa Nova, no Estado da Bahia, com capacidade de 180 MW, onde a Licença de Instalação para início da obra foi concedida em 18 de maio de 2012, por meio da Portaria INEMA nº 2.656, da Secretaria do Meio Ambiente do Estado da Bahia.

Obs.: Capacidade Utilizada corresponde à geração média, em MW, no período.

Com a edição da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, parte destas usinas, objeto do contrato de concessão nº 006/2004 e parte das instalações de transmissão, a seguir, objeto do contrato de concessão nº 061/2001, foram prorrogadas a partir dos aditivos a esses contratos, assinados em 05 de dezembro de 2012, em novas condições, conforme nota 2.3.

• **Transmissão**

CONCESSÕES	Data da Concessão	Data de Vencimento
<b>SISTEMA DE TRANSMISSÃO</b>		
<b>Contrato de Concessão nº 061/2001 – Aneel:</b>		
<b>Em serviço:</b>		
- 86 subestações de transmissão, 15 subestações elevadoras e 18.322,0 km de linhas de alta tensão	29/6/2001	31/12/2042
<b>Contratos obtidos por meio de Leilões da Aneel:</b>		
<b>Em serviço:</b>		
- Linha de transmissão Milagres/Tauá (CE), em 230 kV, com extensão de 208,1 km e Subestação Tauá (CE), em 230 kV.	4/3/2005	3/3/2035
- Linha de transmissão Milagres/Coremas (CE/PB), em 230 kV, com extensão de 119,8 km.	4/3/2005	3/3/2035
- Linha de transmissão Paraíso/Açu II (RN), em 230 kV, com extensão de 132,8 km.	14/6/2007	14/6/2037
- Subestação Ibicoara em 500/230 kV(PE)	14/6/2007	14/6/2037
- Linha de transmissão Ibicoara/Brumado (BA), em 230 kV, com extensão aproximada de 94,5 km.	14/6/2007	14/6/2037
- Linhas de transmissão e Paulo Afonso III/Zebu (AL), em 230kV, com extensão de 10,8 km, Linha de transmissão Natal II/Natal III, com 23 km; e Subestações Santa Rita II, em 230/69kV (PB); Zebu, em 230/69kV (AL); e Natal III, em 230/69kV (RN).	3/8/2009	3/8/2039
- Linha de transmissão Pirapama/Suape III, com extensão de 30,8 km; e Subestação Suape III, em 23/69 kv (PE)	28/1/2009	28/1/2039
- Linha de transmissão Sapeaçu/Santo Antônio de Jesus (BA), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 32 km.	9/12/2011	9/12/2041
- Subestação Pilões II em 138 kV(PB)		
- Subestação Camaçari IV em 500 kV(BA)	12/7/2010	12/7/2040
- Subestação Suape II em 500 kV(PE)	28/1/2009	28/1/2059
<b>Em construção:</b>		
- Linha de transmissão Funil/Itapebi (BA), em 230 kV, com extensão aproximada de 198 km.	20/4/2007	20/4/2037
- Linha de transmissão Picos/Tauá (PI/CE), em 230 kV, com extensão aproximada de 183 km.	14/6/2007	14/6/2037
- Linha de transmissão Jardim/Penedo (SE/AL), em 230 kV, com extensão aproximada de 110 km.	17/3/2008	17/3/2038
- Linha de transmissão Eunápolis/Teixeira de Freitas II, circuito 1 (BA), em 230 kV, com extensão aproximada de 144 km e Subestação Teixeira de Freitas II, em 230/138 kV (BA).	16/10/2008	16/10/2038
- Linhas de transmissão Pau Ferro/Santa Rita II (PE/PB), em 230kV, com extensão aproximada de 109 km .	3/8/2009	3/8/2039
- Linha de transmissão Eunápolis/Teixeira de Freitas II, circuito 2 (BA), em 230 kV, com extensão aproximada de 144 km.	3/8/2009	3/8/2039
- Subestação Arapiraca III, em 230/69 kV (AL), e linha de transmissão, em circuito duplo, Rio Largo II/Penedo, em 230 kV, com extensão aproximada de 44 km.	6/10/2010	6/10/2040
- Subestação Pólo, em 230/69 kV (BA).	6/10/2010	6/10/2040
- Linhas de transmissão Paraíso/Açu II (RN), em 230 kV, circuito 3, com extensão aproximada de 123 km, Açu/Mossoró II (RN), em 230 kV, circuito 2, com extensão aproximada de 69 km e João Câmara/Extremoz II (RN), em 230 kV, C1, com extensão aproximada de 82 km, Subestação João Câmara, em 230 kV (RN) e Subestação Extremoz II, em 230 kV (RN).	23/11/2010	23/11/2040
- Linhas de transmissão Igaporã/Bom Jesus da Lapa II (BA), em 230 kV, C1, com extensão aproximada de 115 km, e Subestação Igaporã, em 230 kV (BA).	23/11/2010	23/11/2040
- Linhas de transmissão Sobral III/Acaraú II (CE), em 230 kV, C2, com extensão aproximada de 97 km, e Subestação Acaraú II, em 230 kV (CE).	23/11/2010	23/11/2040
- Linha de transmissão Paraíso/Lagoa Nova (RN), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 65 km, e Subestação Lagoa Nova, em 230/69 kV (RN).	13/10/2011	13/10/2041
- Subestação Ibiapina, em 230/69 kV (CE).	13/10/2011	13/10/2041
- Linha de transmissão Morro do Chapéu/Irecê (BA), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 65 km, e Subestação Morro do Chapéu, em 230/69 kV (BA).	13/10/2011	13/10/2041



CONCESSÕES	Data da Concessão	Data de Vencimento
- Linha de transmissão Teresina II/Teresina III (PI), em 230 kV, em circuito duplo, com extensão aproximada de 26 km, e Subestação Teresina III, em 230/69 kV (PI).	9/12/2011	9/12/2041
- Linha de transmissão Recife II/Suape II (PE), em 500 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 44 km.	9/12/2011	9/12/2041
- Linha de transmissão Camaçari IV/Sapeaçu (BA), em 500 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 105 km.	9/12/2011	9/12/2041
- Linha de transmissão Jardim/Nossa Senhora do socorro (SE), em 230 kV, em circuito duplo, com extensão aproximada de 1,3 km; Linha de transmissão Messias/Maceió II (AL), em 230 kV, em circuito duplo, com extensão aproximada de 20 km; Subestação Nossa Senhora do Socorro, em 230/69 kV (SE) - 300MVA; Subestação Maceió II, em 230/69 kV (AL) - 400MVA.; Subestação Poções II, em 230/138 kV (BA) - 200MVA.	17/4/2012	17/4/2042
- Linha de transmissão Camaçari IV/Pirajá (BA), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 45 km e Linha de transmissão Pituaçu/Pirajá (BA), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 5 km.	10/5/2012	10/5/2042
- Subestação Mirueira II, em 230/69 kV (PE) - 300MVA e Subestação Jaboatão II, em 230/69 kV (PE)- 300MVA.	1/6/2012	1/6/2042
- Linha de transmissão Russas/Banabuiú C2 (CE), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 110 km; Linha de transmissão Touros/Ceará Mirim II (RN), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 56,17 km; Linha de transmissão Mossoró IV/Mossoró II (RN), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 40 km; Subestação Touros, em 230 kV (RN); e Subestação Mossoró IV, em 230 kV (RN).	1/6/2012	1/6/2042
- Linha de transmissão Igaporã III/Pindaí II (BA), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 46 km; Linha de transmissão Igaporã III/Igaporã II C1 e C2 (BA), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 2 km cada; Subestação Igaporã III, em 500/230 kV - (6+1) x 250 MVA (BA).	1/6/2012	1/6/2042

A capacidade instalada das usinas, que é sempre superior à sua produção, considera:

- a existência de períodos, tanto ao longo do dia, como no horizonte anual, em que ocorrem maior ou menor demanda de energia no sistema para o qual a usina, ou sistema de geração, está dimensionado;
- a existência de períodos também em que máquinas são retiradas da operação para a execução de manutenção, seja preventiva ou corretiva;
- que a produção das usinas hidráulicas depende ainda da disponibilidade hídrica do rio onde está localizada. Em períodos de maior hidraulicidade pode ser possível elevar a geração, bem como pode haver a necessidade de sua redução durante os períodos de escassez d'água, como ocorre nos períodos de racionamento de energia elétrica.

A produção das usinas do Sistema Chesf é função do Planejamento e Programação da Operação Eletroenergética, com horizontes e detalhamento que vão desde o nível anual até os níveis diário e horário, elaborados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, que define o montante e a origem da geração necessária para atender aos requisitos energéticos do País de forma otimizada, levando em conta as necessidades do mercado, as disponibilidades hídrica e de máquinas, bem como o custo da geração e a viabilidade de transmissão dessa energia por intermédio de um complexo sistema que interliga as diferentes regiões.

## 2.2 – Controlada em conjunto e Coligada

A Companhia detém ainda, por intermédio de suas controladas em conjunto e coligada, as seguintes concessões:

- Geração Hidráulica**

Usinas	Empresa	Participação da Companhia	Rio	Capacidade em MW	Ano da Concessão	Ano de Vencimento
<b>Em serviço:</b>						
UHE Dardanelos	Energética Águas da Pedra S.A.	24,50%	Aripuanã	261,000	2007	2042
<b>Em construção:</b>						
UHE Jirau	ESBR Participações S.A.	20,00%	Madeira	3.750,000	2008	2043
UHE Belo Monte	Norte Energia S.A.	15,00%	Xingu	11.233,100	2010	2045

- Geração Eólica**

Usinas	Empresa	Participação da Companhia	Localidade	Capacidade em MW	Ano da Autorização	Ano de Vencimento
<b>Em construção:</b>						
UEE São Pedro do Lago	São Pedro do Lago S.A.	49,00%	São Pedro do Lago (BA)	30,00	2011	2046
UEE Pedra Branca	Pedra Branca S.A.	49,00%	Pedra Branca (BA)	30,00	2011	2046
UEE Sete Gameleiras	Sete Gameleiras S.A.	49,00%	Sete Gameleiras (BA)	30,00	2011	2046
UEE Junco I	UEE Junco I S.A.	49,00%	Jijoca de Jericoacoara (CE)	30,00	2012	2047
UEE Junco II	UEE Junco II S.A.	49,00%	Jijoca de Jericoacoara (CE)	30,00	2012	2047
UEE Caiçara I	UEE Caiçara I S.A.	49,00%	Cruz (CE)	30,00	2012	2047
UEE Caiçara II	UEE Caiçara II S.A.	49,00%	Cruz (CE)	21,00	2012	2047

• **Transmissão**

SISTEMA DE TRANSMISSÃO	Empresa	Participação da Companhia	Ano da Concessão	Ano de Vencimento
<b>Em serviço:</b>				
- Linha de transmissão Teresina (PI) / Sobral/ Fortaleza(CE), em 500 kV, com extensão de 546 km.	STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,00%	2004	2034
- Linha de transmissão Colinas/Miracema/ Urupi/ Peixe 2/Serra da Mesa (TO/GO), em 500 kV, com 695 km.	Integração Transmissora de Energia S.A.	12,00%	2006	2036
<b>Em construção:</b>				
- Linha de Transmissão Oriximiná/Silves CD, em 500 kV, com aproximadamente 335 km de extensão, e Silves/Lexuga, em 500 kV, com aproximadamente 224 km de extensão (PA/AM); subestações Silves 500/138 kV e Lechuga 500/230 kV.	Manaus Transmissora de Energia S.A.	19,50%	2008	2038
- Linha de transmissão Coletora Porto Velho (RO)/ Araraquara 2 (SP), nº 01, em CC, +/- 600 kV, com aproximadamente 2.375 km de extensão; Estação Retificadora nº 02 CA/CC, 500 kV/+/- 600kV – 3.150 MW; e Estação Inversora nº 02 CC/CA, +/- 600 kV/ 500kV – 2.950 MW.	Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,50%	2009	2039
- Linha de transmissão São Luiz II/ São Luiz III (MA), em 230 kV, com aproximadamente 156 km de extensão; subestação Pecém II (CE), 500 kV e Aquiraz II (CE), em 230 kV.	TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	49,00%	2010	2040
- Linha de transmissão Ceará Mirim/ João Câmara II, em 500 kV, com 64 km de extensão; LT Ceará Mirim/Campina Grande III, em 500 kV, com 201 km de extensão; LT Ceará Mirim/Extremoz II, em 230 kV, com 26 km de extensão; LT Campina Grande III/ Campina Grande II, em 230 kV, com 8,5 km; LT Sec. J. Câmara II/Extremoz/SE Ceará Mirim, com 6 km; SE João Câmara II, em 500 kV, SE Ceará Mirim, em 500/230 kv, e SE Campina Grande III, 500/230 kV; Seccionamento Campina Grande II/Extremoz II C1/C2, em 230 kv, com 12,5 km.	Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	49,00%	2011	2041
- Linha de transmissão Luiz Gonzaga/Garanhuns, em 500 kV, com 224 km de extensão; LT Garanhuns/Campina Grande III, em 500 kV, com 190 km de extensão; LT Garanhuns/Pau Ferro, em 500 kV, com 239 km de extensão; LT Garanhuns/Angelim I, com 13 km; SE Garanhuns, 500/230 kV e SE Pau Ferro, 500/230 kV.	Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	2011	2041

## 2.3 - Prorrogação das concessões de serviço público de energia elétrica

### a) Descrição da alteração da legislação

Em 11 de setembro de 2012, o Governo Federal emitiu a Medida Provisória nº 579, regulamentada pelo Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. As medidas adotadas pelo Governo Federal visam, também, beneficiar os consumidores de energia elétrica através de redução de três componentes tarifárias: custo de geração, custo de transmissão e encargos setoriais. Tal Medida Provisória foi convertida, em 11 de janeiro de 2013, na Lei nº 12.783/2013 e passou a ser regulamentada pelo Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013.

Por meio da aludida Lei, o Governo pretendeu encerrar as discussões se as concessões de energia elétrica, tratadas nos artigos 17, §5º, 19 e 22 da Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995, cujos prazos de vencimento ocorreriam a partir de 2015, poderiam ser prorrogadas por mais até 20 anos, conforme condições estabelecidas na referida Lei e nos respectivos Contratos de Concessão, ou se estas seriam licitadas.

Assim, a Lei nº 12.783/2013, ao tratar das prorrogações das concessões de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica, alcançadas pelos artigos listados acima, impôs novas condições de prorrogação às concessionárias, permitindo a prorrogação por um prazo de até 30 anos, com a antecipação do vencimento dessas concessões e assinatura de Termos Aditivos aos respectivos Contratos de Concessão com o Poder Concedente estabelecendo as novas condições.

A prorrogação prevista depende da aceitação expressa dos critérios de remuneração, alocação da energia e padrões de qualidade, constantes da Lei, estando ainda prevista à indenização dos ativos ainda não amortizados ou depreciados com base no valor novo de reposição – VNR.

Os principais marcos para a implementação do disposto na Medida Provisória nº 579/2012(atual Lei nº 12.783/2013), são apresentados a seguir:

<b>Data</b>	<b>Evento</b>
12/09/2012	Publicação da Medida Provisória nº 579/2012.
17/09/2012	Edição do Decreto de regulamentação nº 7.805/2012.
15/10/2012	Prazo para manifestação de interesse de renovação de contratos de concessão pelas empresas.
01/11/2012	Aprovação das minutas dos termos aditivos aos contratos de concessão de geração e transmissão.
01/11/2012	Publicação das tarifas de geração e das receitas permitidas de transmissão.
04/12/2012	Prazo limite para assinatura dos termos aditivos aos contratos de concessão de geração e transmissão.
11/12/2012	Aprovação dos valores da Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão – TUST.
19/12/2012	Resolução homologatória provisória das cotas de energia para as distribuidoras.
01/01/2013	Início de validade das novas receitas permitidas das transmissoras, TUST e tarifas das geradoras.
11/01/2013	A Medida Provisória nº 579/2012 é convertida na Lei nº 12.783/2013.
20/01/2013	Resolução homologatória definitiva das cotas de energia para as distribuidoras.
05/02/2013	Revisão tarifária extraordinária das distribuidoras para percepção das tarifas pelos consumidores.

Em 31 de outubro de 2012, o Ministério de Minas e Energia - MME publicou as Portarias que definiram:

(i) as tarifas iniciais para as usinas hidrelétricas enquadradas no art. 1º da Medida Provisória (Portaria nº 578); e

(ii) as receitas anuais permitidas das instalações integrantes das concessões de transmissão enquadradas no art. 6º da Medida Provisória (Portaria nº 579).

Adicionalmente, o MME e o Ministério da Fazenda emitiram, em 1º de novembro de 2012, a Portaria Interministerial nº 580, que fixou os valores das indenizações dos ativos de geração e transmissão afetados pela Medida Provisória, referenciados a preços de junho de 2012 e outubro de 2012, respectivamente. Sendo os valores de indenização dos ativos de geração ajustados em 29 de novembro de 2012, por meio da Portaria Interministerial nº 602.

As concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica que não forem prorrogadas por meio da aceitação das condições apresentadas pelo Poder Concedente, materializada pela assinatura de Termo Aditivo aos atuais contratos de concessão, nos termos Lei nº 12.783/2013, serão licitadas quando do encerramento do atual prazo (2015 – 2017), na modalidade leilão ou concorrência, por até trinta anos.

### ***Impactos no negócio geração afetados diretamente pela Lei nº 12.783/2013***

Recebimento de indenização dos ativos de geração não amortizado, pelos valores definidos nas Portarias nº 580 e nº 602 mencionadas anteriormente. O valor da indenização será reajustado pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA (Artigo 3º da Portaria nº 580 supracitada) até a data do seu efetivo pagamento. Conforme facultado pelo art. 4º da Portaria nº 580, supracitada, a Companhia solicitou o recebimento da indenização de acordo com a seguinte alternativa: 50% à vista, a ser paga em até 45 dias da data de assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão e 50% em parcelas mensais, a serem pagas até o vencimento do contrato de concessão vigente na data de publicação da respectiva Portaria, ambas acrescidas da remuneração pelo Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) de 5,59% real ao ano, a contar do primeiro dia do mês de assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão.

No Artigo 2º do Decreto nº 7.850, citado anteriormente, até 31 de dezembro de 2013, as concessionárias de geração deverão submeter à Aneel, na forma definida por esta instituição, as informações complementares (posteriores ao Projeto Básico), necessários para o cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis efetuados até 31 de dezembro de 2012, ainda não amortizados ou depreciados. Posteriormente, os valores apurados serão objeto, a critério do Poder Concedente, de indenização ou reconhecimento na base tarifária, nesse caso incorporados quando dos processos tarifários.

Alteração do regime de preço para tarifa, com revisão tarifária periódica nos mesmos moldes já aplicados à atividade de distribuição até então. A tarifa será calculada com base nos custos de O&M acrescido da taxa de 10% (empresa eficiente). Adicionalmente, futuramente poderá ser incluída parcela de ativos ainda não amortizados ou depreciados, desde que homologados pela Aneel.

Os novos investimentos (repontencialização e expansão) ocorridos a partir de 31 de dezembro de 2012, desde que aprovados formalmente, deverão ser contemplados em tarifas futuras, sendo seu critério de remuneração ainda não definido.

Alocação das cotas de garantia física de energia e de potência das usinas hidrelétricas às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN, a ser definida pela Aneel, que será destinada ao mercado regulado.

Redução ou eliminação dos seguintes encargos regulatórios: Reserva Global de Reversão – RGR, Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e Conta de Consumo de Combustíveis – CCC.

### ***Impactos no negócio transmissão afetados diretamente pela Lei nº 12.783/2013***

Recebimento de indenização dos ativos de transmissão adquiridos após 31 de maio de 2000 não amortizados, pelos valores definidos na Portaria nº 580 mencionada anteriormente. O valor da indenização será reajustado pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA (Artigo 3º da Portaria nº 580 supracitada) até a data do seu efetivo pagamento. Conforme facultado pelo Artigo 4º da Portaria nº 580, supracitada, a Companhia solicitou o recebimento da indenização de acordo com a seguinte alternativa: 50% à vista, a ser paga em até 45 dias da data de assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão e 50% em parcelas mensais, a serem pagas até o vencimento do contrato de concessão vigente na data de publicação da respectiva Portaria, ambas acrescidas da remuneração pelo Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) de 5,59% real ao ano, a contar do primeiro dia do mês de assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão.

As concessionárias de transmissão deverão encaminhar à Aneel as informações relativas aos ativos adquiridos anteriormente a 31 de maio de 2000, ainda não depreciados ou amortizados, necessárias para o cálculo da indenização complementar, em prazo a ser definido pelo poder concedente, conforme § 8º do artigo 15 da Lei nº 12.783/2013, que quando homologada será paga em 30 anos, atualizada na forma de regulamento.

A tarifa (nova Receita Anual Permitida – RAP) será calculada de forma a cobrir os custos de O&M da Companhia acrescida de remuneração, inicialmente de 10% (empresa eficiente). Adicionalmente, futuramente poderá ser incluída parcela de receita para remunerar ativos ainda não amortizados ou depreciados, desde que homologados pela Aneel.

Os novos investimentos (reforços e melhorias) ocorridos após 31 de dezembro de 2012, desde que aprovados formalmente, deverão ser contemplados em tarifas futuras, sendo seu critério de remuneração ainda não definido.

Eliminação da Reserva Global de Reversão – RGR e Conta de Consumo de Combustíveis – CCC e redução da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE para 25% da taxa vigente.

**b) Informações e Decisões da Companhia**

A Chesf possui 14 usinas hidrelétricas e 1 usina termelétrica, perfazendo 10.615 MW de capacidade instalada, e seu sistema de transmissão totaliza 18.984,4 km de linhas de alta tensão.

Nesse contexto, em 15 de outubro de 2012 a Companhia protocolou junto à Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel, manifestação de interesse de renovação de todos os seus contratos de concessão, objetivando a prorrogação dos mesmos, conforme previsto na citada Medida Provisória.

Dita manifestação tinha natureza preliminar, visando resguardar o direito das empresas à prorrogação, face ao prazo decadencial previsto do Decreto nº 7.805/2012. É fato, contudo, que os estudos para a decisão final quanto à pretensão de serem assinadas as prorrogações dependeriam de informações que somente vieram a ser publicadas nos dias 01 e 29 de novembro de 2012.

Em 1º de novembro, foram divulgadas as Portarias do Ministério de Minas e Energia nºs 578 e 579 e a Portaria Interministerial do Ministério de Minas e Energia e do Ministério da Fazenda nº 580, publicadas em edição extraordinária do Diário Oficial da União na mesma data, referentes às novas tarifas e aos valores das indenizações a serem pagas às empresas geradoras e transmissoras de energia elétrica, com concessões a vencer até 2017. A Companhia tinha como prazo limite para avaliação e aceitação das condições de indenização e tarifas, a data estipulada pelo Poder Concedente para assinatura dos termos aditivos aos contratos de concessão de geração e transmissão, prevista para 04 de dezembro de 2012.

Nos termos da MP nº 579/2012, as concessões de geração hidrelétrica alcançadas pelo art. 19 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, podiam ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até trinta anos. A prorrogação dependia da aceitação expressa das seguintes condições pelas concessionárias:

I - remuneração por tarifa calculada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel para cada usina hidrelétrica;

II - alocação de cotas de garantia física de energia e de potência da usina hidrelétrica às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, a ser definida pela Aneel, conforme regulamento do poder concedente; e

III - submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Aneel.

As concessões de geração de energia termelétrica podiam ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até vinte anos.

As concessões de transmissão de energia elétrica alcançadas pelo § 5º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 1995, podiam ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até trinta anos. A prorrogação dependia da aceitação expressa das seguintes condições pelas concessionárias:

I - receita fixada conforme critérios estabelecidos pela Aneel; e

II - submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Aneel.

Ficou estabelecido que as concessões de geração e transmissão de energia elétrica que não fossem prorrogadas por meio da aceitação das condições apresentadas pelo Poder Concedente, materializada pela assinatura de Termo Aditivo aos atuais contratos de concessão, nos termos MP nº 579, seriam licitadas quando do encerramento do atual prazo – 2015, na modalidade leilão ou concorrência, por até trinta anos.

Dada à sua relevância, esta matéria foi encaminhada à deliberação da 165ª Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 03 de dezembro de 2012, a qual deliberou pela aprovação da prorrogação dos Contratos de Concessão nº 061/2001 – ANEEL e 006/2004 – ANEEL, nos termos da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, alterada pela Medida Provisória nº 591, de 29 de novembro de 2012, do Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, da Portaria nº 578/MME, de 31 de outubro de 2012, da Portaria MME nº 579, de 31 de outubro de 2012, da Portaria Interministerial nº 580/MME/MF, de 1º de novembro de 2012 e Portaria Interministerial nº 602, de 29 de novembro de 2012.

A Companhia detém as seguintes concessões afetadas pela Lei nº 12.783/2013:

- Transmissão – Contrato de Concessão nº 061/2001
- Geração – Contrato de Concessão nº 006/2004:

UHE Paulo Afonso I  
UHE Paulo Afonso II  
UHE Paulo Afonso III  
UHE Paulo Afonso IV  
UHE Apolônio Sales (Moxotó)  
UHE Luiz Gonzaga (Itaparica)  
UHE Xingó  
UHE Piloto  
UHE Araras  
UHE Funil  
UHE Pedra  
UHE Boa Esperança (Castelo Branco)

**Efeitos decorrentes da Lei nº 12.783/2013:**

**- Concessões de Geração**

**Projeto Básico**

Usinas	Valor Contábil Líquido	Indenização PI nº 602, de 29/11/2012	Ganho / (Perda)
<b><u>Renovadas:</u></b>			
Paulo Afonso I	290	-	(290)
Paulo Afonso II	-	-	-
Paulo Afonso III	132	-	(132)
Paulo Afonso IV	47.472	360.473	313.001
Apolônio Sales	13.991	84.613	70.622
Luiz Gonzaga	2.159.205	1.730.602	(428.603)
Xingó	3.548.798	2.929.832	(618.966)
Boa Esperança	36.013	72.783	36.770
Pedra	861	-	(861)
Funil	166	-	(166)
<b><u>Não Renovadas:</u></b>			
Araras	611	-	(611)
Piloto	3	-	(3)
<b>Total</b>	<b>5.807.542</b>	<b>5.178.303</b>	<b>(629.239)</b>

**Investimentos após o Projeto Básico**

Usinas	Valor Contábil Líquido	Valor Novo de Reposição VNR	Valor a Receber *
Paulo Afonso I	113.359	92.612	92.612
Paulo Afonso II	107.093	146.660	107.093
Paulo Afonso III	70.418	66.259	66.259
Paulo Afonso IV	62.077	20.832	20.832
Apolônio Sales	43.392	38.250	38.250
Luiz Gonzaga	2.405.478	28.174	28.174
Xingó	1.001.072	15.150	15.150
Boa Esperança	115.492	98.759	98.759
Pedra	13.176	8.067	8.067
Funil	18.531	12.626	12.626
<b>Total</b>	<b>3.950.088</b>	<b>527.389</b>	<b>487.822</b>

\* Valores sujeitos à homologação da Aneel.



Com relação aos ativos indenizados, existem as seguintes contingências relevantes:

Processos Judiciais	Usina	Risco	Nota Explicativa
Fator K	Xingó	Provável	25
Verba de Manutenção Temporária - VMT	Itaparica	Provável	25
Povoado do Cabeço	Xingó	Possível	25

#### - Concessões de Transmissão:

	Empreendimentos Prorrogados	Empreendimentos Prorrogáveis (após 2017)	Total
<b>Valor Contábil (líquido) - antes da Lei 12.783/2013</b>	<b>5.225.287</b>	<b>1.200.023</b>	<b>6.425.310</b>
Indenização Recebida	(1.587.160)	-	(1.587.160)
Impairment/Provisão	(41.511)	-	(41.511)
Ganhos/Perdas	(2.119.911)	-	(2.119.911)
<b>Valor Contábil (líquido) - após a Lei 12.783/2013</b>	<b>1.476.705</b>	<b>1.200.023</b>	<b>2.676.728</b>
Rede Básica do Sistema Existente – RBSE *	1.187.029	-	<b>1.187.029</b>
Rede Básica de Novas Instalações – RBNI	289.676	1.200.023	<b>1.489.699</b>

\* Valores sujeitos à homologação da Aneel.

	Empreendimentos Prorrogados	Empreendimentos Prorrogáveis (após 2017)	Total
Ganho/(perda) - Lei 12.783/2013	(2.161.422)	-	<b>(2.161.422)</b>

#### - Indenização dos Ativos e Resultado Financeiro

	Indenização	Atualização Financeira	Total
Geração - PI nº 602, de 29/11/2002	5.178.303	171.485	<b>5.349.789</b>
Transmissão - NT nº 396/2012-SRE/ANEEL	1.587.160	31.746	<b>1.618.907</b>
<b>Total</b>	<b>6.765.464</b>	<b>203.232</b>	<b>6.968.695</b>

#### - Impactos de Impairment / Contrato Oneroso

Usinas	Impairment / Contrato Oneroso
<b><u>Contrato Oneroso:</u></b>	
Camaçari	(357.043)
Luiz Gonzaga (Itaparica)	(1.018.534)
Complexo Paulo Afonso	(34.107)
Contrato Transmissão 61/2001	(84.139)
Compra de energia	(98.358)
<b><u>Impairment:</u></b>	
Camaçari	(399.040)
Curemas	(1.095)
<b>Total</b>	<b>(1.992.316)</b>

Os resultados acima apresentados são decorrentes do custo de implantação do Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário – PIDV e do preço de R\$ 67,00 (sessenta e sete reais), que representa o valor do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD médio dos últimos 10 anos, para venda de energia descontratada, adotados como premissa para as empresas do Sistema Eletrobras.

### 3 – APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

A Companhia está apresentando com as suas Demonstrações Financeiras individuais, as Demonstrações Financeiras Consolidadas. Este procedimento é necessário em virtude de a legislação societária brasileira determinar a divulgação das demonstrações financeiras individuais das entidades que possuem investimentos em controladas em conjunto, mesmo quando estas entidades divulgam suas demonstrações consolidadas.

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 26 de março de 2013, autorizou a divulgação destas demonstrações financeiras.

As Demonstrações Financeiras Individuais estão apresentadas de acordo com as práticas financeiras adotadas no Brasil e com os pronunciamentos, as orientações e as interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC e as normas emitidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM vigentes em 31/12/2012.

As Demonstrações Financeiras Consolidadas foram elaboradas e estão preparadas de acordo com as normas internacionais de contabilidade (*International Financial Reporting Standards – IFRS*) emitidas pelo *International Accounting Standards Board – IASB*, as quais estão em consonância com as práticas contábeis adotadas no Brasil (*BRGAAP*) e com os procedimentos de consolidação apresentados na nota 5.

Não há diferença entre patrimônio líquido e lucro líquido consolidados, constantes das demonstrações financeiras consolidadas preparadas de acordo com as *IFRS* e as práticas contábeis adotadas no Brasil, e patrimônio líquido e lucro líquido da controladora, constantes das demonstrações financeiras individuais, preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Com isso, a Companhia apresenta estas demonstrações financeiras individuais e consolidadas num único conjunto, lado a lado.

### 4 - PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

#### 4.1. Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras da Companhia compreendem:

- As demonstrações financeiras consolidadas preparadas de acordo com as Normas Internacionais de Contabilidade (*IFRS*) emitidas pelo *International Accounting Standards Board – IASB* e as práticas contábeis adotadas no Brasil, identificadas como Consolidado - *IFRS* e *BRGAAP*; e
- As demonstrações financeiras individuais da controladora preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, identificadas como Controladora - *BRGAAP*.

As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e nos Pronunciamentos, nas Orientações e nas Interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC e aprovados pela CVM.

As demonstrações financeiras individuais apresentam a avaliação dos investimentos em empreendimentos controlados em conjunto pelo método da equivalência patrimonial, de acordo com a legislação brasileira vigente. Desta forma, essas demonstrações financeiras individuais não são consideradas como estando conforme as *IFRS*, que exigem a avaliação desses investimentos nas demonstrações separadas da controladora, pelo seu valor justo ou pelo custo.

#### 4.2. Base de elaboração

As demonstrações financeiras foram elaboradas com base no custo histórico, exceto determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos, conforme descrito nas práticas contábeis a seguir. O custo histórico geralmente é baseado no valor justo das contraprestações pagas em troca de ativos.

As demonstrações financeiras são apresentadas na moeda corrente e legal do País, o Real, que é a moeda funcional da Companhia.

As transações em moedas estrangeiras, quando aplicáveis, são convertidas para reais pela taxa de câmbio vigente nas datas das transações. Os saldos das contas representativas são convertidos pela taxa de câmbio oficial da data do balanço, fornecida pelo Banco Central do Brasil. Os ganhos e as perdas decorrentes da flutuação cambial verificada nas liquidações das operações e da conversão para reais de ativos e passivos monetários em moedas estrangeiras são reconhecidos no resultado do exercício.

#### 4.3. Bases de consolidação e investimentos em controladas em conjunto

As demonstrações financeiras consolidadas incluem as demonstrações financeiras da Companhia e de sociedades de propósitos específicos controladas em conjunto. O controle é caracterizado quando a Companhia tem o poder sobre as políticas financeiras e operacionais de uma entidade para auferir benefícios de suas atividades.

Nas demonstrações financeiras individuais da Companhia as informações financeiras referentes às empresas controladas em conjunto são reconhecidas por meio do método de equivalência patrimonial.

A Companhia, de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 18 (*IAS 28*), em seus itens 24 e 25, utiliza para a determinação do valor da equivalência patrimonial de seus investimentos em coligadas e controladas, o valor do patrimônio líquido das investidas com base nas demonstrações financeiras levantadas na mesma data das demonstrações financeiras da investidora. Ocorrendo a indisponibilidade de demonstrações financeiras por parte da investida em data coincidente à da Investidora há a utilização de demonstrações com defasagem de 30 dias, acompanhadas de ajustes pertinentes quando da ocorrência de efeitos de eventos e transações relevantes entre as datas das demonstrações não coincidentes.

Quando necessário, as demonstrações financeiras das controladas em conjunto são ajustadas para adequar suas políticas contábeis às estabelecidas pela Companhia. Todas as transações, saldos, receitas e despesas entre a Companhia e as empresas controladas em conjunto são eliminados integralmente nas demonstrações financeiras consolidadas.

#### 4.4. Investimentos em coligadas

Uma coligada é uma entidade sobre a qual a Companhia possui influência significativa, mas que não se configura como uma controlada nem como uma participação em um empreendimento sob controle comum (*joint venture*). Influência significativa é o poder de participar das decisões sobre as políticas financeiras e operacionais da investida, sem exercer controle individual ou conjunto sobre essas políticas.

Os resultados ativos e passivos das coligadas são incorporados às demonstrações financeiras com base no método de equivalência patrimonial, pelo qual os investimentos são inicialmente registrados pelo valor de custo e em seguida ajustados para fins de reconhecimento da participação da Companhia no lucro ou prejuízo e outros resultados abrangentes da coligada.

#### 4.5. Participações em empreendimentos em conjunto (*joint ventures*)

Uma *joint venture* é um acordo contratual pelo qual a Companhia e outras partes exercem uma atividade econômica sujeita a controle conjunto, situação em que as decisões sobre políticas financeiras e operacionais estratégicas relacionadas às atividades da investida requerem a aprovação de todas as partes que compartilham o controle.

Os acordos de *joint venture* que envolvem a constituição de uma entidade separada na qual cada empreendedor detenha uma participação são chamados de entidades controladas em conjunto.

A Companhia apresenta suas participações em entidades controladas em conjunto, nas suas demonstrações financeiras consolidadas, usando o método de consolidação proporcional. As participações da Companhia nos ativos, passivos e resultados das controladas em conjunto são combinadas com os correspondentes itens nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia linha a linha.

Nas demonstrações financeiras individuais da controladora, as participações em entidades controladas em conjunto são reconhecidas pelo método de equivalência patrimonial.

#### 4.6. Ativos não circulantes mantidos para venda

Os ativos ou grupos de ativos são classificados como mantidos para venda, caso o seu valor contábil seja recuperado principalmente por meio de uma transação de venda e não pelo uso contínuo. Essa condição é atendida somente quando a venda é altamente provável e os ativos ou grupo de ativos estiverem disponíveis para venda imediata em sua condição atual.

Os ativos ou grupo de ativos classificados como destinados à venda são mensurados pelo menor valor entre o contábil anteriormente registrado e o valor justo menos o custo de venda.

#### 4.7. Reconhecimento de receita

A receita compreende o valor justo da contraprestação recebida ou a receber decorrente do curso normal das atividades da Companhia, excluídos descontos, abatimentos e encargos sobre vendas.

A Companhia reconhece a receita quando: (i) o seu valor pode ser mensurado com segurança; (ii) é provável que benefícios econômicos fluirão para a Companhia; e (iii) quando critérios específicos tiverem sido atendidos para cada uma de suas atividades.

Compreendem ainda as seguintes:

Receita financeira decorrente da remuneração do ativo financeiro até o final do período da concessão auferida de modo *pro rata* e que leva em consideração a taxa de retorno do projeto.

Receita para cobertura dos gastos de operação e manutenção dos ativos da transmissão com base no custo incorrido.

Receita de construção para as expansões, reforços e melhorias da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica não apurando margem na construção.

#### **4.8. Custos de financiamentos e empréstimos**

Os custos de financiamentos e empréstimos atribuíveis diretamente à aquisição, construção ou produção de ativos qualificáveis, os quais levam, necessariamente, um período de tempo substancial para ficarem prontos para uso ou venda pretendida, são acrescentados ao custo de tais ativos até a data em que estiverem prontos para o uso ou a venda pretendidos.

Todos os outros custos com financiamentos e empréstimos são reconhecidos no resultado do exercício em que são incorridos.

#### **4.9. Subvenções governamentais**

As subvenções governamentais decorrentes de incentivos fiscais são registradas no resultado do período, como redução do imposto apurado, em atendimento ao Pronunciamento Técnico CPC 07 (IAS 20). A parcela do lucro decorrente desses incentivos fiscais é objeto de destinação à Reserva de Lucro denominada Reserva de Incentivos Fiscais, em conformidade com o artigo 195-A da Lei nº 6.404/1976, a qual somente é utilizada para aumento do capital social ou eventual absorção de prejuízos.

#### **4.10 Tributação**

A despesa com imposto de renda e contribuição social representa a soma dos impostos correntes e diferidos.

##### **4.10.1. Impostos correntes**

A provisão para imposto de renda e contribuição social está baseada no lucro tributável do exercício. O lucro tributável difere do lucro apresentado na demonstração do resultado porque exclui receitas ou despesas tributáveis ou dedutíveis em outros exercícios, além de excluir itens não tributáveis ou não dedutíveis de forma permanente. A provisão para imposto de renda e contribuição social é calculada individualmente por cada investida com base nas alíquotas vigentes no fim do exercício.

##### **4.10.2. Impostos diferidos**

O imposto de renda e a contribuição social diferidos (impostos diferidos) são reconhecidos sobre as diferenças temporárias no final de cada exercício, entre os saldos de ativos e passivos reconhecidos nas demonstrações financeiras e as bases fiscais correspondentes usadas na apuração do lucro tributável, incluindo saldo de prejuízos fiscais, quando aplicável. Os impostos diferidos passivos são geralmente reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias tributáveis e os impostos diferidos ativos são reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias dedutíveis, apenas quando for provável que a Companhia apresentará lucro tributável futuro em montante suficiente para que tais diferenças temporárias dedutíveis possam ser utilizadas.

A recuperação do saldo dos impostos diferidos ativos é revisada no final de cada exercício e, quando não for mais provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis para permitir a recuperação de todo o ativo, ou parte dele, o saldo do ativo é ajustado pelo montante que se espera que seja recuperado.

Impostos diferidos ativos e passivos são mensurados pelas alíquotas aplicáveis no período no qual se espera que o passivo seja liquidado ou o ativo seja realizado, com base nas alíquotas previstas na legislação tributária vigente no final de cada exercício, ou quando uma nova legislação tiver sido aprovada. A mensuração dos impostos diferidos ativos e passivos reflete as consequências fiscais que resultariam da forma na qual a Companhia espera recuperar ou liquidar o valor contábil desses ativos e passivos no final de cada exercício.

#### 4.10.3. Imposto de renda e contribuição social, correntes e diferidos, do exercício

O imposto de renda e a contribuição social, correntes e diferidos, são reconhecidos no resultado do exercício, exceto quando estão relacionados com itens registrados em *outros resultados abrangentes* ou diretamente no patrimônio líquido, caso em que os impostos correntes e diferidos também são reconhecidos em *outros resultados abrangentes* ou diretamente no patrimônio líquido, respectivamente.

#### 4.11. Imobilizado

É registrado ao custo de aquisição ou construção, deduzido da depreciação acumulada. Inclui principalmente os ativos de geração e ativos administrativos.

Os gastos de natureza ambiental com ações e programas realizados até a liberação da primeira licença de operação são registrados no Imobilizado, e os gastos realizados a partir de então passam a ser registrados no resultado do exercício.

A depreciação é calculada pelo método linear com base nas taxas anuais estabelecidas pela Aneel as quais são revisadas periodicamente e aceitas pelo mercado como uma estimativa adequada para efeitos contábeis e regulatórios e que representa a melhor estimativa de vida útil dos bens.

#### 4.12. Ativos intangíveis

Ativos intangíveis com vidas úteis definidas, adquiridos separadamente, são registrados ao custo, deduzido da amortização e das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas. A amortização é reconhecida linearmente com base na vida útil estimada dos ativos.

Os *softwares* corporativos são capitalizados com base nos custos incorridos para aquisição e para fazer com que eles estejam prontos para ser utilizados, amortizados durante sua vida útil estimável.

Os gastos associados à manutenção de *softwares* são reconhecidos como despesa, conforme incorridos.

Os custos de desenvolvimento que são diretamente atribuíveis ao projeto e aos testes de produtos identificáveis e exclusivos, controlados pela Companhia, são reconhecidos como ativos intangíveis quando os seguintes critérios são atendidos:

- É tecnicamente viável concluir o projeto para que ele esteja disponível para uso;
- A administração pretende concluir o projeto e usá-lo ou vendê-lo;
- O produto pode ser vendido ou usado;
- Pode-se demonstrar que é provável que o produto gerará benefícios econômicos;
- Estão disponíveis adequados recursos técnicos, financeiros e outros recursos para concluir o desenvolvimento e para usar ou vender o produto;
- O gasto atribuível ao produto durante seu desenvolvimento pode ser mensurado com segurança.

Outros gastos de desenvolvimento que não atendam a esses critérios são reconhecidos como despesa, conforme incorridos.

#### 4.13. Redução ao valor recuperável de ativos não financeiros

No fim de cada exercício, a Companhia revisa o valor contábil de seus ativos para determinar se há alguma indicação de que tais ativos sofreram alguma perda por redução ao valor recuperável. Caso haja tal indicação, o montante recuperável do ativo é estimado com a finalidade de mensurar o montante de perda, se houver. Quando não for possível estimar o montante recuperável de um ativo individualmente, a Companhia calcula o montante recuperável da unidade geradora de caixa à qual pertence o ativo.

O montante recuperável é o maior valor entre o valor justo menos os custos na venda ou o valor em uso. Na avaliação do valor em uso, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao valor presente pela taxa de desconto que reflita uma avaliação atual de mercado do valor da moeda no tempo e os riscos específicos do ativo para o qual a estimativa de fluxos de caixa futuros não foi ajustada.

Se o montante recuperável de um ativo, ou unidade geradora de caixa, calculado for menor que seu valor contábil, o valor contábil do ativo, ou unidade geradora de caixa, é reduzido ao seu valor recuperável, com a perda por redução ao valor recuperável reconhecida no resultado.

#### 4.14. Almoxarifado

Os materiais em almoxarifado, classificados no Ativo Circulante, bem como aqueles destinados a investimentos, classificados no Ativo Não Circulante/Imobilizado, estão registrados ao custo médio de aquisição, deduzidos de provisão para perda, quando aplicável, e não excedem a seus custos de reposição ou valores de realização.

#### 4.15. Instrumentos financeiros

##### 4.15.1. Ativos Financeiros

Os ativos financeiros da Companhia estão classificados como ativos financeiros a valor justo por meio do resultado, recebíveis, investimentos mantidos até o vencimento, ou derivativos classificados como instrumentos de *hedge* eficazes.

Ativos financeiros são reconhecidos a valor justo acrescidos, no caso de ativos não designados a valor justo por meio do resultado, dos custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à aquisição desse ativo financeiro.

Os ativos financeiros da Companhia incluem caixa e equivalentes de caixa, contas a receber de clientes, indenizações a receber do poder concedente, títulos e valores mobiliários, aplicações financeiras, concessão de serviço público, outros créditos e instrumentos financeiros derivativos por meio de suas controladas em conjunto classificados como instrumentos de *hedge*.

##### 4.15.1.1. Mensuração subsequente dos ativos financeiros

A mensuração subsequente de ativos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

- **Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado**

Os ativos financeiros são classificados *a valor justo por meio do resultado*, quando são mantidos para negociação ou designados pelo valor justo por meio do resultado.

Ativos financeiros *a valor justo por meio do resultado* são apresentados no balanço patrimonial a valor justo, com os correspondentes ganhos ou perdas reconhecidos na demonstração do resultado.

- **Recebíveis**

Recebíveis são ativos financeiros não derivativos, com pagamentos fixos ou determináveis, não cotados em um mercado ativo. Após a mensuração inicial, esses ativos financeiros são contabilizados ao custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos, menos perda por redução ao valor recuperável. O custo amortizado é calculado levando em consideração desconto na aquisição e taxas ou custos incorridos.

- **Investimentos mantidos até o vencimento**

Ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e vencimentos fixos são classificados como *mantidos até o vencimento* quando a Companhia tiver manifestado intenção e capacidade financeira para mantê-los até o vencimento. Após a avaliação inicial, os investimentos mantidos até o vencimento são avaliados ao custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, menos perdas por redução ao valor recuperável.

##### 4.15.1.2. Desreconhecimento (baixa) dos ativos financeiros

Um ativo financeiro é baixado quando:

- Os direitos de receber fluxos de caixa do ativo expiram;
- A Companhia transfere os seus direitos de receber fluxos de caixa do ativo ou assumir uma obrigação de pagar integralmente os fluxos de caixa recebidos a um terceiro, por força de um acordo de “repasse”; e (a) A Companhia transfere todos os riscos e benefícios do ativo, ou (b) A Companhia não transfere nem retém todos os riscos e benefícios relativos ao ativo, mas transfere o controle sobre o ativo.



#### 4.15.2. Passivos Financeiros

Os passivos financeiros são classificados como passivos financeiros a valor justo por meio do resultado, financiamentos e empréstimos, ou como derivativos classificados como instrumentos de *hedge*, conforme o caso. A Companhia determina a classificação dos seus passivos financeiros no momento do seu reconhecimento inicial.

Passivos financeiros são inicialmente reconhecidos a valor justo e, no caso de financiamentos e empréstimos, são acrescidos do custo da transação diretamente relacionado.

Os passivos financeiros da Companhia incluem contas a pagar a fornecedores, financiamentos e empréstimos e instrumentos financeiros derivativos – por intermédio de suas controladas em conjunto, classificados como instrumento de *hedge*, e outras contas a pagar.

##### 4.15.2.1. Mensuração subsequente dos passivos financeiros

A mensuração dos passivos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

- **Financiamentos e empréstimos**

Após o reconhecimento inicial, financiamentos e empréstimos são mensurados pelo custo amortizado, sendo acrescidos de encargos, juros e variações monetárias e/ou cambiais nos termos contratuais, incorridos até a data do balanço.

- **Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado**

Passivos financeiros *a valor justo por meio do resultado* incluem passivos financeiros para negociação e passivos financeiros designados no reconhecimento inicial a valor justo por meio do resultado.

A Companhia não apresentou nenhum passivo financeiro a valor justo por meio do resultado.

- **Mantidos para negociação**

Passivos financeiros são classificados como *mantidos para negociação* quando forem adquiridos com o objetivo de venda no curto prazo. Esta categoria inclui instrumentos financeiros derivativos contratados pela Companhia que não satisfazem os critérios de contabilização de *hedge* (*hedge accounting*) definidos pelo CPC 38 (IAS 39). Derivativos, também são classificados como mantidos para negociação, a menos que sejam designados como instrumentos de *hedge* efetivos. Ganhos e perdas de passivos mantidos para negociação são reconhecidos na demonstração do resultado.

##### 4.15.2.2. Desreconhecimento (baixa) dos passivos financeiros

Um passivo financeiro é baixado quando a obrigação estiver revogada, cancelada ou expirada. Quando um passivo financeiro existente for substituído por outro do mesmo mutuante com termos substancialmente diferentes, ou os termos de um passivo existente forem significativamente alterados, essa substituição ou alteração é tratada como baixa do passivo original e reconhecimento de um novo passivo, sendo a diferença nos correspondentes valores contábeis reconhecida na demonstração do resultado.

#### 4.15.3. Valor justo de instrumentos financeiros

O valor justo de instrumentos financeiros ativamente negociados em mercados financeiros organizados é determinado com base nos preços de compra cotados no mercado, no fechamento dos negócios na data do balanço, sem dedução dos custos de transação.

O valor justo de instrumentos financeiros para os quais não haja mercado ativo é determinado utilizando-se técnicas de avaliação. Essas técnicas podem incluir o uso de transações recentes de mercado, com isenção de interesses; referência ao valor justo corrente de outro instrumento similar; análise de fluxo de caixa descontado ou outros modelos de avaliação.

#### 4.15.4. Instrumentos financeiros derivativos e contabilidade de *hedge*

A Companhia, por intermédio de suas controladas em conjunto, firma contratos derivativos com o objetivo de administrar a exposição aos riscos de flutuação de taxas de câmbio e variação do preço da *commodity* alumínio no mercado internacional. De acordo com o preconizado no CPC 38 (IAS 39), o registro destes derivativos deu-se através da aplicação da contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*).

A Companhia não possui contratos derivativos com fins comerciais ou especulativos (nota 40).

Os instrumentos financeiros derivativos designados em operações de *hedge* são inicialmente reconhecidos a valor justo na data em que o contrato de derivativo é firmado, sendo reavaliados subsequentemente também a valor justo.

Derivativos são apresentados como ativos financeiros quando o valor justo do instrumento é positivo, e como passivos financeiros quando o valor justo é negativo.

A Companhia, para fins de contabilidade de *hedge*, classifica suas relações de *hedge* como “*hedges*” de fluxo de caixa. Desta forma, os ganhos ou perdas resultantes do instrumento de *hedge* que são determinados como eficazes são reconhecidos em outros resultados abrangentes. A parte ineficaz de tais ganhos ou perdas é reconhecida no resultado.

Os valores anteriormente reconhecidos em outros resultados abrangentes e acumulados no patrimônio são reclassificados para o resultado no exercício em que o item objeto de *hedge* é reconhecido no resultado.

A Companhia classifica formalmente e documenta a relação de *hedge* à qual deseja aplicar contabilidade de *hedge*, bem como o objetivo e a estratégia de gestão de risco da administração para levar a efeito o *hedge*. A documentação inclui a identificação do instrumento de *hedge*, o item ou transação objeto de *hedge*, a natureza do risco objeto de *hedge*, a natureza dos riscos excluídos da relação de *hedge*, a demonstração prospectiva da eficácia da relação de *hedge* e a forma em que a Companhia irá avaliar a eficácia do instrumento de *hedge* para fins de compensar a exposição a mudanças no valor justo do item objeto de *hedge*.

Espera-se que esses *hedges* sejam altamente eficazes para compensar mudanças no valor justo, sendo permanentemente avaliados para verificar se foram efetivamente eficazes ao longo de todos os períodos-base para os quais foram destinados.

#### **4.16. Demonstração do Valor Adicionado - DVA**

Essa demonstração foi preparada seguindo as disposições do CPC 09 – Demonstração do Valor Adicionado e tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pela Companhia e sua distribuição durante o exercício, e é apresentada, conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas demonstrações financeiras individuais e como informação suplementar às demonstrações financeiras consolidadas, pois não é uma demonstração prevista nas *IFRS*.

#### **4.17. Normas e interpretações novas e revisadas já emitidas e ainda não adotadas**

Destacam-se a seguir as normas, emendas a normas e interpretações *IFRS*, emitidas pelo *IASB*, que ainda não entraram em vigor para o exercício encerrado em 31/12/2012:

Norma	Data de Entrada em Vigor	Comentários
IAS 27 - Demonstrações contábeis consolidadas e individuais	A partir de 01/01/2013	Decorre dos recentes IFRS 10 e IFRS 12, restringindo-se à contabilização de subsidiárias, entidades de controle em conjunto e associadas em demonstrações contábeis em separado
IAS 28 - Contabilização de investimentos em associadas e joint ventures	A partir de 01/01/2013	Emenda que descreve a aplicação do método patrimonial para investimentos em joint ventures, além do investimentos em associadas.
IAS 32 - Compensação de ativos e passivos financeiros	A partir de 01/01/2014	Emenda que esclarece os requerimentos de compensação de instrumentos financeiros.
IFRS 9 - Instrumentos financeiros - Classificação e mensuração	A partir de 01/01/2015	Refere-se a classificação e mensuração dos ativos e passivos financeiros conforme estabelece o IAS 39.
IFRS 10 - Demonstrações contábeis consolidadas	A partir de 01/01/2013	Estabelece um único modelo de consolidação baseado em controle que se aplica a todas as entidades, inclusive às entidades para fins especiais. As alterações introduzidas pelo IFRS 10 irão exigir que a administração exerça julgamento na determinação de quais entidades são controladas e, portanto, necessitam ser consolidadas pela controladora, em comparação com as exigências estabelecidas pelo IAS 27.
IFRS 11 - Acordos conjuntos	A partir de 01/01/2013	Faz parte de novo conjunto de normas de consolidação e outras normas relacionadas, os quais substituem também as exigências atuais para entidades controladas, alterando o IAS 28 Investments in Associates and Joint Ventures. A principal alteração ocorreu que todas as entidades controladas em conjunto que não se enquadrarem como uma operação conjunta, Joint Ventures, serão obrigadas a contabilizar sempre pelo método de equivalência patrimonial, extinguindo a opção de consolidação proporcional.
IFRS 12 - Divulgação de Participação em outras entidades	A partir de 01/01/2013	Contém requerimentos de divulgação mais extensos para entidades que possuem participações em subsidiárias, controles em conjunto, coligadas e/ou entidades não consolidadas, demonstrando os efeitos dessas participações na posição financeira, desempenho financeiro e fluxo de caixa da entidade

O CPC ainda não emitiu pronunciamentos equivalentes à algumas *IFRS* acima citadas, mas existe expectativa de que o faça antes da data requerida de sua entrada em vigor. A adoção antecipada dos pronunciamentos *IFRS* está condicionada à aprovação prévia em ato normativo da Comissão de Valores Mobiliários.

A Companhia está avaliando os efeitos dos *IFRS* 10 e 11 nas suas demonstrações financeiras, podendo existir impacto quanto à apresentação mas não devendo interferir no resultado da Companhia.

Alguns pronunciamentos e interpretações técnicas emitidos pelo CPC, foram revisados pelo referido órgão, com adoção obrigatória a partir do exercício de 2013, entretanto, não foram identificados impactos significativos nas demonstrações financeiras da Companhia, decorrentes dessas revisões.

#### 4.18. Benefícios pós-emprego

##### a) Obrigações de aposentadoria

Os pagamentos a planos de aposentadoria de contribuição definida são reconhecidos como despesa quando os serviços que concedem direito a esses pagamentos são prestados.

No caso dos planos de aposentadoria de benefício definido, o custo da concessão dos benefícios é determinado pelo Método da Unidade de Crédito Projetada com base em avaliação atuarial realizada anualmente no final de cada período. Os ganhos e perdas atuariais, decorrentes de ajustes com base na experiência e em mudanças de premissas atuariais, são debitados ou creditados diretamente no patrimônio líquido - *outros resultados abrangentes*, no período em que ocorrem.

A obrigação com benefícios de aposentadoria reconhecida no balanço patrimonial representa o valor presente da obrigação com os benefícios definidos, ajustada por ganhos e perdas atuariais e pelo custo dos serviços passados, reduzido pelo valor justo dos ativos do plano.

**b) Outras obrigações pós-emprego**

A Companhia subsidia parte dos prêmios decorrentes de uma apólice de seguro de vida para os empregados ativos. Os ex-empregados aposentados, que optaram por permanecer vinculados a essa apólice, pagam integralmente o prêmio que é estabelecido de forma coletiva para toda a massa de ativos e inativos. Todavia, dadas as características etárias das massas populacionais de ativos e inativos, o cálculo atuarial do prêmio segregado atribuível à massa inativa identifica a existência de um subsídio pós-emprego indireto pago pela Companhia. Essas obrigações são avaliadas, anualmente, por atuários independentes e os ganhos e perdas atuariais, decorrentes de ajustes com base na experiência e em mudanças de premissas atuariais, são debitados ou creditados diretamente no patrimônio líquido - *outros resultados abrangentes*, no período em que ocorrem.

**4.19. Resultado por ação**

O resultado por ação básico é calculado por meio do resultado do período atribuível aos acionistas da Companhia e a quantidade de ações ordinárias e preferenciais em circulação no respectivo período. O resultado por ação diluído é calculado por meio da quantidade das ações em circulação, ajustada pelos instrumentos potencialmente conversíveis em ações, com efeito diluidor nos períodos apresentados, nos termos do CPC 41 e da IAS 33.

**4.20. Distribuição de dividendos**

A política de reconhecimento contábil de dividendos está em consonância com as normas previstas nos CPC 25 (IAS 37) e ICPC 08, as quais determinam que os dividendos propostos a serem pagos e que estejam fundamentados em obrigações estatutárias, devem ser registrados no passivo circulante.

O estatuto social da Companhia estabelece que, no mínimo, 25% do lucro líquido anual sejam distribuídos a título de dividendos.

Desse modo, no encerramento do exercício social e após as devidas destinações legais, a Companhia registra provisão equivalente ao dividendo mínimo obrigatório, no passivo circulante, e os dividendos propostos excedentes ao mínimo obrigatório como dividendo adicional proposto, no patrimônio líquido.

Os dividendos não reclamados no prazo de três anos são revertidos para a Companhia, conforme previsão legal.

**4.21. Demais Práticas Contábeis****a) Estimativas e julgamentos contábeis críticos**

Na preparação das presentes Demonstrações Financeiras a Companhia adotou estimativas e premissas baseada na experiência e em outros fatores que entende como razoáveis e relevantes para a sua adequada apresentação. Ainda que essas estimativas e premissas sejam permanentemente monitoradas e revistas pela Companhia, a materialização sobre o valor contábil de ativos e passivos e de resultado das operações são incertos, por decorrer do uso de julgamento.

No que se refere às estimativas contábeis avaliadas como sendo as mais críticas, a Companhia forma seus julgamentos sobre eventos futuros, variáveis e premissas, como a seguir:

- Provisões - São reconhecidas quando um evento gera uma obrigação futura com probabilidade provável de saída de recursos e seu valor pode ser estimado com segurança. Desta forma, o valor constituído como provisão é a melhor estimativa de liquidação de uma provável obrigação na data das demonstrações financeiras, levando em consideração os riscos e incertezas relacionados. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais. Os resultados reais podem diferir das estimativas.
- Valor recuperável de ativos de longa duração – A Administração da Companhia e de suas controladas adotam variáveis e premissas em teste de determinação de recuperação de ativos de longa duração para determinação do valor recuperável de ativos e reconhecimento de *impairment*, quando necessário. Nesta prática, são aplicados julgamentos baseados na experiência na gestão do ativo, conjunto de ativos ou unidade geradora de caixa, que podem eventualmente não se verificar no futuro, inclusive quanto à vida útil econômica estimada, que representa as práticas determinadas pela Aneel aplicáveis aos ativos vinculados à concessão do serviço público de energia elétrica, que podem variar em decorrência da análise periódica do prazo de vida útil econômica de bens, em vigor. Também impactam na determinação das variáveis e premissas utilizadas na determinação dos fluxos de caixa futuro descontados, para fins de reconhecimento do valor recuperável de ativos de longa duração, diversos eventos intrinsecamente incertos. Dentre esses eventos destacam-se a manutenção dos níveis de consumo de energia elétrica, a taxa de crescimento da atividade econômica do país, a disponibilidade de recursos hídricos, além daquelas

inerentes ao fim dos prazos de concessão de serviços públicos de energia elétrica detidas pela Companhia, em especial quanto ao valor de sua reversão ao final do prazo de concessão. Neste ponto, foi adotada a premissa de indenização contratualmente prevista, quando aplicável, pelo menor entre o valor contábil residual existente no final do prazo das concessões de geração e transmissão de energia elétrica e o valor novo de reposição.

- Base de determinação de indenização pelo poder concedente sobre concessões de serviço público - A Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, em 11 de janeiro de 2013, definiu o valor novo de reposição (VNR) como a base de determinação de indenização pelo poder concedente sobre concessões de serviço público. A Companhia adota a premissa de que os bens são reversíveis no final dos contratos de concessão, com direito ao recebimento de indenização do Poder Concedente sobre os investimentos ainda não amortizados, pelo menor entre o valor residual contábil e o valor novo de reposição. Seguindo essa premissa, foram mantidos valores a receber do poder concedente relacionados a Rede Básica do Sistema Existente – RBSE e a investimentos realizados após o projeto básico das usinas, os quais ainda serão objeto de homologação pela Aneel.
- Obrigações atuariais - As obrigações atuariais são determinadas por cálculos atuariais elaborados por atuários independentes e os resultados reais futuros das estimativas contábeis utilizadas nestas Demonstrações Financeiras podem ser distintos, sob variáveis, premissas e condições diferentes daquelas existentes e utilizadas na época do julgamento.
- Vida útil dos bens do imobilizado – A Companhia utiliza os critérios definidos na resolução Aneel nº 367, de 02 de junho de 2009, atualizada pela resolução nº 474 de 07/02/2012, na determinação da vida útil estimada dos bens do ativo imobilizado.

#### **b) Caixa e equivalentes de caixa**

Caixa e equivalentes de caixa incluem saldos de caixa, depósitos bancários à vista e as aplicações financeiras com liquidez imediata, ou seja, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e que estão sujeitas a um insignificante risco de mudança de valor.

#### **c) Contas a receber de clientes**

As contas a receber de clientes, são decorrentes da venda de energia, da disponibilização do sistema de transmissão, de serviços prestados, acréscimos moratórios e outros, até o encerramento do exercício, contabilizados com base no regime de competência e ajustados a valor presente.

A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída em montante considerado suficiente pela Administração para cobrir eventuais perdas na realização dessas contas a receber.

#### **d) Títulos e valores mobiliários**

As aplicações financeiras em Letras Financeiras do Tesouro - LFT, Letras do Tesouro Nacional – LTN e Notas do Tesouro Nacional - NTN, séries B e F, são mantidas para negociação em fundo de investimento exclusivo, conforme regulamentação em vigor. Os demais títulos e valores mobiliários, correspondentes a menor parte, estão relacionados a Títulos da Dívida Agrária – TDA e Notas do Tesouro Nacional – NTN, série P, com vencimentos definidos, para os quais a Companhia tem a intenção de manter até o vencimento. São registrados pelo custo de aquisição acrescido por juros e atualização monetária, com impactos no resultado e são ajustados ao valor provável de realização, quando aplicável.

#### **e) Cauções e depósitos vinculados**

As cauções e depósitos vinculados referem-se a garantias prestadas a instituições financeiras e em leilões de energia elétrica e depósitos judiciais vinculados a processos existentes nas esferas judicial e administrativa, estão registradas ao custo, acrescidos dos respectivos rendimentos auferidos até a data do balanço.

#### **f) Ativos indexados**

Os ativos indexados estão atualizados até a data do balanço, e os demais demonstrados ao custo, deduzidos de eventuais provisões para perdas.

#### **g) Ativo financeiro – Concessões de serviço público**

Refere-se a ativo financeiro a receber no âmbito das concessões de transmissão de energia elétrica pela, Receita Anual Permitida ou por indenização.

O Ativo financeiro - Receita Anual Permitida é o valor estimado de recebimento durante o prazo de concessão.

O Ativo financeiro indenizável refere-se à parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão, classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do Poder Concedente, decorrente da aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão (*IFRIC 12*) e da Orientação Técnica OCPC 05 – Contratos de Concessão. Esses ativos financeiros são remunerados por taxa interna de retorno calculada com base no fluxo de caixa projetado desses investimentos.

Os valores de indenização a receber do poder concedente, decorrente das instalações objeto de renovação serão recebidos reajustados pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, sendo: 50% à vista, a ser paga em até 45 dias da data de assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão e 50% em parcelas mensais, a serem pagas até o vencimento do contrato de concessão vigente na data de publicação da Portaria nº 580/2012, ambas acrescidas da remuneração pelo Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) de 5,59% real ao ano, a contar do primeiro dia do mês de assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão.

#### **h) Patrimônio Líquido**

Os Lucros a Realizar decorrentes do saldo credor de correção monetária, apropriados à reserva de lucros a realizar até 1995, são revertidos a Lucros Acumulados, proporcionalmente às baixas e depreciação do Imobilizado e às baixas e amortização do Intangível.

#### **i) Resultado**

É apurado pelo regime de competência e considera a constituição e a realização dos créditos fiscais no exercício e a redução do imposto de renda com origem em incentivos fiscais Sudene/Sudam, calculada com base no lucro da exploração (nota 35).

#### **j) Receitas e despesas financeiras**

As receitas e despesas financeiras são compostas principalmente de juros e variações monetárias e cambiais decorrentes de aplicações financeiras e financiamentos e empréstimo, e são reconhecidas pelo regime de competência.

#### **k) Contratos onerosos**

Obrigações presentes resultantes de contratos onerosos são reconhecidas e mensuradas como provisões. Um contrato oneroso existe quando os custos inevitáveis para satisfazer as obrigações do contrato excedem os benefícios econômicos que se esperam que sejam recebidos ao longo do mesmo contrato.

### **4.22. ASPECTOS ESPECÍFICOS DO SETOR ELÉTRICO**

#### **4.22.1 - Receita Anual Permitida – RAP**

A Receita Anual Permitida - RAP definida no Contrato do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica refere-se ao valor autorizado pela Aneel, mediante resolução, a ser auferido pela Companhia pela disponibilização das instalações do seu Sistema de Transmissão. É composta pela RPB (parcela referente às instalações da Rede Básica) mais a RPC (parcela referente às demais instalações de transmissão e conexões). A RPB ainda está subdividida em RBSE (receita referente aos ativos de transmissão indicados na Resolução ANEEL nº 167/2000, para as instalações de transmissão existentes na época), mais RBNI (receita referente aos novos ativos a serem incorporados ao sistema de transmissão da Companhia), ambas reajustadas anualmente pelo IGP-M. A RBNI está sujeita a revisão tarifária a cada quatro anos. Nas novas concessões, obtidas em Leilões Públicos de Transmissão, a receita corresponderá ao valor indicado nos lances, sendo fixa e reajustada anualmente pelo IPCA ao longo do período de concessão e está sujeita, também, a revisões tarifárias a cada cinco anos, durante os 30 anos de duração da concessão.

#### **4.22.2. Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica**

Representam o saldo de valores e/ou bens recebidos da União Federal e de Consumidores em geral, em parceria com a Companhia.



#### **4.22.3. Reserva Global de Reversão - RGR**

Encargo criado pelo Decreto nº 41.019, de 26/02/1957, tendo a sua vigência estendida até 2035, por intermédio da Lei nº 12.431, de 24/06/2011. Refere-se a um valor anual estabelecido pela Aneel, pago mensalmente em duodécimos pelas concessionárias, com a finalidade de prover recursos para reversão e/ou encampação do Serviço Público de Energia Elétrica, como também para financiar a expansão e a melhoria desse serviço. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de energia elétrica e limitado a 3,0% da sua receita anual. Sua gestão é exercida pela Eletrobras. As concessões de Geração e Transmissão de energia elétrica prorrogada ou licitada nos termos da lei nº 12.783/2013, ficam desobrigadas, a partir de 1ª de janeiro de 2013, do recolhimento da cota anual da RGR.

#### **4.22.4. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa**

Instituído pela Lei nº 10.438/2002, em seu art. 3º, alterado pelo art. 9º da Lei nº 10.762/2003, e pelo artigo 2º da Lei nº 10.889/2004, tem o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica, privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão, ou distribuição de energia elétrica, e visando, também, ao aumento da participação de agentes no Setor Elétrico.

#### **4.22.5. Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH**

Criada pela Lei nº 7.990/1989, destina-se a compensar os municípios afetados pela perda de terras produtivas, ocasionada por inundação de áreas na construção de reservatórios de usinas hidrelétricas. Do montante arrecadado mensalmente a título de compensação financeira, 45% destinam-se aos Estados, 45% aos Municípios, 3% ao Ministério do Meio Ambiente, 3% ao Ministério de Minas e Energia e 4% ao Ministério da Ciência e Tecnologia. O cálculo da CFURH baseia-se na geração efetiva das usinas hidrelétricas, de acordo com a seguinte fórmula:  $CFURH = TAR \times GH \times 6,75\%$ , onde TAR refere-se à Tarifa Atualizada de Referência, estabelecida anualmente pela Aneel (em R\$/MWh) e GH é o montante (em MWh) da geração mensal da usina hidrelétrica. Sua gestão está a cargo da Aneel.

#### **4.22.6. Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC**

Criada pelo Decreto nº 73.102/1973 é paga mensalmente por todos os agentes que comercializam energia elétrica com o consumidor final. Tem como finalidade o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para a geração de energia termoeletrica nos Sistemas Isolados, especialmente na Região Norte do País. Os valores da CCC são fixados anualmente pela Aneel, para cada concessionária, em função do seu mercado, e podem variar conforme a necessidade de uso das usinas termoeletricas. Sua gestão é exercida pela Eletrobras. A lei nº 12.783/2013, extinguiu o rateio custo de consumo de combustíveis para Geração a partir de 2013.

#### **4.22.7. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE**

Criada pela Lei nº 10.438/2002, com a finalidade de prover recursos para: i) o desenvolvimento energético dos Estados; ii) a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados; iii) promover a universalização do serviço público de energia elétrica em todo o território nacional. Os recursos são provenientes: (i) dos pagamentos anuais realizados a título de Uso de Bem Público – UBP, estabelecidos nas concessões de geração; (ii) multas aplicadas pela Aneel; e (iii) dos pagamentos de cotas anuais por parte de todos os agentes que comercializam energia elétrica com o consumidor final no Sistema Interligado Nacional - SIN, com base nos valores da CCC dos sistemas interligados referentes ao ano de 2001, atualizados anualmente pelo crescimento do mercado e pelo IPCA. Sua gestão está a cargo do Ministério de Minas e Energia e da Eletrobras, a partir do exercício de 2013, como um dos instrumentos para viabilizar a redução na conta de energia, essa contribuição foi reduzida para 25% da taxa vigente.

#### **4.22.8. Pesquisa e Desenvolvimento - P&D**

Criado pela Lei nº 9.991/2000, o programa de P&D estabelece que as concessionárias e permissionárias do serviço público de geração e transmissão de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 1% (um por cento) de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do Setor Elétrico. Os recursos são destinados ao Ministério da Ciência e Tecnologia, Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT, ao Ministério de Minas e Energia e aos agentes, a serem aplicados em projetos aprovados pela Aneel. Estão envolvidos com a sua gestão os Ministérios da Ciência e Tecnologia e de Minas e Energia, como também a Aneel e os próprios agentes.



**4.22.9. Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica – TFSEE**

Instituída pela Lei nº 9.427/1996, equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária, permissionária ou autorizada do Serviço Público de Energia Elétrica. Seu valor anual é estabelecido pela Aneel com a finalidade de constituir sua receita para a cobertura do custeio de suas atividades. Para os segmentos de geração e de transmissão (produtores independentes, autoprodutores, concessionários, permissionários) o valor é determinado no início de cada ano civil, e para os distribuidores, o cálculo se dá a cada data de aniversário da concessão. Os valores estabelecidos em resolução são pagos mensalmente em duodécimos, e sua gestão é exercida pela Aneel.

**4.22.10. Encargo de Energia de Reserva - EER**

Encargo cobrado de todos os usuários do Sistema Interligado Nacional - SIN, decorrente da comercialização da Energia de Reserva existente a partir do Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, com objetivo de elevar a segurança no fornecimento de energia elétrica do SIN. Em janeiro de 2009, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE passou a representar os agentes de consumo dessa energia e a responder pela centralização da relação contratual entre as partes (Contratos de Energia de Reserva - CER), pelo recolhimento do encargo e gestão da Conta de Energia de Reserva - CONER. O encargo é apurado de acordo com as Regras de Comercialização de Energia Elétrica, aprovadas por meio da Resolução Normativa da Aneel nº 385/2009.

**4.22.11. Uso de Bem Público**

Corresponde aos valores estabelecidos em contrato de concessão para exploração de potencial de energia hidráulica, o qual é registrado pelo valor das retribuições ao Poder Concedente pelo aproveitamento do potencial hidrelétrico, descontada a valor presente à taxa implícita do projeto.

**4.22.12. Ativos e Passivos Regulatórios**

A Companhia não reconhece em sua contabilidade os ativos e passivos regulatórios, por não atenderem à definição de ativos e/ou passivos, previstas nas práticas internacionais de contabilidade e no Pronunciamento CPC que define a estrutura conceitual para a elaboração e apresentação das demonstrações financeiras.

## 5 - PROCEDIMENTOS DE CONSOLIDAÇÃO

- I) Estas Demonstrações Financeiras foram preparadas de acordo com as normas estabelecidas pelo Pronunciamento Técnico CPC 18 (*IAS 28*), aprovado pela Deliberação CVM nº 605/2009 e incluem a Chesf, suas coligadas e controladas em conjunto, para fins de equivalências patrimoniais e de Consolidação Proporcional, conforme quadro a seguir:

<b><u>Empresas</u></b>	<b><u>Participação direta da Chesf</u></b>	
	<b><u>30/11/2012</u></b>	<b><u>30/11/2011</u></b>
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,0%	49,0%
Integração Transmissora de Energia S.A.	12,0%	12,0%
ESBR Participações S.A.	20,0%	20,0%
Manaus Transmissora de Energia S.A.	19,5%	19,5%
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,5%	24,5%
Manaus Construtora Ltda.	19,5%	19,5%
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	49,0%	49,0%
Norte Energia S.A.	15,0%	15,0%
Pedra Branca S.A.	49,0%	49,0%
São Pedro do Lago S.A.	49,0%	49,0%
Sete Gameleiras S.A.	49,0%	49,0%
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,0%	49,0%
UEE Junco I S.A.	49,0%	-
UEE Junco II S.A.	49,0%	-
UEE Caiçara I S.A.	49,0%	-
UEE Caiçara II S.A.	49,0%	-
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	49,0%	-

- II) Os Balanços Patrimoniais e as Demonstrações dos Resultados das coligadas e controladas em conjunto, utilizadas para a determinação do valor da equivalência patrimonial e consolidação proporcional, de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 18 (*IAS 28*), em seus itens 24 e 25, são levantadas na mesma data das demonstrações financeiras da investidora. Entretanto, ainda de acordo com os citados pronunciamentos, tornou-se necessária a utilização de demonstrações com defasagem de até 30 dias, acompanhadas de ajustes pertinentes, quando da ocorrência de efeitos de eventos e transações relevantes entre as datas das demonstrações não coincidentes. Desta forma, foram utilizadas as demonstrações financeiras das coligadas e controladas em conjunto de 30 de novembro de 2012. A adoção desse procedimento apresentou, em 2012, um efeito irrelevante de R\$ 5.315 referente ao resultado de um mês (dezembro), estando portanto, mantida a comparabilidade com o exercício anterior.

### III) Principais práticas de consolidação:

- Eliminação dos investimentos da investidora nas empresas investidas, em contrapartida à sua participação nos respectivos patrimônios líquidos;
- Eliminação dos saldos das contas entre a controladora e as suas controladas em conjunto, bem como das contas mantidas entre estas controladas.

Conforme determinação da Instrução CVM nº 408/2004, as demonstrações financeiras consolidadas incluem os saldos e as transações do fundo exclusivo, do qual a Companhia é a única quotista, composto em sua maioria de títulos públicos de alta liquidez.

Os fundos exclusivos, cujas demonstrações financeiras são regularmente revisadas/auditadas, estão sujeitos às obrigações restritas aos pagamentos de serviços prestados pela administração dos ativos, atribuídas às operações dos investimentos, inexistindo obrigações financeiras relevantes.

## 6 - CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Caixa e depósitos bancários	29.098	3.306	144.782	52.594
Aplicações financeiras	65.647	265.332	282.865	511.430
<b>Total</b>	<b>94.745</b>	<b>268.638</b>	<b>427.647</b>	<b>564.024</b>

Caixa e equivalentes de caixa incluem saldos de caixa, depósitos bancários à vista e as aplicações financeiras com liquidez imediata, ou seja, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e que estão sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor.

A Companhia mantém suas aplicações financeiras de curto prazo, de liquidez imediata, em Fundo exclusivo extramercado com carteira composta, em sua maioria, de títulos de emissão do Tesouro Nacional, junto à Banco do Brasil Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A. – BB-DTVM e à Caixa Econômica Federal, nos termos da legislação específica para empresas estatais emanada do Decreto-Lei nº 1.290, de 03/12/1973, e da Resolução nº 4.034, de 30/11/2011, do Banco Central do Brasil, que estabeleceu os mecanismos para as aplicações das empresas públicas e das sociedades de economia mista integrantes da Administração Federal Indireta (nota 7). São operações que têm como características liquidez diária, baixo risco, e neste exercício, os títulos obtiveram as seguintes remunerações:

	Remuneração	
	Do exercício	Do Fundo em função do CDI
Banco do Brasil Extram. Exclusivo 8	12,18%	145,03%
FI Caixa Extramercado IV	16,09%	191,59%
FI Caixa Extramercado III	12,49%	148,73%

As aplicações financeiras incluem operações compromissadas que possuem garantia de recompra diária pela instituição financeira, a uma taxa previamente estabelecida pelas partes, e são lastreadas em títulos públicos, com rentabilidade média a índices Anbima e taxas prefixadas.

## 7 - TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

Origem	Controladora				
	Tipo de aplicação	Vencimento	Remuneração	31/12/2012	31/12/2011
Participações minoritárias	Ações	-	JCP/Dividendos	42	42
	Provisão para perdas			(11)	(9)
				<b>31</b>	<b>33</b>
T.D.A.	-	Até 2019	TR + 3% a.a.	<b>7.671</b>	<b>7.625</b>
Tesouro Nacional	NTN-Série P	9/7/2012	TR + 6% a.a.	-	373
	NTN-Série P	9/7/2014	TR + 6% a.a.	185	178
	NTN-Série P	28/12/2015	TR + 6% a.a.	345	332
				<b>530</b>	<b>883</b>
Fundo exclusivo	LFT	Até 90 dias	11,42% a.a.	-	914.071
Fundo exclusivo	LTN	Até 90 dias	11,42% a.a.	112.546	-
Fundo exclusivo	NTN-Série B	Até 90 dias	11,42% a.a.	50.873	-
Fundo exclusivo	NTN-Série F	Até 90 dias	11,42% a.a.	61.675	-
				<b>225.094</b>	<b>914.071</b>
<b>TOTAL</b>				<b>233.326</b>	<b>922.612</b>
<b>Circulante</b>				<b>229.018</b>	<b>917.439</b>
<b>Não Circulante</b>				<b>4.308</b>	<b>5.173</b>

Origem	Consolidado				
	Tipo de aplicação	Vencimento	Remuneração	31/12/2012	31/12/2011
Participações minoritárias	Ações	-	JCP/Dividendos	42	42
	Provisão para perdas			(11)	(9)
				<b>31</b>	<b>33</b>
T.D.A.	-	Até 2019	TR + 3% a.a.	<b>7.671</b>	<b>7.625</b>
Tesouro Nacional	NTN-Série P	9/7/2012	TR + 6% a.a.	-	373
	NTN-Série P	9/7/2014	TR + 6% a.a.	185	178
	NTN-Série P	28/12/2015	TR + 6% a.a.	345	332
				<b>530</b>	<b>883</b>
Fundo exclusivo	LFT	Até 90 dias	11,42% a.a.	370	914.071
Fundo exclusivo	LTN	Até 90 dias	11,42% a.a.	112.973	-
Fundo exclusivo	NTN-Série B	Até 90 dias	11,42% a.a.	50.919	-
Fundo exclusivo	NTN-Série F	Até 90 dias	11,42% a.a.	61.674	-
Fundo exclusivo	CDB	Até 90 dias		90.218	-
				<b>316.154</b>	<b>914.071</b>
<b>TOTAL</b>				<b>324.386</b>	<b>922.612</b>
<b>Circulante</b>				<b>319.923</b>	<b>917.439</b>
<b>Não Circulante</b>				<b>4.463</b>	<b>5.173</b>

As ações ordinárias e preferenciais representam, principalmente, participações minoritárias em empresas do Setor de Telecomunicações, estão ajustadas ao provável valor de realização e registradas no Ativo Circulante.

Os Títulos da Dívida Agrária – TDA são provenientes da ação desapropriatória da União Federal, por interesse social, para fins de reforma agrária, de propriedades rurais da Companhia, nos termos do Estatuto da Terra - Lei nº 4.504, de 30/11/1964, e estão classificados como *títulos mantidos até o vencimento*. Os títulos registrados no Ativo Não Circulante/Realizável a Longo Prazo, possuem vencimentos até 2019.

As Notas do Tesouro Nacional – NTN – série P são provenientes da venda de títulos de ações representativos de participações minoritárias, depositados no Fundo Nacional de Desestatização - FND, no âmbito do Decreto nº 1.068/1994, e encontram-se registradas no Ativo Não Circulante/Realizável a longo prazo e classificadas como *títulos mantidos até o vencimento*.

A composição da carteira dos fundos exclusivos refere-se substancialmente a títulos públicos federais (LFTs, LTNs e NTNs, séries B e F) e está classificada como mantida para negociação e mensurada a valor justo por meio do resultado.

## 8 - CLIENTES

Os créditos a receber de curto e longo prazos decorrentes da venda de energia e da disponibilização do sistema de transmissão apresentam o seguinte perfil:

	Controladora					
	A vencer	Vencidos		Total	Total	
		Até 90 dias	Há mais de 90 dias		31/12/2012	31/12/2011
Fornecimento de Energia						
Comerc. de energia – Contratos	78.801	4.547	94.273	98.820	177.621	153.437
Suprimento de Energia						
Comerc. de energia – Contratos	411.519	18.944	109.052	127.996	539.515	481.732
Comercialização na CCEE	26.948	-	-	-	26.948	29.091
Conexão ao sistema de transmissão	7.906	471	15.905	16.376	24.282	21.753
Uso da rede elétrica	143.594	1.840	24.321	26.161	169.755	161.718
(-)Provisão para crédito de liquidação duvidosa	-	-	(183.740)	(183.740)	(183.740)	(102.454)
<b>TOTAL</b>	<b>668.768</b>	<b>25.802</b>	<b>59.811</b>	<b>85.613</b>	<b>754.381</b>	<b>745.277</b>
<b>Circulante</b>	<b>649.197</b>	<b>25.802</b>	<b>59.811</b>	<b>85.613</b>	<b>734.810</b>	<b>745.277</b>
<b>Não Circulante</b>	<b>19.571</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>19.571</b>	<b>-</b>

	Consolidado					
	A vencer	Vencidos		Total	Total	
		Até 90 dias	Há mais de 90 dias		31/12/2012	31/12/2011
Fornecimento de Energia						
Comerc. de energia – Contratos	78.801	4.547	94.273	98.820	177.621	153.437
Suprimento de Energia						
Comerc. de energia – Contratos	411.519	18.944	109.052	127.996	539.515	481.732
Comercialização na CCEE	26.948	-	-	-	26.948	29.091
Conexão ao sistema de transmissão	7.906	471	15.905	16.376	24.282	21.753
Uso da rede elétrica	149.912	1.862	24.786	26.648	176.560	168.891
(-)Provisão para crédito de liquidação duvidosa	-	-	(183.740)	(183.740)	(183.740)	(102.454)
<b>TOTAL</b>	<b>675.086</b>	<b>25.824</b>	<b>60.276</b>	<b>86.100</b>	<b>761.186</b>	<b>752.450</b>
<b>Circulante</b>	<b>655.515</b>	<b>25.824</b>	<b>60.276</b>	<b>86.100</b>	<b>741.615</b>	<b>752.450</b>
<b>Não Circulante</b>	<b>19.571</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>19.571</b>	<b>-</b>

## • CRÉDITOS RENEGOCIADOS

Parte dos créditos a receber antes relacionados sofreu renegociação conforme a seguir:

	Controladora e Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011
Companhia Energética do Piauí S.A.	-	3.064
Ligas do Brasil S.A.	17.520	14.228
Celpe S.A.	25.810	4.975
Santana Têxtil	3.462	1.384
	<b>46.792</b>	<b>23.651</b>
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(17.520)	(14.228)
(-) Provisão de ajuste a valor presente	(3.063)	-
<b>Total</b>	<b>26.209</b>	<b>9.423</b>
<b>Circulante</b>	6.638	9.423
<b>Não Circulante</b>	19.571	-

Os créditos de energia renegociados têm as seguintes características:

- **Ligas do Brasil S.A. – Libra** – Termo de Confissão de Dívida firmado entre Chesf e a Ligas do Brasil S.A. – Libra, datado de 01/09/2004, no montante de R\$ 3.423 com pagamento em 36 parcelas mensais, vencíveis a partir de 25/09/2004, corrigidas pela Selic, mais juros de 1% a.m.. As parcelas vencidas desde novembro/2005, estavam em fase de cobrança judicial por meio do Processo nº 0126653-84.2009.8.17.0001, movido na Justiça Estadual de Pernambuco, na 24ª Vara Cível da Capital. Em razão do Acordo firmado entre a Chesf e a Libra, foi pedida a extinção do processo nº 0126653-84.2009.8.17.0001 que se operou em 05/05/2010. Contudo, tal transação referiu-se apenas às faturas de consumo de energia elétrica vincendas a partir de maio de 2010. Foi interposta, pela Chesf, nova Ação Ordinária de cobrança que tramita na 17ª vara civil da capital, tombada sob o nº 00282992-95.2010.8.17.0001, objetivando a recuperação de créditos relativos a faturas atrasadas.

A Companhia manteve, no exercício, o registro de provisão para créditos de liquidação duvidosa desses valores.

- **Celpe S.A.** - Plano de Recuperação Judicial, no valor de R\$ 25.810, aprovado em 01/09/2012 pela Assembleia de Credores. Esse valor deverá ser pago pela Celpe em 60 (sessenta) parcelas mensais, iguais e sucessivas, sem incidência de juros e correção monetária. A Companhia mantém provisão de ajuste a valor de presente deste contas a receber no valor de R\$ 3.063.
- **Santana Têxtil** - Termos de Reconhecimento e Pagamento de Dívida nº 001/2012 no valor de R\$ 4.055, pagável em 24 (vinte e quatro) parcelas; nº 002/2012 no valor de R\$ 922, pagável em 06 (seis) parcelas e nº 003/2012 no valor de R\$ 955 mil, pagável em 06 (seis) parcelas; todos datados de 18/06/2012, com suas respectivas parcelas corrigidas pela SELIC mais juros de 1% a.m..

## • PROVISÃO PARA CRÉDITOS DE LIQUIDAÇÃO DUVIDOSA

	Controladora e Consolidado		
	31/12/2011	Provisão	31/12/2012
Consumidores industriais	(98.150)	240	(97.910)
Concessionárias e Permissionárias	(1.644)	(81.526)	(83.170)
Outras	(2.660)	-	(2.660)
<b>Circulante</b>	<b>(102.454)</b>	<b>(81.286)</b>	<b>(183.740)</b>

A Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - PCLD é reconhecida em valor considerado suficiente pela Administração para cobrir as prováveis perdas na realização das contas a receber, cuja recuperação é considerada improvável. Considera uma análise individual das contas a receber vencidas,

de forma que se obtenha um julgamento adequado dos créditos considerados de difícil recebimento, baseando-se na experiência da Administração em relação às perdas efetivas, na existência de garantias reais, entre outros.

## 9 – VALORES A RECEBER – LEI Nº 12.783/2013

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
<b>Circulante</b>				
Valores a receber	4.736.747	-	4.736.747	-
	<b>4.736.747</b>	-	<b>4.736.747</b>	-
<b>Não Circulante</b>				
Valores a receber	2.719.769	-	2.719.769	-
	<b>2.719.769</b>	-	<b>2.719.769</b>	-
	<b>7.456.516</b>	-	<b>7.456.516</b>	-

Referem-se aos valores de indenização a receber do poder concedente, decorrente das instalações objeto da renovação de concessões de serviço público, proveniente Medida Provisória nº 579/2012, convertidas na Lei nº 12.783/2013, os quais serão recebidos reajustados pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, sendo: 50% à vista, a ser paga em até 45 dias da data de assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão e 50% em parcelas mensais, a serem pagas até o vencimento do contrato de concessão vigente na data de publicação da Portaria nº 580/2012, ambas acrescidas da remuneração pelo Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) de 5,59% real ao ano, a contar do primeiro dia do mês de assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão (nota 2.3).

## 10 – TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

### a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
<b>Circulante</b>				
Tributos a recuperar	177.508	12.898	200.041	21.964
	<b>177.508</b>	<b>12.898</b>	<b>200.041</b>	<b>21.964</b>
<b>Não Circulante</b>				
Tributos a recuperar	134.193	189.545	233.629	256.073
Ativos fiscais diferidos	1.723.105	376.758	1.759.171	404.077
	<b>1.857.298</b>	<b>566.303</b>	<b>1.992.800</b>	<b>660.150</b>
	<b>2.034.806</b>	<b>579.201</b>	<b>2.192.841</b>	<b>682.114</b>



**b) Tributos a recuperar**

	<b>Controladora</b>		<b>Consolidado</b>	
	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>
<b>Circulante</b>				
IRPJ/CSLL - Antecipações	167.672	874	174.211	6.654
IR Fonte	82	82	4.222	2.721
Finsocial	1.961	1.717	1.961	1.717
PIS/Pasep	1.191	1.613	3.087	1.633
Cofins	5.486	7.430	14.214	7.514
Outros	1.116	1.182	2.346	1.725
	<b>177.508</b>	<b>12.898</b>	<b>200.041</b>	<b>21.964</b>
<b>Não Circulante</b>				
IR Fonte	-	-	-	707
Finsocial	6.030	12.020	6.030	12.020
PIS/Pasep	-	-	17.737	11.741
Cofins	128.163	177.525	209.862	231.605
	<b>134.193</b>	<b>189.545</b>	<b>233.629</b>	<b>256.073</b>
	<b>311.701</b>	<b>202.443</b>	<b>433.670</b>	<b>278.037</b>

**PIS/Pasep e Cofins – Inconstitucionalidade do alargamento da base de cálculo**

O Supremo Tribunal Federal (STF) declarou a inconstitucionalidade do parágrafo 1º do artigo 3º da Lei nº 9.718/1998, que ampliou a base de cálculo do PIS/PASEP e da COFINS e deu novo conceito ao faturamento que passou a abranger todas as receitas auferidas pela pessoa jurídica independentemente do tipo de atividade exercida e a classificação contábil adotada. Tal dispositivo não possuía previsão constitucional que o amparasse, tendo sido objeto de emenda constitucional posterior.

A referida decisão somente beneficiou as empresas autoras dos recursos extraordinários julgados. Com base no Código Tributário Nacional (CTN), a Companhia ingressou, em 09 de junho de 2005, com requerimento administrativo na Secretaria da Receita Federal do Brasil com o fim de obter o reconhecimento do direito e a restituição dos valores pagos a maior em decorrência da declaração de inconstitucionalidade da ampliação da base de cálculo dessas contribuições, pelo STF.

Com o indeferimento do citado recurso pela Secretaria da Receita Federal do Brasil, a Companhia ingressou com ações judiciais ordinárias, em julho de 2006, para a recuperação desses créditos de PIS/PASEP e da COFINS tendo obtido julgamento favorável.

No entanto, o Supremo Tribunal Federal (STF), ao analisar a constitucionalidade da aplicação da Lei Complementar nº 118/2005 (RE 566.621/RS), concluiu que o prazo prescricional de 10 (dez) anos incide apenas sobre os processos ajuizados ou requerimentos administrativos apresentados até 08 de junho de 2005. Tendo em vista esse entendimento da Suprema Corte, a União Federal (Fazenda Nacional) impugnou a liquidação da condenação (apuração dos valores) e também ajuizou ação rescisória perante o Tribunal Regional Federal da 5ª Região, visando desconstituir parcialmente a decisão favorável à Companhia, o que representaria uma redução dos valores devidos.

Em virtude do posicionamento firmado pelo Supremo Tribunal Federal (STF), é provável que os recursos pendentes de julgamento retornem aos órgãos de origem para adequação à orientação da Corte Constitucional.

Consubstanciado na opinião dos seus consultores jurídicos sobre a ação judicial referente à COFINS, com sentença já transitada em julgado, no Comunicado Técnico nº 05/2009 do Ibracon e na Deliberação CVM nº 594/2009, a Companhia mantém registrado contabilmente no grupo de impostos e contribuições a recuperar, o montante estimado de crédito ao valor provável de realização (valor original corrigido), correspondente a R\$ 128.163, os quais serão futuramente compensados com tributos federais devidos pela Companhia.

A Companhia possui, ainda, objeto de ação similar em tramitação, crédito fiscal potencial de PIS/PASEP, não reconhecido contabilmente, relativo ao período de fevereiro de 1999 a novembro de 2002, que, atualizado até o final deste exercício corresponde a R\$ 14.347 os quais serão futuramente compensados com tributos federais devidos pela Companhia.

### c) Ativos fiscais diferidos

#### • Imposto de renda pessoa jurídica e Contribuição social

A Companhia mantém reconhecidos integralmente em seu Ativo Não Circulante, nos termos dos Pronunciamentos Técnicos CPC 26 (IAS 1) e 32 (IAS 12), aprovados pelas Deliberações CVM nºs 595 e 599, ambas de 15/09/2009, ativos diferidos, no montante de R\$ 1.723.105, resultantes de diferenças temporárias, conforme distribuição a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
<b>Diferenças temporárias</b>				
. Portaria DNAEE nº 250/1985 - efeito credor em 1994*	-	77.077	-	77.077
. Provisões para contingências	1.283.546	416.076	1.283.809	416.076
. Provisão para créditos de liquidação duvidosa	198.533	102.454	198.533	102.454
. Provisão para perdas – estudos e projetos	10.882	10.882	10.882	10.882
. Ajustes iniciais decorrentes da Lei nº 11.638/2007	-	-	-	13.627
. Provisão Seguro de Vida – Avaliação Atuarial	81.922	81.922	81.922	81.922
. Adoção das novas práticas - BRGAAP	3.985.503	714.357	3.998.611	714.357
. Outras provisões	123.948	119.694	185.232	154.069
	<b>5.684.334</b>	<b>1.522.462</b>	<b>5.758.989</b>	<b>1.570.464</b>
<b>Prejuízo fiscal</b>	-	-	<b>31.421</b>	<b>32.543</b>
<b>Base negativa da contribuição social</b>	-	-	<b>31.421</b>	<b>32.543</b>
<b>Créditos Fiscais</b>				
. Imposto de renda sobre diferenças temporárias	1.211.515	246.673	1.230.178	258.674
. Imposto de renda sobre prejuízo fiscal	-	-	7.856	8.087
. Contribuição social sobre diferenças temporárias	511.590	130.085	518.309	134.405
. Contribuição social sobre base negativa	-	-	2.828	2.911
<b>Não Circulante</b>	<b>1.723.105</b>	<b>376.758</b>	<b>1.759.171</b>	<b>404.077</b>

\*Somente referente ao imposto de renda.

Tais efeitos contemplam a aplicação da alíquota de 9% para a Contribuição Social e para o Imposto de Renda da alíquota de 15% sobre a base de cálculo, com adicional de 10%, reduzida para 6,25% durante o período de fruição do incentivo fiscal (nota 35) para as diferenças temporárias que influirão no cálculo desse incentivo, em conformidade com a Lei nº 9.430, de 30/12/1996.

Os créditos fiscais relativos a Imposto de Renda - IRPJ e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL, provenientes de diferenças temporárias – efeitos inflacionários registrados no Ativo Imobilizado, Portaria DNAEE nº 250/1985, provisões para contingências, provisões para créditos de liquidação duvidosa, provisão para perdas – estudos e projetos, participações nos lucros ou resultados, provisão para seguro de vida e adoções das novas práticas contábeis (BRGAAP), serão utilizados de acordo com a realização do Ativo Imobilizado, o desfecho das ações judiciais, o ressarcimento e a arrecadação de clientes, conclusão ou destinação dos estudos e projetos, pagamentos aos funcionários e pela movimentação dos benefícios pós-emprego decorrentes da adoção do CPC 33 (IAS 19), aprovado pela Deliberação CVM nº 600, de 07/10/2009, respectivamente.

A realização desses ativos foi estimada conforme tabela abaixo:

	Controladora (BRGAAP)	Consolidado (BRGAAP e IFRS)
2013	-	7.564
2014	33.447	43.598
2015	24.825	37.424
2016	24.313	30.065
Após 2016	1.640.520	1.640.520
	<b>1.723.105</b>	<b>1.759.171</b>

#### • REGIME TRIBUTÁRIO DE TRANSIÇÃO - RTT

O RTT, instituído pela Medida Provisória nº 449/2008, convertida na Lei nº 11.941/2009, por meio do qual as apurações do IRPJ, da CSLL, do PIS/Pasep e da Cofins, continuam a ser determinadas pelos métodos e critérios contábeis definidos pela Lei nº 6.404/1976, vigentes até 31 de dezembro de 2007.

Desta forma, o imposto de renda e a contribuição social diferidos, calculados sobre os ajustes decorrentes da adoção das novas práticas advindas da Lei nº 11.638/2007 e das normas antes mencionadas, foram registrados nestas Demonstrações Financeiras, quando aplicáveis, em conformidade com o Pronunciamento Técnico CPC 32 (IAS 12) e a Instrução CVM nº 371/2002.

Esse regime terá vigência até a entrada em vigor de lei que discipline os efeitos fiscais das novas práticas contábeis, buscando a neutralidade tributária.

## 11 – ALMOXARIFADO

<b>Controladora e Consolidado</b>		
	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>
<b>Matéria-prima para a produção de energia elétrica</b>	<b>6.391</b>	<b>6.511</b>
<b>Material</b>		
Almoxarifado	56.598	57.026
Destinado a alienação	18.174	16.363
Outros	3.821	2.845
	<b>78.593</b>	<b>76.234</b>
<b>Compras em curso</b>	<b>-</b>	<b>1.979</b>
<b>Adiantamentos a fornecedores</b>	<b>396</b>	<b>374</b>
	<b>85.380</b>	<b>85.098</b>

## 12 – CAUÇÕES E DEPÓSITOS VINCULADOS

### a) Composição

	<b>Controladora</b>		<b>Consolidado</b>	
	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>
<b>Circulante</b>				
Cauções e outros depósitos vinculados	11.003	11.003	13.653	36.297
	<b>11.003</b>	<b>11.003</b>	<b>13.653</b>	<b>36.297</b>
<b>Não Circulante</b>				
Depósitos vinculados a litígios	452.645	267.930	458.298	269.401
Cauções e outros depósitos vinculados	30.149	27.855	31.767	33.022
	<b>482.794</b>	<b>295.785</b>	<b>490.065</b>	<b>302.423</b>
	<b>493.797</b>	<b>306.788</b>	<b>503.718</b>	<b>338.720</b>

### b) Depósitos vinculados a litígios

	<b>Controladora</b>		<b>Consolidado</b>	
	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>
<b>Trabalhistas</b>	131.530	114.121	131.532	114.122
<b>Cíveis</b>	243.185	80.701	244.723	82.171
<b>Fiscais</b>	77.930	73.108	82.043	73.108
	<b>452.645</b>	<b>267.930</b>	<b>458.298</b>	<b>269.401</b>

Referem-se a valores vinculados a processos existentes nas esferas judicial e administrativa. Do montante registrado em 31/12/2012, na controladora, R\$ 326.897 estão diretamente relacionados às provisões relativas a processos trabalhistas e cíveis, com risco de perda provável, demonstrados na nota 25.

### c) Cauções e outros depósitos vinculados

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
<b>Circulante</b>				
Cauções referentes a leilões de energia elétrica	11.000	11.000	11.000	11.000
Carta de crédito BB	-	-	-	25.283
Aplicações <i>time deposit</i>	-	-	2.633	-
Outros	3	3	20	14
	<b>11.003</b>	<b>11.003</b>	<b>13.653</b>	<b>36.297</b>
<b>Não Circulante</b>				
Carta de crédito BNB	29.067	26.773	29.067	26.773
Garantia contratual BNB	1.082	1.082	1.082	1.082
Reserva de contrato BNDES	-	-	1.618	1.300
Carta de crédito BB	-	-	-	3.867
	<b>30.149</b>	<b>27.855</b>	<b>31.767</b>	<b>33.022</b>
	<b>41.152</b>	<b>38.858</b>	<b>45.420</b>	<b>69.319</b>

## 13 – ATIVO FINANCEIRO - CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO

A Companhia possui contratos de concessão nos segmentos de geração e transmissão de energia elétrica, firmados com o Poder Concedente - Governo Federal representado pela Aneel -, sendo todos os contratos, por segmento, bastante similares em termos de direitos e obrigações do concessionário e do Poder Concedente.

A tarifação da transmissão é controlada pela Aneel, reajustada anualmente e revisada a cada período de quatro anos, tendo como base a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato, considerando tanto os investimentos efetuados pela Companhia como sua estrutura de custos e despesas. A cobrança dos serviços é feita diretamente aos usuários das linhas de transmissão, pelo faturamento da Receita Anual Permitida – RAP ajustada mensalmente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS via avisos de créditos.

A geração de energia elétrica tem sua receita e sistema de arrecadação mediante a definição de preço e a comercialização de energia elétrica se dá por meio de contratos firmados com as concessionárias de distribuição, dos contratos de reserva de potência e fornecimento de energia elétrica, firmados com consumidores industriais diretamente atendidos pela Companhia, de contratos oriundos de leilões de energia elétrica, realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, e de leilões de compra e venda de energia elétrica, realizados por comercializadores ou consumidores livres. As eventuais diferenças entre as energias geradas e vendidas na forma dos contratos descritos, são comercializadas no mercado de curto prazo, no âmbito da CCEE.

Os prazos e outras informações sobre as concessões estão descritas na nota 2.

A ICPC 01 (*IFRIC 12*) e a OCPC 05 orientam os concessionários sobre a forma de contabilização de concessões de serviços públicos e define os princípios gerais de reconhecimento e mensuração dos direitos e obrigações relacionados aos contratos de concessão desses serviços.

A ICPC 01 (*IFRIC 12*) aplica-se aos contratos de concessão público-privados nos quais o Poder Concedente:

- Controla ou regula o tipo de serviços que podem ser fornecidos com recurso às infraestruturas subjacentes;
- Controla ou regula o preço ao qual os serviços são fornecidos;
- Controla/detém interesse significativo na infraestrutura no final da concessão.

Nos termos da ICPC 01 (*IFRIC 12*) uma concessão público-privada deve apresentar as seguintes características:

- Existe uma infraestrutura subjacente à concessão, a qual é utilizada para prestar serviços;
- Existe um acordo/contrato entre o concedente e o operador;

- O operador presta um conjunto de serviços durante a concessão;
- O operador recebe uma remuneração ao longo de todo o contrato de concessão, diretamente do concedente, dos utilizadores das infraestruturas, ou de ambos;
- As infraestruturas são transferidas para o concedente no final da concessão, de forma gratuita ou onerosa.

No negócio de Transmissão de energia elétrica, a ICPC 01 (*IFRIC 12*) é aplicável com a utilização do Modelo Financeiro.

Em decorrência da adoção dessas normas e resultante do contrato de concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, que lhe dá o direito de cobrar pelo uso da infraestrutura da concessão, a Companhia e suas *controladas em conjunto* reconheceram um Ativo Financeiro correspondente à remuneração pelo uso da infraestrutura e um Ativo Financeiro indenizável correspondente ao valor devido pelo Poder Concedente.

A Companhia possuía, em 31 de dezembro de 2012, R\$ 1.343.489 como contas a receber do Poder Concedente, após os efeitos da Lei nº 12.783/2013, referente ao montante esperado de recebimento ao final das concessões (R\$ 4.245.062, em 31 de dezembro de 2011). Os valores dos ativos financeiros a serem recebidos durante a concessão (Ativo financeiro – RAP) foram reconhecidos pela diferença entre o valor justo dos Ativos Financeiros – concessão do serviço público e o Ativo financeiro – indenizável, sendo que este representa o menor entre o valor residual contábil e o Valor Novo de Reposição, dos ativos construídos ou adquiridos para fins de prestação dos serviços de concessão no término do contrato.

O valor justo do ativo financeiro é apurado por meio do fluxo de caixa dos contratos, que contemplam as entradas de caixa previstas através da Receita Anual Permitida – RAP, deduzida da parcela correspondente a remuneração dos custos com operação e manutenção dos ativos, além da indenização prevista ao término do contrato de concessão, ajustado pela correspondente taxa interna de retorno.

Com o advento da Lei nº 12.783/2013, parte das instalações de transmissão prorrogadas foram indenizadas, restando as instalações relativas a Rede Básica do Serviço Existente – RBSE, cuja indenização foi mensurada pelo menor entre o valor residual contábil e o valor novo de reposição e estão apresentadas no item ativo financeiro indenizável. Esses valores estão previstos para serem recebidos em até 30 anos.

Em 2012, esses ativos financeiros tiveram a seguinte movimentação:

Controladora							
Transmissão	Saldo em 31/12/2011	Movimentação			Saldo em 31/12/2012	Efeitos da Lei nº 12.783/2013	Saldo após Lei nº 12.783/2013
		Ingressos	Atualização	Amortização			
Ativo financeiro indenizável	4.245.062	325.682	-	-	4.570.744	(3.227.255)	1.343.489
Ativo financeiro – RAP	1.826.919	276.787	684.098	(933.238)	1.854.566	(521.327)	1.333.239
<b>Total</b>	<b>6.071.981</b>	<b>602.469</b>	<b>684.098</b>	<b>(933.238)</b>	<b>6.425.310</b>	<b>(3.748.582)</b>	<b>2.676.728</b>

Consolidado							
Transmissão	Saldo em 31/12/2011	Movimentação			Saldo em 31/12/2012	Efeitos da Lei nº 12.783/2013	Saldo após Lei nº 12.783/2013
		Ingressos	Atualização	Amortização			
Ativo financeiro indenizável	4.291.092	379.444	5.201	-	4.675.737	(3.227.255)	1.448.482
Ativo financeiro – RAP	2.809.144	759.973	802.632	(1.006.928)	3.364.821	(521.327)	2.843.494
<b>Total</b>	<b>7.100.236</b>	<b>1.139.417</b>	<b>807.833</b>	<b>(1.006.928)</b>	<b>8.040.558</b>	<b>(3.748.582)</b>	<b>4.291.976</b>

## 14 - OUTROS ATIVOS

	<b>Controladora</b>		<b>Consolidado</b>	
	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>
<b>Circulante</b>				
Adiantamentos a empregados	4.542	19.125	4.864	19.344
Financiamentos a terceiros	3.427	2.323	3.427	2.323
Alienações em curso	14.614	7.889	14.616	7.891
Desativações em curso	15.641	18.098	15.777	18.233
Prêmios de seguros	2.941	2.914	11.879	8.023
Gastos reembolsáveis	6.893	4.432	6.893	4.432
Alienações de bens e direitos	1.461	1.473	1.461	1.473
Adiantamentos a fornecedores	12.889	8.490	13.155	8.693
Adiantamentos à Eletropar	5.279	5.279	5.279	5.279
Dividendos a receber	6.821	13.293	3.089	4.252
Serviços prestados a terceiros	8.700	6.335	32.781	21.556
Serviços em cursos	100.330	92.244	104.005	93.354
Outras provisões operacionais	(14.793)	-	(14.793)	-
Outros	6.617	7.839	8.583	9.528
	<b>175.362</b>	<b>189.734</b>	<b>211.016</b>	<b>204.381</b>
<b>Não Circulante</b>				
Adiantamentos à Eletropar	1.456	1.456	1.456	1.456
FGTS - Conta-Empresa	4.058	3.926	4.058	3.926
Prêmios de seguros	-	-	13.766	13.171
Bens destinados a alienação	7.129	12.122	7.129	12.128
Reserva Global de Reversão	-	9.965	-	9.965
Outros	45.263	13.228	28.403	13.242
	<b>57.906</b>	<b>40.697</b>	<b>54.812</b>	<b>53.888</b>
<b>Total</b>	<b>233.268</b>	<b>230.431</b>	<b>265.828</b>	<b>258.269</b>

## 15 - INVESTIMENTOS

### Composição:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
1. Participações societárias				
<u>Coligada</u>				
· Energética Águas da Pedra S.A.	86.707	75.638	86.707	75.638
<u>Controladas em conjunto</u>				
· STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	188.861	195.267	-	-
· Integração Transmissora de Energia S.A.	35.646	31.692	-	-
· Interligação Elétrica do Madeira S.A.	274.366	179.878	-	-
· ESBR Participações S.A.	939.825	554.408	-	-
· Manaus Transmissora de Energia S.A.	187.758	122.268	-	-
· Manaus Construtora Ltda.	15.410	6.392	-	-
· TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	45.183	15.235	-	-
· Norte Energia S.A.	409.824	217.672	-	-
· Pedra Branca S.A.	13.504	1.737	-	-
· São Pedro do Lago S.A.	14.098	1.803	-	-
· Sete Gameleiras S.A.	19.810	1.850	-	-
· Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	14.956	980	-	-
· Usina de Energia Eólica Junco I S.A.	106	-	-	-
· Usina de Energia Eólica Junco II S.A.	111	-	-	-
· Usina de Energia Eólica Caiçara I S.A.	114	-	-	-
· Usina de Energia Eólica Caiçara II S.A.	67	-	-	-
· Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	53	-	-	-
	<b>2.246.399</b>	<b>1.404.820</b>	<b>86.707</b>	<b>75.638</b>
<u>Outras participações</u>	545	535	545	535
	<b>2.246.944</b>	<b>1.405.355</b>	<b>87.252</b>	<b>76.173</b>
2. Outros Investimentos				
· Bens e direitos para uso futuro – Estudos e projetos	2.419	2.250	2.419	2.250
· Outros	1.093	1.093	1.093	1.093
	<b>3.512</b>	<b>3.343</b>	<b>3.512</b>	<b>3.343</b>
<b>Total</b>	<b>2.250.456</b>	<b>1.408.698</b>	<b>90.764</b>	<b>79.516</b>

### STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.

Em conformidade com a política do Governo Federal de atrair capitais privados, com o objetivo de incrementar os investimentos no Setor Elétrico, e na forma estabelecida pela Lei nº 10.438/2002, o Consórcio AC Transmissão, formado pela Chesf e pela Cia. Técnica de Engenharia Elétrica - Alusa, atual Alupar Investimentos S.A., participou do Leilão nº 001/2003-ANEEL para a outorga de concessão de linhas de transmissão, vencendo o lote C, correspondente à linha de transmissão de 500 kV, Teresina-PI/Sobral e Fortaleza-CE, com 546 km de extensão, nos termos do Contrato de Concessão nº 005/2004 ANEEL, firmado em 18 de fevereiro de 2004, com prazo de concessão de 30 (trinta) anos. Neste sentido, foi constituída a empresa STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A., em 27/10/2003, com o objetivo de construir e operar a referida linha de transmissão, cabendo à Alupar 51% e à Chesf 49% na participação acionária da STN. O empreendimento foi concluído em dezembro/2005 e a operação comercial iniciada em janeiro/2006.

Ainda no âmbito desta parceria, a Chesf mantém com a STN contratos para operação e manutenção da referida linha de transmissão, tendo auferido no referido exercício de 2011, receita pela prestação desses serviços no montante de R\$ 2.134. A Companhia também registrou, no mesmo período, resultado positivo de equivalência patrimonial de R\$ 17.615.



### **Integração Transmissora de Energia S.A.**

A Companhia também possui parceria na atividade de transmissão de energia com a empresa Integração Transmissora de Energia S.A., constituída em 20/12/2005, com participação de 12% do capital, cujo objeto social é a construção, implantação, operação e manutenção do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional - SIN, composto pela linha de transmissão de 500kV Colinas/Serra da Mesa 2, 3º circuito, entradas de linha e instalações vinculadas, com 695 km de extensão, nos termos do Contrato de Concessão nº 002/2006 – ANEEL, firmado com o Poder Concedente, em 27/04/2006, por meio da Aneel, com prazo de concessão de 30 (trinta) anos. Os demais participantes da sociedade são: Fundo de Investimentos em Participações Brasil Energia – FIP, com 51%, e Eletronorte, com 37%. A sua operação comercial teve início em 30/05/2008. A Companhia registrou no período resultado positivo de equivalência patrimonial de R\$ 4.107.

### **Energética Águas da Pedra S.A.**

Ainda no âmbito dos investimentos a Companhia mantém como coligada na atividade de geração de energia a empresa Energética Águas da Pedra S.A., constituída em 03/04/2007, na qual possui participação de 24,5%, juntamente com a Eletronorte (24,5%) e a Neoenergia S.A. (51,0%). A referida empresa teve origem no Consórcio Aripuanã, ganhador do Leilão nº 004/2006-ANEEL, realizado em 10/10/2006, relativo à contratação de energia proveniente de novos empreendimentos com posterior outorga de concessão dentro do Ambiente de Contratação Regulada - ACR, para implantação da Usina Hidrelétrica Dardanelos, no Rio Aripuanã, situado no norte do Estado do Mato Grosso, com potência instalada de 261 MW e energia assegurada total de 154,9 MW médios, para suprir o município de Aripuanã e, posteriormente, o Sistema Interligado Nacional - SIN. As primeiras máquinas entraram em operação em 2011, tendo sido comercializados 147 MW médios para o período de 2011 a 2041. O prazo de concessão do empreendimento é de 35 (trinta e cinco) anos, a partir de 03/07/2007, data da assinatura do seu Contrato de Concessão nº 002/2007-MME-UHE DARDANELOS. A Companhia registrou no período resultado positivo de equivalência patrimonial de R\$ 14.524.

### **Interligação Elétrica do Madeira S.A.**

A Companhia também participa da empresa, Interligação Elétrica do Madeira S.A., na atividade de transmissão, criada a partir do Leilão ANEEL – 007/2008, da qual possui 24,5% do capital social, juntamente com as empresas Furnas Centrais Elétricas S.A., com 24,5%, e a CTEEP – Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, 51%. A referida sociedade, constituída em 18/12/2008, tem por objeto a construção, implantação, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da rede básica do Sistema Interligado Nacional - SIN, especificamente das LT Coletora Porto Velho (RO) – Araraquara 2 (SP) número 01, em CC, +/- 600 kV, com 2.375 km, Estação Retificadora número 02 CA/CC, 500 kV +/- 600 kV – 3.150 MW, Estação Inversora número 02 CC/CA +/- 600 kV/500 kV – 2.950 MW e demais obras complementares, nos termos dos Contratos de Concessão nº 13/2009-ANEEL e nº 15/2009-ANEEL. O prazo previsto para início da operação é abril/2013. A Companhia realizou no período aportes de capital na coligada no montante de R\$ 67.620 e registrou resultado positivo de equivalência patrimonial de R\$ 26.868.

### **ESBR Participações S.A.**

A Companhia possui participação de 20% no capital social da empresa ESBR Participações S.A., constituída em 12/02/2009, controlada em conjunto da atividade de geração, juntamente com as empresas Suez Energy South America Participações Ltda., 50,1%, Eletrosul Centrais Elétricas S.A., 20%, e a Camargo Corrêa Investimentos em Infra-Estrutura S.A., 9,9%. A ESBR Participações S.A. passou a deter a totalidade das ações da empresa Energia Sustentável do Brasil S.A., a partir de maio/2009. A Companhia associou-se às empresas mencionadas para participar do Leilão nº 005/2008-ANEEL, que deu origem à empresa Energia Sustentável do Brasil S.A. com o objetivo de obter a concessão e a comercialização da energia proveniente da Usina Hidrelétrica Jirau – UHE Jirau -, no Rio Madeira, município de Porto Velho, capital do Estado de Rondônia, com potência a ser instalada mínima de 3.750 MW, e entrada em operação prevista para abril/2013. O prazo de concessão do

empreendimento é de 35 (trinta e cinco) anos a partir de 13/08/2008, data da assinatura do seu Contrato de Concessão nº 002/2008 – MME-UHE JIRAU. A Companhia realizou no período, aportes de capital nesta coligada no montante de R\$ 390.000 e registrou resultado negativo de equivalência patrimonial e outros resultados abrangentes, no montante de R\$ 4.583.

#### **Manaus Transmissora de Energia S.A.**

Empresa criada a partir do Consórcio Amazonas e constituída em 22/04/2008 para a implantação das linhas de transmissão de 500 kV Oriximiná (PA) – Silves (AM), com extensão aproximada de 335 km, e Silves (AM) – Lechuga (AM), com 224 km de extensão aproximada; construção da subestação Silves (antes denominada Itacoatiara) em 500/138 kV (150 MVA) e da subestação Lechuga (antes denominada Cariri) em 500/230 kV (1.800 MVA), conforme Contrato de Concessão nº 010/2008 – ANEEL, com prazo de concessão de 30 (trinta) anos, a partir de 16/10/2008, data da assinatura do contrato. A Companhia possui participação de 19,5% no capital social da referida empresa, juntamente com as empresas Abengoa Holding, da Espanha, com 50,5%, e a Eletronorte, com 30%, e com início de operação previsto para março/2013. A Companhia, no período, realizou aportes de capital nesta coligada no montante de R\$ 70.942 e registrou resultado negativo de equivalência patrimonial líquido, no montante de R\$ 5.452. Devido à dificuldade na obtenção das licenças operacionais, existe um atraso na execução da obra. Como são fatores que independem da gestão da Companhia, está sendo negociado junto ao Ministério de Minas e Energia a revisão dos prazos previstos no cronograma de construção, sem penalidades.

#### **Manaus Construtora Ltda.**

Em 30 de janeiro de 2009, foi constituída a empresa Manaus Construtora Ltda., da qual a Companhia é sócia com 19,5%, em conjunto com a Abengoa Holding, com 50,5%, e a Eletronorte, com 30%. Essa empresa tem como objetivo a construção, montagem e fornecimento de materiais, mão de obra e equipamentos para a linha de transmissão 500 kV Oriximiná/Cariri CD, a subestação Silves (antes denominada Itacoatiara) de 500/138 kV e a subestação Lechuga (antes denominada Cariri) de 500/230 kV, entradas de linha e instalações vinculadas, bem como as demais instalações necessárias às funções de medição, supervisão, proteção, comando, controle e telecomunicação, a ser integrada à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional. A Companhia registrou no período resultado positivo de equivalência patrimonial de R\$ 3.556.

#### **TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A.**

A Companhia participou do Consórcio Nordeste de Transmissão de Energia, vencedor do Lote C do Leilão nº 005/2009, promovido pela Aneel, em 27 de novembro de 2009, objetivando a construção, implantação, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, especificamente da linha de transmissão São Luiz II – São Luiz III, em 230 kV, com 156 km de extensão, localizada no estado do Maranhão, das subestações Pecém II, em 500/230 kV (3.600 MVA), e Aquiraz II, em 230/69 kV (450 MVA), localizadas no estado do Ceará. A partir desse consórcio, em 12 de janeiro de 2010, foi constituída a empresa TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A., com sede na cidade do Recife, capital do estado de Pernambuco, da qual a Chesf participa com 49% e a ATP Engenharia Ltda. com 51%. O prazo de concessão do empreendimento é de 30 anos, a partir de 12 de julho de 2010, data da assinatura do Contrato de Concessão nº 004/2010 ANEEL, com prazo previsto para início da operação em julho/2013. A Companhia realizou neste período aporte de capital nessa controlada no montante de R\$ 34.300 e registrou neste mesmo período resultado negativo de equivalência patrimonial de R\$ 4.352.

#### **Norte Energia S.A.**

A Companhia possui investimento na empresa Norte Energia S.A. constituída em 21/07/2010, a partir do Consórcio Norte Energia, vencedor do Leilão nº 006/2009-ANEEL, cujo objeto foi a concessão e a comercialização da energia proveniente da Usina Hidrelétrica Belo Monte, da qual a Chesf participa com 15,00%, juntamente com a Eletrobras, 15,00%; Eletronorte, 19,98%; Fundação Petrobras de

Seguridade Social – Petros, 10,00%; J. Malucelli Energia S.A., 0,25%; Vale S.A., 9,00%; Caixa FIP Cevix, 5,00%; Sinobras - Siderúrgica Norte Brasil S.A, 1,00%; Fundação dos Economistas Federais - Funcef, 5,00%, Belo Monte Participações S.A., 10,00%; e Amazônia Energia Participações S.A., 9,77%. A UHE Belo Monte será instalada no Rio Xingu, no município de Vitória do Xingu, no Pará. A capacidade mínima a ser instalada é de 11.233,1 MW, garantia física de 4.571 MW médios e reservatório com área de 516 quilômetros quadrados, com prazo de concessão de 35 (trinta e cinco) anos, a partir de 26 de agosto de 2010, data da assinatura do Contrato de concessão nº 001/2010-MME-UHE Belo Monte. O prazo previsto para início da operação é fevereiro/2015. A Companhia realizou, no período, aporte de capital nessa controlada no montante de R\$ 198.000, e registrou no mesmo período, resultado negativo de equivalência patrimonial de R\$ 5.848.

#### **Pedra Branca, São Pedro do Lago e Sete Gameleiras**

A Companhia é participante das empresas Pedra Branca S.A., São Pedro do Lago S.A. e Sete Gameleiras S.A, constituídas em 07/10/2010, a partir dos consórcios Pedra Branca, São Pedro do Lago e Sete Gameleiras, vencedores do Leilão ANEEL nº 007/2010, cujo objeto foi a contratação, no ambiente regulado, de energia de fontes alternativas de geração, na modalidade por disponibilidade de energia, com entrada em operação comercial prevista para janeiro de 2013 e prazo de duração de trinta e cinco anos, proveniente de três parques eólicos localizados na região nordeste – UEE Pedra Branca, UEE São Pedro do Lago e UEE Sete Gameleiras -, formados pela Chesf, com participação de 49%, e Brennand Energia, com 51%, e capacidade para gerar 30,0 MW, cada. A Companhia realizou no período, aportes no capital dessas SPEs, nos valores de R\$ 11.885, R\$ 12.412 e R\$ 18.048, respectivamente. Também registrou equivalência patrimonial negativa de R\$ 118, R\$ 117 e R\$ 88, respectivamente.

#### **Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.**

A Companhia participou do Consórcio Extremoz, vencedor do Lote A do Leilão nº 001/2011, promovido pela Aneel, em 10 de junho de 2011, objetivando a construção, montagem, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, especificamente a LT Ceará Mirim – João Câmara II, CS, em 500 kV, com 64 km; LT Ceará Mirim – Campina Grande III, CS, em 500 kV, com 201 km; LT Ceará Mirim – Extremoz II, CS, em 230 kV, com 26 km; LT Campina Grande III – Campina Grande II, CS, em 230 kV, com 8,5 km; LT Secc. J. Camara II/Extremoz/SE Ceará Mirim, CS, em 230 kV, com 6 km; LT Secc. C. Grande II/Extremoz II, C1 e C2, CS, em 230 kV, com 12,5 km; SE João Câmara II, 500 kV; SE Campina Grande III, 500/230 kV; SE Ceará Mirim, 500/230 kV, e instalação de transmissão de interesse exclusivo das centrais de geração para conexão compartilhada – ICG, banco de transformadores 500/138 kV na SE João Câmara II. A partir desse consórcio, em 07/07/2011, foi constituída a empresa Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A. composta pela Chesf, com participação de 49% e pela CTEEP – Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista com 51%. O prazo de concessão do empreendimento é de 30 (trinta) anos para as instalações de transmissão que comporão a Rede Básica do SIN e de 18 (dezoito) anos para as instalações de transmissão de interesse exclusivo das centrais de geração para conexão compartilhada – ICG, contados a partir de 13 de outubro de 2011, conforme Contrato de Concessão nº 008/2011 ANEEL. O prazo previsto para início da operação é agosto/2013. A Companhia registrou equivalência patrimonial positiva de R\$ 53.

#### **Interligação Elétrica Garanhuns S.A.**

A partir do Consórcio Garanhuns, vencedor do Lote L do Leilão nº 004/2011, promovido pela Aneel, em 02 de setembro de 2011, objetivando a construção, montagem, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, especificamente LT Luis Gonzaga – Garanhuns, em 500 kV, com 224 km; LT Garanhuns – Campina Grande III, em 500 kV, com 190 km; LT Garanhuns – Pau Ferro, em 500 kV, com 239 km; LT Garanhuns – Angelim I, em 230 kV, com 13 Km; SE Garanhuns, 500/230 kV; SE Pau Ferro, 500/230 kV, foi constituída a empresa Interligação Elétrica Garanhuns S.A., em 22/09/2011, composta pela Chesf com participação de 49% e pela CTEEP – Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista com 51%. O prazo de concessão

do empreendimento é de 30 (trinta) anos a partir de 09/12/2011, data da assinatura do Contrato de Concessão nº 022/2011 – ANEEL. O prazo previsto para início da operação é junho/2014. A Companhia realizou, no período, aporte de capital nessa SPE no montante de R\$ 13.721. Também registrou equivalência patrimonial positiva de R\$ 255.

#### **Eólicas Junco I, Junco II, Caiçara I e Caiçara II.**

A Companhia, em consórcio com a empresa francesa Voltalia, venceu o Leilão nº 007/2011, promovido pela Aneel, em 20 de dezembro de 2011, com homologação e adjudicação ocorridas em 06/03/2012, cujo objeto foi a compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração eólica. As usinas Junco I e II, de 30 MW, cada, serão construídas no município de Jijoca de Jericoacoara, e as usinas Caiçara I e II, de 30 MW e 21 MW, respectivamente, serão construídas no município de Cruz, no Estado do Ceará e totalizarão 111,0 MW de potência instalada, tendo a entrada em operação prevista para janeiro de 2016. A participação da Companhia nesses quatro projetos eólicos será de 49%, e 51% da empresa francesa Voltalia, por meio das empresas Usina de Energia Eólica Junco I S.A., Usina de Energia Eólica Junco II S.A., Usina de Energia Eólica Caiçara I S.A. e Usina de Energia Eólica Caiçara II S.A. constituídas em março de 2012. A Companhia realizou no período, aportes de capital nessas SPEs nos valores de R\$ 144, R\$ 144, R\$ 144, e R\$ 96, respectivamente. Também registrou equivalência patrimonial negativa de R\$ 38, R\$ 33 e R\$ 30 e R\$ 29, respectivamente.

## Equivalência Patrimonial

Coligada e controladas em conjunto	Participação (%)	Investimento	Patrimônio Líquido	Resultado até 30/11/2012	Equivalência Patrimonial	Outros Resultados Abrangentes
<u>Coligada</u>						
Energética Águas da Pedra S.A.	24,5	86.707	353.906	59.283	14.524	-
<u>Controladas em conjunto</u>						
STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,0	188.861	385.431	35.949	17.615	-
Integração Transmissora de Energia S.A.	12,0	35.646	297.048	34.219	4.107	-
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,5	274.366	1.119.863	109.667	26.868	-
ESBR Participações S.A.	20,0	939.825	4.699.124	(21.760)	(4.352)	(231)
Manaus Transmissora de Energia S.A.	19,5	187.758	962.864	(27.957)	(5.452)	-
Manaus Construtora Ltda.	19,5	15.410	79.024	18.235	3.556	-
TDG -Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	49,0	45.183	92.209	(8.882)	(4.352)	-
Norte Energia S.A.	15,0	409.824	2.732.162	(38.984)	(5.848)	-
Pedra Branca S.A.	49,0	13.504	27.560	(240)	(118)	-
São Pedro do Lago S.A.	49,0	14.098	28.770	(240)	(117)	-
Sete Gameleiras S.A.	49,0	19.810	40.430	(181)	(88)	-
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,0	14.956	30.521	520	255	-
Usina de Energia Eólica Junco I S.A.	49,0	106	217	(77)	(38)	-
Usina de Energia Eólica Junco II S.A.	49,0	111	227	(67)	(33)	-
Usina de Energia Eólica Caiçara I S.A.	49,0	114	233	(61)	(30)	-
Usina de Energia Eólica Caiçara II S.A.	49,0	67	136	(60)	(29)	-
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	49,0	53	108	108	53	-

## Demonstração da Movimentação dos Investimentos

Coligada e controladas em conjunto	31/12/2011	Aumento de Capital	Equivalência Patrimonial	Outros Resultados Abrangentes	Dividendos	31/12/2012
<u>Coligada</u>						
Energética Águas da Pedra S.A.	75.638	-	14.524	-	(3.455)	86.707
<u>Controladas em conjunto</u>						
STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	195.267	-	17.615	-	(24.021)	188.861
Integração Transmissora de Energia S.A.	31.692	-	4.107	-	(153)	35.646
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	179.878	67.620	26.868	-	-	274.366
ESBR Participações S.A.	554.408	390.000	(4.352)	(231)	-	939.825
Manaus Transmissora de Energia S.A.	122.268	70.942	(5.452)	-	-	187.758
Manaus Construtora Ltda.	6.392	-	3.556	-	5.462	15.410
TDG -Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	15.235	34.300	(4.352)	-	-	45.183
Norte Energia S.A.	217.672	198.000	(5.848)	-	-	409.824
Pedra Branca S.A.	1.737	11.885	(118)	-	-	13.504
São Pedro do Lago S.A.	1.803	12.412	(117)	-	-	14.098
Sete Gameleiras S.A.	1.850	18.048	(88)	-	-	19.810
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	980	13.721	255	-	-	14.956
Usina de Energia Eólica Junco I S.A.	-	144	(38)	-	-	106
Usina de Energia Eólica Junco II S.A.	-	144	(33)	-	-	111
Usina de Energia Eólica Caiçara I S.A.	-	144	(30)	-	-	114
Usina de Energia Eólica Caiçara II S.A.	-	96	(29)	-	-	67
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	-	-	53	-	-	53
<b>TOTAL</b>	<b>1.404.820</b>	<b>817.456</b>	<b>46.521</b>	<b>(231)</b>	<b>(22.167)</b>	<b>2.246.399</b>

## Resumo das Demonstrações Financeiras das Empresas Coligada e Controladas em Conjunto

### BALANÇO PATRIMONIAL

Empresas	2012								2011							
	Ativo				Passivo				Ativo				Passivo			
	Circulante	Não Circulante		Total	Circulante	Não Circulante	Patrimônio Líquido	Total	Circulante	Não Circulante		Total	Circulante	Não Circulante	Patrimônio Líquido	Total
		Outros	Imobilizado, Intangível e Investimentos							Outros	Imobilizado, Intangível e Investimentos					
Energética Águas da Pedra S.A.	94.229	23.077	781.798	899.104	95.581	449.617	353.906	899.104	62.431	1.723	797.135	861.289	70.696	481.867	308.726	861.289
ESBR Participações S.A.	800.924	580.233	13.111.699	14.492.856	661.617	9.132.115	4.699.124	14.492.856	960.849	416.106	8.625.357	10.002.312	549.213	6.681.058	2.772.041	10.002.312
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	169.916	532.203	766	702.885	41.250	276.204	385.431	702.885	157.937	520.576	847	679.360	29.101	251.755	398.504	679.360
Integração Transmissora de Energia S.A.	110.520	510.102	-	620.622	62.482	261.092	297.048	620.622	103.176	515.519	-	618.695	47.025	307.568	264.102	618.695
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	430.028	2.854.984	375	3.285.387	391.478	1.774.046	1.119.863	3.285.387	154.030	1.477.496	331	1.631.857	869.739	27.922	734.196	1.631.857
Manaus Transmissora de Energia S.A.	223.878	1.839.593	-	2.063.471	315.414	785.193	962.864	2.063.471	100.693	1.357.311	-	1.458.004	816.587	14.403	627.014	1.458.004
Manaus Construtora Ltda	137.484	406	-	137.890	58.866	-	79.024	137.890	83.762	-	-	83.762	50.980	-	32.782	83.762
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	72.064	246.921	104	319.089	213.775	13.105	92.209	319.089	32.253	73.763	110	106.126	68.735	6.299	31.092	106.126
Norte Energia S.A.	775.659	80.626	6.724.029	7.580.314	4.694.329	153.823	2.732.162	7.580.314	407.209	34.448	2.468.397	2.910.054	1.313.891	145.017	1.451.146	2.910.054
Pedra Branca S.A.	3.626	35	88.611	92.272	64.708	4	27.560	92.272	1.099	14	23.364	24.477	20.929	4	3.544	24.477
São Pedro do Lago S.A.	4.527	-	88.377	92.904	64.134	-	28.770	92.904	919	18	24.367	25.304	21.625	-	3.679	25.304
Sete Gameleiras S.A.	11.069	-	90.416	101.485	61.055	-	40.430	101.485	1.011	14	26.418	27.443	23.667	-	3.776	27.443
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	26.303	30.178	211	56.692	674	25.497	30.521	56.692	2.000	-	-	2.000	-	-	2.000	2.000
Usina de Energia Eólica Junco I S.A.	116	-	102	218	1	-	217	218	-	-	-	-	-	-	-	-
Usina de Energia Eólica Junco II S.A.	141	-	87	228	1	-	227	228	-	-	-	-	-	-	-	-
Usina de Energia Eólica Caiçara I S.A.	106	-	127	233	-	-	233	233	-	-	-	-	-	-	-	-
Usina de Energia Eólica Caiçara II S.A.	55	-	82	137	1	-	136	137	-	-	-	-	-	-	-	-
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	24.811	9.861	105	34.777	131	34.538	108	34.777	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>2.885.456</b>	<b>6.708.219</b>	<b>20.886.889</b>	<b>30.480.564</b>	<b>6.725.497</b>	<b>12.905.234</b>	<b>10.849.833</b>	<b>30.480.564</b>	<b>2.067.369</b>	<b>4.396.988</b>	<b>11.966.326</b>	<b>18.430.683</b>	<b>3.882.188</b>	<b>7.915.893</b>	<b>6.632.602</b>	<b>18.430.683</b>

Obs.: Data-base das demonstrações conforme nota 5.



## DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO

Empresas	2012								2011							
	Receita Operacional Líquida	Despesa Operacional	Resultado do Serviço	Resultado Financeiro	Resultado Operacional	I.Renda e Cont. Social	Incentivos Fiscais	Resultado do Exercício	Receita Operacional Líquida	Despesa Operacional	Resultado do Serviço	Resultado Financeiro	Resultado Operacional	I.Renda e Cont. Social	Incentivos Fiscais	Resultado do Exercício
Energética Águas da Pedra S.A.	180.676	(59.994)	120.682	(33.277)	87.405	(28.122)	-	59.283	155.416	(61.819)	93.597	(12.666)	80.931	(4.996)	-	75.935
ESBR Participações S.A.	(87)	(35.645)	(35.732)	4.541	(31.191)	9.431	-	(21.760)	87	(32.095)	(32.008)	4.445	(27.563)	9.333	-	(18.230)
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	137.365	(16.841)	120.524	(31.105)	89.419	(67.315)	13.845	35.949	114.658	(17.012)	97.646	(27.524)	70.122	(21.399)	9.061	57.784
Integração Transmissora de Energia S.A.	78.381	(12.151)	66.230	(24.263)	41.967	(13.580)	5.832	34.219	68.616	(10.342)	58.274	(26.146)	32.128	(10.746)	4.410	25.792
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	1.493.442	(1.327.316)	166.126	-	166.126	(56.459)	-	109.667	875.174	(807.938)	67.236	-	67.236	(22.860)	-	44.376
Manaus Transmissora de Energia S.A.	548.832	(517.260)	31.572	(76.587)	(45.015)	17.058	-	(27.957)	695.086	(678.888)	16.198	(72.946)	(56.748)	15.517	-	(41.231)
Manaus Construtora Ltda.	43.224	(15.957)	27.267	64	27.331	(9.096)	-	18.235	73.715	(21.024)	52.691	997	53.688	(8.175)	-	45.513
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	179.154	(170.957)	8.197	(18.739)	(10.542)	1.660	-	(8.882)	73.763	(71.062)	2.701	4.153	6.854	(2.330)	-	4.524
Norte Energia S.A.	-	(60.015)	(60.015)	1.611	(58.404)	19.420	-	(38.984)	-	(46.676)	(46.676)	37.645	(9.031)	2.384	-	(6.647)
Pedra Branca S.A.	-	(293)	(293)	72	(221)	(19)	-	(240)	-	(410)	(410)	61	(349)	(16)	-	(365)
São Pedro do Lago S.A.	-	(288)	(288)	66	(222)	(18)	-	(240)	-	(338)	(338)	59	(279)	(15)	-	(294)
Sete Gameleiras S.A.	-	(331)	(331)	200	(131)	(50)	-	(181)	-	(371)	(371)	65	(306)	(16)	-	(322)
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	30.087	(29.512)	575	209	784	(264)	-	520	-	-	-	-	-	-	-	-
Usina Energia Eólica Junco I S.A.	-	(77)	(77)	-	(77)	-	-	(77)	-	-	-	-	-	-	-	-
Usina Energia Eólica Junco II S.A.	-	(67)	(67)	-	(67)	-	-	(67)	-	-	-	-	-	-	-	-
Usina Energia Eólica Caiçara I S.A.	-	(61)	(61)	-	(61)	-	-	(61)	-	-	-	-	-	-	-	-
Usina Energia Eólica Caiçara II S.A.	-	(60)	(60)	-	(60)	-	-	(60)	-	-	-	-	-	-	-	-
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	9.861	(9.732)	129	(8)	121	(13)	-	108	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>2.700.935</b>	<b>(2.256.557)</b>	<b>444.378</b>	<b>(177.216)</b>	<b>267.162</b>	<b>(127.367)</b>	<b>19.677</b>	<b>159.472</b>	<b>2.056.515</b>	<b>(1.747.975)</b>	<b>308.540</b>	<b>(91.857)</b>	<b>216.683</b>	<b>(43.319)</b>	<b>13.471</b>	<b>186.835</b>

Obs.: Data-base das demonstrações conforme nota 5.

## 16 – IMOBILIZADO

### a) Imobilizado segregado por natureza e atividade

		Controladora				
		31/12/2012				31/12/2011
	Taxas médias anuais de depreciação (%)	Custo	Depreciação acumulada	Impairment	(-) Obrigações vinculadas à Concessão	Valor Líquido
<b>Em serviço</b>						
Geração	2,35%	1.797.252	(1.083.754)	(400.135)	(65.258)	248.105
Administração	6,83%	1.243.950	(710.995)	-	(30.025)	502.930
		<b>3.041.202</b>	<b>(1.794.749)</b>	<b>(400.135)</b>	<b>(95.283)</b>	<b>751.035</b>
<b>Em curso</b>						
Geração		397.378	-	-	-	397.378
Administração		222.981	-	-	-	222.981
		<b>620.359</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>620.359</b>
		<b>3.661.561</b>	<b>(1.794.749)</b>	<b>(400.135)</b>	<b>(95.283)</b>	<b>1.371.394</b>

		Consolidado				
		31/12/2012				31/12/2011
	Taxas médias anuais de depreciação (%)	Custo	Depreciação acumulada	Impairment	(-) Obrigações vinculadas à Concessão	Valor Líquido
<b>Em serviço</b>						
Geração	2,35%	1.797.652	(1.083.800)	(400.135)	(65.258)	248.459
Administração	6,83%	1.245.933	(711.198)	-	(30.025)	504.710
		<b>3.043.585</b>	<b>(1.794.998)</b>	<b>(400.135)</b>	<b>(95.283)</b>	<b>753.169</b>
<b>Em curso</b>						
Geração		4.110.157	-	-	-	4.110.157
Administração		223.109	-	-	-	223.109
		<b>4.333.266</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4.333.266</b>
		<b>7.376.851</b>	<b>(1.794.998)</b>	<b>(400.135)</b>	<b>(95.283)</b>	<b>5.086.435</b>

Com a publicação da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, valor significativo do imobilizado, na atividade de Geração foi baixado, sendo parte transformada em contas a receber pelo valor de indenização determinado na lei e parte em perda (nota 2.3).

A administração da Companhia avaliou em 31 de dezembro de 2012 e fará anualmente, ou sempre que alguma circunstância assim determinar, a recuperabilidade dos ativos de longa duração, principalmente o Imobilizado mantido e utilizado nas suas operações, com o objetivo de identificar eventuais deteriorações desses ativos ou grupos de ativos, que levem à sua não recuperação plena, em consonância com o Pronunciamento Técnico CPC 01 – redução ao valor recuperável de ativos (IAS 36).

No processo de avaliação são identificadas as circunstâncias que possam exigir a aplicação de testes de recuperabilidade dos ativos a fim de ser determinado o montante de eventuais perdas, tomando como unidade geradora de caixa para a atividade de geração, cada usina, dada as características operacionais de gestão e operação da Companhia.

O montante recuperável é o maior valor entre o valor justo menos os custos na venda ou o valor em uso. Na avaliação do valor em uso, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados a valor presente pela taxa de desconto que reflita uma avaliação atual de mercado do valor da moeda no tempo e os riscos específicos do ativo para o qual a estimativa de fluxos de caixa futuros não foi ajustada.

Se o montante recuperável de um ativo, ou unidade geradora de caixa, calculado for menor que seu valor contábil, o valor contábil do ativo, ou unidade geradora de caixa, é reduzido ao seu valor recuperável, com a perda por redução ao valor recuperável reconhecida no resultado.

A administração da Companhia, amparada em seus contratos de concessão e nas regras aplicadas para indenização de ativos definidas pela Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, considerou a reversão do ativo líquido residual ao final da concessão do serviço público de energia elétrica, tomando por base o menor valor entre valor contábil residual e o Valor Novo de Reposição. Considerou, também, a depreciação levando em consideração o tempo de vida útil dos bens e não o prazo da concessão, tendo em vista a condição de indenização prevista nos contratos.

Neste exercício, a Companhia realizou teste de impairment, para suas unidades geradoras de caixa, utilizando o critério do fluxo de caixa descontado a uma taxa de 4,98% a.a.. A partir deste teste a Companhia reconheceu no seu resultado uma provisão para perda relativa ao valor não recuperável dos ativos da Usina Térmica Camaçari e da Usina Hidroelétrica Curemas, no montante de R\$ 400.135.

Os custos de financiamentos e empréstimos atribuídos à aquisição, construção ou produção, estão incluídos no custo do imobilizado em curso até a data em que estiverem prontos para o uso pretendido, conforme disposições da Deliberação CVM nº 577, de 05/06/2009, que aprovou o CPC 20 – Custos de Empréstimos (IAS 23).

## b) Movimentação do Imobilizado

Descrição	Controladora					31/12/2012	Efeitos da Lei nº 12.783/2013	Saldo após Lei nº 12.783/2013
	31/12/2011	Adições	Baixas	Transf. p/serviço	Outras transferências			
Em serviço	19.229.113	-	(31.282)	122.206	298	19.320.335	(16.279.133)	3.041.202
Depreciação	(8.629.573)	(404.028)	10.388	-	1.800	(9.021.413)	7.226.664	(1.794.749)
Impairment	-	-	-	-	-	-	(400.135)	(400.135)
<b>Subtotal</b>	<b>10.599.540</b>	<b>(404.028)</b>	<b>(20.894)</b>	<b>122.206</b>	<b>2.098</b>	<b>10.298.922</b>	<b>(9.452.604)</b>	<b>846.318</b>
Em curso	696.969	766.112	(549)	(122.206)	(1.474)	1.338.852	(718.493)	620.359
<b>Total</b>	<b>11.296.509</b>	<b>362.084</b>	<b>(21.443)</b>	<b>-</b>	<b>624</b>	<b>11.637.774</b>	<b>(10.171.097)</b>	<b>1.466.677</b>
Obrigações vinculadas à								
Concessão	(122.642)	4.917	-	-	-	(117.725)	22.442	(95.283)
<b>Total</b>	<b>11.173.867</b>	<b>367.001</b>	<b>(21.443)</b>	<b>-</b>	<b>624</b>	<b>11.520.049</b>	<b>(10.148.655)</b>	<b>1.371.394</b>

Descrição	Consolidado					31/12/2012	Efeitos da Lei nº 12.783/2013	Saldo após Lei nº 12.783/2013
	31/12/2011	Adições	Baixas	Transf. p/serviço	Outras transferências			
Em serviço	19.230.052	158	(31.240)	122.206	1.542	19.322.718	(16.279.133)	3.043.585
Depreciação	(8.629.651)	(404.176)	10.391	-	1.774	(9.021.662)	7.226.664	(1.794.998)
Impairment	-	-	-	-	-	-	(400.135)	(400.135)
<b>Subtotal</b>	<b>10.600.401</b>	<b>(404.018)</b>	<b>(20.849)</b>	<b>122.206</b>	<b>3.316</b>	<b>10.301.056</b>	<b>(9.452.604)</b>	<b>848.452</b>
Em curso	2.785.762	2.391.504	(609)	(122.206)	(2.692)	5.051.759	(718.493)	4.333.266
<b>Total</b>	<b>13.386.163</b>	<b>1.987.486</b>	<b>(21.458)</b>	<b>-</b>	<b>624</b>	<b>15.352.815</b>	<b>(10.171.097)</b>	<b>5.181.718</b>
Obrigações vinculadas à								
Concessão	(122.642)	4.917	-	-	-	(117.725)	22.442	(95.283)
<b>Total</b>	<b>13.263.521</b>	<b>1.992.403</b>	<b>(21.458)</b>	<b>-</b>	<b>624</b>	<b>15.235.090</b>	<b>(10.148.655)</b>	<b>5.086.435</b>

Com intuito de demonstrar os efeitos da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, estamos apresentando uma coluna específica com os valores baixados do ativo imobilizado, correspondentes às indenizações e perdas relativas às usinas afetadas pela citada lei, com detalhamento demonstrado na nota 2.3.

### c) Taxas anuais de depreciação

A Companhia calcula e contabiliza as quotas de depreciação com aplicação das taxas estabelecidas pela Resolução ANEEL nº 474, de 07/02/2012, que alterou as tabelas I e XVI do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, aprovado pela Resolução Normativa nº 367, de 2 de junho de 2009. As taxas são aplicadas considerando os códigos internos que identificam as Unidades de Cadastro.

As principais taxas anuais de depreciação, por atividade, são as seguintes:

	<b>Taxas anuais de depreciação (%)</b>
<b><u>Geração</u></b>	
Comporta	3,3
Reservatório	2,0
Casa de força	2,0
Gerador	3,3
Painel – Comando e Medição	3,5
Turbina hidráulica	2,5
Ponte rolante, guindaste e pórtico	3,3
Turbina a gás	4,0
<b><u>Administração central</u></b>	
Equipamentos gerais	6,2
Veículos	14,2

### d) Encargos financeiros

De acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 27 (IAS 16), parte dos encargos financeiros foram transferidos para o Ativo Imobilizado em curso, conforme demonstrado a seguir:

	<b>Controladora</b>		<b>Consolidado</b>	
	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>
Encargos financeiros totais	6.491	30.130	149.169	141.681
(-) Transferência para o imobilizado em curso	28	100	(142.650)	(108.113)
<b>Efeito líquido no resultado</b>	<b>6.519</b>	<b>30.230</b>	<b>6.519</b>	<b>33.568</b>

### e) Obrigações vinculadas à Concessão

Composição:

	<b>Controladora e Consolidado</b>	
	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>
Participações da União	69.456	92.557
Doações e subvenções para investimentos	36.138	36.855
Pesquisa e Desenvolvimento	606	605
Reversões e Amortizações	(10.917)	(7.375)
	<b>95.283</b>	<b>122.642</b>

As participações da União referem-se a recursos recebidos do Governo Federal e aplicados em obras de geração e administração de energia elétrica.

Em virtude de sua natureza, as contas registradas neste grupamento estão sendo apresentadas como redutoras do Imobilizado, pois não representam obrigações financeiras efetivas, não devendo, desta forma, ser incluídas como exigibilidades para fins de determinação de indicadores econômico-financeiros.

A relevante diminuição dos saldos das Obrigações Especiais corresponde aos efeitos da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, sobre a parte vinculada às usinas que tiveram sua concessão prorrogada (nota 2.3).

## 17 – INTANGÍVEL

### • Intangível segregado por natureza e atividade

		Controladora			
		31/12/2012		31/12/2011	
	Taxas médias anuais de amortização (%)	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
<b>Em serviço</b>					
Administração	20,00%	64.291	(45.209)	19.082	13.710
		<b>64.291</b>	<b>(45.209)</b>	<b>19.082</b>	<b>13.710</b>
<b>Em curso</b>					
Administração		10.376	-	10.376	15.856
		<b>10.376</b>	<b>-</b>	<b>10.376</b>	<b>15.856</b>
		<b>74.667</b>	<b>(45.209)</b>	<b>29.458</b>	<b>29.566</b>

		Consolidado			
		31/12/2012		31/12/2011	
	Taxas médias anuais de amortização (%)	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
<b>Em serviço</b>					
Administração	20,00%	65.478	(45.512)	19.966	14.206
		<b>65.478</b>	<b>(45.512)</b>	<b>19.966</b>	<b>14.206</b>
<b>Em curso</b>					
Geração		45.704	-	45.704	41.641
Administração		11.588	-	11.588	16.277
		<b>57.292</b>	<b>-</b>	<b>57.292</b>	<b>57.918</b>
		<b>122.770</b>	<b>(45.512)</b>	<b>77.258</b>	<b>72.124</b>

### • Movimentação do Intangível

		Controladora				
Descrição	31/12/2011	Adições	Baixas	Transf. p/ serviço	Outras transferências	31/12/2012
Em serviço	49.152	-	-	15.139	-	64.291
Amortização	(35.442)	(9.767)	-	-	-	(45.209)
<b>Subtotal</b>	<b>13.710</b>	<b>(9.767)</b>	<b>-</b>	<b>15.139</b>	<b>-</b>	<b>19.082</b>
Em curso	15.856	8.185	-	(15.139)	1.474	10.376
<b>Total</b>	<b>29.566</b>	<b>(1.582)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.474</b>	<b>29.458</b>

		Consolidado				
Descrição	31/12/2011	Adições	Baixas	Transf. p/ serviço	Outras transferências	31/12/2012
Em serviço	49.775	87	-	15.139	477	65.478
Amortização	(35.569)	(9.943)	-	-	-	(45.512)
<b>Subtotal</b>	<b>14.206</b>	<b>(9.856)</b>	<b>-</b>	<b>15.139</b>	<b>477</b>	<b>19.966</b>
Em curso	57.918	13.517	(1)	(15.139)	997	57.292
<b>Total</b>	<b>72.124</b>	<b>3.661</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>	<b>1.474</b>	<b>77.258</b>

## 18 - FORNECEDORES

O saldo da conta Fornecedores apresenta a seguinte composição:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
<b>Circulante</b>				
Materiais e serviços	207.063	276.659	443.874	468.545
Encargos de uso da rede elétrica:				
Eletronorte	8.902	8.760	8.902	8.785
Eletrosul	7.689	7.835	7.689	7.835
Furnas	14.473	14.708	14.473	14.734
CTEEP	11.556	11.892	11.556	11.892
Outros	72.046	50.934	71.338	50.767
<b>Total</b>	<b>321.729</b>	<b>370.788</b>	<b>557.832</b>	<b>562.558</b>

## 19 – TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

### a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
<b>Circulante</b>				
Tributos a recolher	115.895	220.996	185.296	231.765
	<b>115.895</b>	<b>220.996</b>	<b>185.296</b>	<b>231.765</b>
<b>Não Circulante</b>				
Tributos a recolher	13.572	13.443	22.041	26.300
Passivos fiscais diferidos	54.225	67.670	112.029	83.716
	<b>67.797</b>	<b>81.113</b>	<b>134.070</b>	<b>110.016</b>
	<b>183.692</b>	<b>302.109</b>	<b>319.366</b>	<b>341.781</b>

## b) Tributos a recolher

A Companhia apresenta nos Passivos Circulante e Não Circulante tributos e contribuições a pagar assim distribuídos:

	<b>Controladora</b>		<b>Consolidado</b>	
	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>
<b>Circulante</b>				
IRPJ	-	15.264	4.491	19.069
CSLL	-	76.640	4.038	79.558
Cofins	34.485	33.482	37.012	33.656
ICMS	16.406	12.213	66.836	11.366
INSS	18.054	17.417	19.660	18.224
PIS/Pasep	7.486	7.268	8.035	7.419
IRRF	23.251	43.923	23.673	44.184
FGTS	5.217	5.071	5.305	5.132
Outros	10.996	9.718	16.246	13.157
	<b>115.895</b>	<b>220.996</b>	<b>185.296</b>	<b>231.765</b>
<b>Não Circulante</b>				
IRPJ	-	-	2.291	7.934
CSLL	-	-	824	2.857
ICMS diferido	13.572	13.443	13.572	15.508
Outros	-	-	5.354	1
	<b>13.572</b>	<b>13.443</b>	<b>22.041</b>	<b>26.300</b>
	<b>129.467</b>	<b>234.439</b>	<b>207.337</b>	<b>258.065</b>

## c) Passivos fiscais diferidos

### • Imposto de renda pessoa jurídica e Contribuição social sobre o lucro líquido

A Companhia mantém reconhecidos integralmente em seu Passivo Não Circulante, nos termos dos Pronunciamentos Técnicos CPC 26 (IAS 1) e 32 (IAS 12), aprovados pelas Deliberações CVM nºs 595 e 599, ambas de 15/09/2009, passivos diferidos, no valor de R\$ 54.225, resultantes de diferenças temporárias conforme distribuição a seguir:

	<b>Controladora</b>		<b>Consolidado</b>	
	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>
<b>Diferenças temporárias</b>				
Ajustes iniciais decorrentes do CPC 33	355.574	296.071	355.574	296.071
Ajustes iniciais decorrentes da ICPC 01	-	147.665	37.131	192.346
	<b>355.574</b>	<b>443.736</b>	<b>392.705</b>	<b>488.417</b>
<b>Débitos Fiscais</b>				
Imposto de renda sobre diferenças temporárias	22.223	27.734	61.483	38.047
Contribuição social sobre diferenças temporárias	32.002	39.936	50.546	45.669
<b>Não Circulante</b>	<b>54.225</b>	<b>67.670</b>	<b>112.029</b>	<b>83.716</b>

Tais efeitos tributários contemplam a aplicação das alíquotas de 9% para a Contribuição social e 6,25% para o Imposto de renda dos ajustes e reclassificações da adoção dos novos pronunciamentos contábeis, tendo em vista que influirão no cálculo do incentivo fiscal.

Os débitos fiscais relativos ao Imposto de renda da pessoa jurídica e à Contribuição social sobre o lucro líquido, provenientes de diferenças temporárias – Desreconhecimento de ativos e passivos regulatórios, ajustes iniciais decorrentes do CPC 33 (IAS 19) e da ICPC 01 (IFRIC 12) - registrados integralmente no Passivo Não Circulante, em atendimento ao Pronunciamento Técnico CPC 26 (IAS 1), serão realizados de acordo com a liquidação dos ativos e passivos regulatórios, pela movimentação dos benefícios pós-emprego decorrentes da adoção do CPC 33 (IAS 19) e pela movimentação dos ativos financeiros decorrentes da adoção da ICPC 01 (IFRIC 12), respectivamente.



A programação de realização desses passivos está demonstrada conforme tabela abaixo:

	Controladora (BRGAAP)	Consolidado (IFRS e BRGAAP)
2013	-	605
2014	-	1.752
2015	-	1.752
2016	-	1.752
Após 2016	54.225	106.168
	<b>54.225</b>	<b>112.029</b>

## 20 – FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

As principais informações a respeito dos financiamentos e empréstimos da Companhia estão demonstradas a seguir:

### 20.1 - Composição:

Controladora								
31/12/2012					31/12/2011			
Encargos	Circulante	Não circulante	Total		Encargos	Circulante	Não circulante	Total
<b>Partes relacionadas</b>								
Eletrobras	744	24.766	103.163	128.673	-	21.267	121.753	143.020
								-
<b>Instituições financeiras</b>								
Banco do Brasil	-	-	-	-	7.561	249.966	-	257.527
Banco do Nordeste	34	45.473	294.924	340.431	2.307	48.598	340.396	391.301
<b>Total</b>	<b>778</b>	<b>70.239</b>	<b>398.087</b>	<b>469.104</b>	<b>9.868</b>	<b>319.831</b>	<b>462.149</b>	<b>791.848</b>
Consolidado								
31/12/2012					31/12/2011			
Encargos	Circulante	Não circulante	Total		Encargos	Circulante	Não circulante	Total
<b>Partes relacionadas</b>								
Eletrobras	744	24.766	103.163	128.673	-	21.267	121.753	143.020
Eletronorte	-	-	-	-	-	157	177	334
								-
<b>Instituições financeiras</b>								
Banco ABC	-	47.558	-	47.558	-	-	-	-
Banco do Brasil	15	1.183	254.203	255.401	7.570	250.146	186.126	443.842
Banco do Nordeste do Brasil	4.870	121.956	436.459	563.285	2.355	87.586	480.323	570.264
Banco Itau	1.102	176.318	171.613	349.033	535	32.402	127.103	160.040
BASA	1.377	-	132.534	133.911	1.964	22.534	-	24.498
BNDES	16.287	188.171	1.355.280	1.559.738	3.213	347.024	684.615	1.034.852
Bradesco	8	629	181.739	182.376	-	-	131.735	131.735
BTG Pactual	-	153.377	-	153.377	-	-	-	-
Caixa Econômica Federal	11	238.364	252.207	490.582	-	-	183.859	183.859
Outros	(86)	-	-	(86)	1	2.088	-	2.089
<b>Total</b>	<b>24.328</b>	<b>952.322</b>	<b>2.887.198</b>	<b>3.863.848</b>	<b>15.638</b>	<b>763.204</b>	<b>1.915.691</b>	<b>2.694.533</b>

Do total dos financiamentos e empréstimos obtidos da nossa Controladora, para o montante de R\$ 114.168 a Companhia vinculou a sua receita própria, suportada por procuração outorgada por instrumento público para recebimento direto dos valores vencidos e não pagos, à satisfação da Eletrobras, formalizada na assinatura dos contratos. E para o montante de R\$ 14.502 a Companhia ofereceu Seguro Garantia no valor correspondente a 125% do saldo devedor, previsto para o exercício, renovado anualmente, cujo recebimento pela Eletrobras fica condicionado aos efeitos de cada contrato, nas condições e até o limite de valor especificado na Apólice de Seguro.

Os financiamentos provenientes da Eletrobras têm como principal fonte os recursos da Reserva Global de Reversão – RGR, e como principais destinações a cobertura financeira dos custos diretos das obras do sistema de transmissão da Companhia.

Os financiamentos e empréstimos obtidos pela Chesf junto ao Banco do Nordeste estão garantidos por recebíveis representados por duplicatas registradas em cobrança no montante equivalente de 03 a 06 prestações de amortização do financiamento, mais um fundo de liquidez em conta reserva, a título de garantia complementar, equivalente a 03 prestações de amortização.

## 20.2 - Composição dos financiamentos e empréstimos por indexador:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
CDI	-	-	505.723	69.508
IPCA	496	536	496	333
TJLP	-	-	2.885.572	1.494.858
Sem indexador	468.608	791.312	472.057	1.129.834
<b>Total</b>	<b>469.104</b>	<b>791.848</b>	<b>3.863.848</b>	<b>2.694.533</b>
Principal	468.326	781.980	3.839.520	2.678.895
Encargos	778	9.868	24.328	15.638
<b>Total</b>	<b>469.104</b>	<b>791.848</b>	<b>3.863.848</b>	<b>2.694.533</b>

A maior parte dos financiamentos e empréstimos obtidos pela Chesf não é indexada, tendo apenas, remunerações médias, as quais descrevemos abaixo:

- Saldo de R\$ 128.178 (R\$ 142.484, em 31/12/2011) contratado com a Eletrobras, proveniente de recursos da Reserva Global de Reversão – RGR, arrecadados do Setor Elétrico para reinvestimento nele próprio. Deste total, R\$ 113.676 (88,69%) estão contratados com juros de 5% a.a. e taxa de administração de 2% a.a., e R\$ 14.502 (11,317%), com juros de 5% a.a. e taxa de administração de 1,5% a.a., respectivamente. Estes financiamentos não têm previsão de atualização monetária por estarem vinculados à mesma sistemática de correção dos ativos permanentes, suspensa por força de lei;
- Saldo de R\$ 324.165 (R\$ 373.207, em 31/12/2011) contratado com o Banco do Nordeste do Brasil S.A., com juros de 10% a.a., e bônus de 2,5% por pontualidade;
- Saldo de R\$ 16.266 (R\$ 18.094, em 31/12/2011) contratado com o Banco do Nordeste do Brasil S.A., com juros de 4,5% a.a.;

A Chesf possui contrato com a Eletrobras indexado pelo IPCA, com saldo de R\$ 496 em 31/12/2012 (R\$ 536, em 31/12/2011), com taxa de juros de 7,2% a.a.- a variação do IPCA no período foi de 5,8% (6,5% no mesmo período do ano anterior).

## 20.3 – Vencimentos das parcelas do passivo não circulante

O valor principal dos financiamentos e empréstimos a longo prazo, no montante de R\$ 398.087 (R\$ 462.149, em 2011), tem seus vencimentos assim programados:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
2013	-	67.485	-	103.362
2014	68.335	67.485	205.831	149.147
2015	68.248	67.398	207.661	149.507
2016	68.137	67.288	209.511	149.865
2017	65.723	65.171	209.620	148.244
Após 2017	127.644	127.322	2.054.575	1.215.566
<b>Total Não Circulante</b>	<b>398.087</b>	<b>462.149</b>	<b>2.887.198</b>	<b>1.915.691</b>

## 20.4 – Taxas de juros mercado interno

Os financiamentos e empréstimos estão sujeitos às seguintes taxas de juros:

	<b>Mercado Interno (% a.a.)</b>
<b>Taxas Fixas</b>	
31/12/2012	4,50 a 7,50
31/12/2011	4,50 a 7,50
<b>Taxas Variáveis</b>	
31/12/2012	-
31/12/2011	10,87

## 20.5 - Mutação dos financiamentos e empréstimos:

	<b>Controladora</b>			
	<b>Circulante</b>		<b>Não Circulante</b>	
	<b>Encargos</b>	<b>Principal</b>	<b>Total</b>	<b>Principal</b>
<b>Saldo em 31/12/2010</b>	<b>7.213</b>	<b>39.499</b>	<b>46.712</b>	<b>646.514</b>
Ingressos	-	-	-	138.394
Refinanciamentos	(337)	-	(337)	337
Provisão de Encargos	65.126	-	65.126	-
Variação monetária e cambial	-	26	26	8
Transferências	-	323.104	323.104	(323.104)
Amortizações/pagamentos	(62.134)	(42.798)	(104.932)	-
<b>Saldo em 31/12/2011</b>	<b>9.868</b>	<b>319.831</b>	<b>329.699</b>	<b>462.149</b>
Ingressos	-	-	-	4.551
Refinanciamentos	(190)	-	(190)	190
Provisão de Encargos	41.955	-	41.955	-
Variação monetária e cambial	1	9	10	13
Transferências	-	68.816	68.816	(68.816)
Amortizações/pagamentos	(50.856)	(318.417)	(369.273)	-
<b>Saldo em 31/12/2012</b>	<b>778</b>	<b>70.239</b>	<b>71.017</b>	<b>398.087</b>
	<b>Consolidado</b>			
	<b>Circulante</b>		<b>Não Circulante</b>	
	<b>Encargos</b>	<b>Principal</b>	<b>Total</b>	<b>Principal</b>
<b>Saldo em 31/12/2010</b>	<b>9.021</b>	<b>269.807</b>	<b>278.828</b>	<b>1.622.699</b>
Ingressos	-	276.706	276.706	541.193
Refinanciamentos	(337)	-	(337)	337
Provisão de Encargos	73.430	-	73.430	85.214
Variação monetária e cambial	-	26	26	8
Transferências	-	333.760	333.760	(333.760)
Amortizações/pagamentos	(66.476)	(117.095)	(183.571)	-
<b>Saldo em 31/12/2011</b>	<b>15.638</b>	<b>763.204</b>	<b>778.842</b>	<b>1.915.691</b>
Ingressos	-	818.875	818.875	946.725
Refinanciamentos	(190)	16.927	16.737	190
Provisão de Encargos	74.746	-	74.746	107.456
Variação monetária e cambial	1	9	10	13
Transferências	-	82.877	82.877	(82.877)
Amortizações/pagamentos	(65.867)	(729.570)	(795.437)	-
<b>Saldo em 31/12/2012</b>	<b>24.328</b>	<b>952.322</b>	<b>976.650</b>	<b>2.887.198</b>

## 21 – DEBÊNTURES

	Tx de Juros	Vencimento	Consolidado			
			31/12/2012		31/12/2011	
			Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Debêntures - IE Madeira	106,5% CDI	15/9/2012	-	-	105.492	-
Debêntures - IE Garanhuns	106,5% CDI	28/2/2014	-	12.364	-	-
			-	<b>12.364</b>	<b>105.492</b>	-

Em agosto de 2012, a controlada em conjunto da Companhia, Interligação Elétrica Garanhuns S.A., emitiu 18.000 debêntures, Série Única, no valor unitário de R\$ 10, tendo sido integralizada 2.500 com taxa de juros de 106,5% do CDI e vencimento em 28 de fevereiro de 2014, onde a participação da Companhia de 49% no saldo de R\$ 25.233 corresponde a R\$ 12.364 (sem comparativo em 31/12/2011), as demais integralizações estão previstas para ocorrerem até março/2013.

## 22 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Contribuições sociais	44.189	40.987	44.412	41.120
Férias	51.302	48.412	52.477	48.644
Gratificação de férias	39.296	37.044	39.328	37.064
13º Salário	-	-	725	191
<b>Total</b>	<b>134.787</b>	<b>126.443</b>	<b>136.942</b>	<b>127.019</b>

## 23 – OUTROS PASSIVOS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
<b>Circulante</b>				
Taxa de fiscalização da Aneel	1.753	1.788	1.882	1.887
Benefícios pós-emprego – contribuição normal	11.001	9.317	11.001	9.317
Aquisição de imóveis – acampamento	1.493	1.493	1.493	1.493
Convênio MME	4.210	4.210	4.210	4.210
Cauções em garantia	3.116	3.313	3.116	3.313
Acordo Chesf/Senai	855	759	855	759
Entidade seguradora	271	58	271	58
Aquisição da conexão à SE Pirapama II	22.314	22.314	22.314	22.314
Folha de pagamento	16.228	14.362	17.336	15.710
Compensação ambiental	-	13.640	1.240	13.640
Outros	6.548	6.063	15.438	10.591
	<b>67.789</b>	<b>77.317</b>	<b>79.156</b>	<b>83.292</b>
<b>Não Circulante</b>				
FGTS Conta-Empresa	4.058	3.926	4.058	3.926
Eletropar	1.456	1.456	1.456	1.456
Outros	1	-	8.614	5.926
	<b>5.515</b>	<b>5.382</b>	<b>14.128</b>	<b>11.308</b>
<b>Total</b>	<b>73.304</b>	<b>82.699</b>	<b>93.284</b>	<b>94.600</b>

## 24 – BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

A Companhia é patrocinadora da Fundação Chesf de Assistência e Seguridade Social - Fachesf, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que tem por finalidade principal assegurar a prestação de benefícios complementares aos concedidos pela Previdência Oficial.

O regime atuarial da Fachesf é o de capitalização e o Plano originalmente constituído é do tipo Benefício Definido (Plano BD). Em 29/06/2001, foram implantados os Planos de Contribuição Definida (Plano CD) e de Benefício Saldado (Plano BS), tendo a migração de participantes do Plano BD para os novos Planos, encerrada em 19/11/2001, atingindo o percentual de 97,1%.

A Companhia adota os procedimentos recomendados pelo Pronunciamento Técnico CPC 33 (IAS 19), aprovado pela Deliberação CVM nº 600/2009, procedendo à avaliação atuarial dos passivos decorrentes dos benefícios pós-emprego. Os critérios e hipóteses adotados nessa avaliação podem diferir daqueles adotados pela administração do programa, os quais seguem legislações específicas, impedindo, assim, as comparações simples de resultados.

Em conformidade com as práticas contábeis previstas na Deliberação CVM nº 600/2009, a Companhia adota como política contábil o reconhecimento dos ganhos e perdas atuariais, no período em que ocorrerem, em outros resultados abrangentes conforme orientações do CPC 33 e IAS 19.

A seguir, encontra-se o detalhamento dos compromissos referentes aos Planos de Aposentadoria, na forma da Deliberação CVM nº 600/2009, na data-base de 31/12/2012.

### PLANO PREVIDENCIÁRIO

- **Características Básicas**

A Fachesf administra em favor dos empregados da Chesf três planos de aposentadoria: o Plano de Benefícios, o Plano de Aposentadoria de Contribuição Definida e o Plano Saldado de Benefícios.

O Plano de Benefícios, do tipo benefício definido, garante aos participantes um benefício de 100% da média dos últimos salários.

O Plano de Aposentadoria de Contribuição Definida é um plano onde o participante escolhe o seu nível de contribuição e a patrocinadora contribui com um percentual variável da contribuição escolhida pelo participante. A acumulação desses recursos é que irá determinar o valor do benefício do participante. A Chesf se responsabiliza ainda pelos custos dos benefícios de risco e da administração do plano. Este é o único Plano aberto a novas inscrições.

Os participantes que optaram pela transferência do Plano de Benefícios para o Plano de Aposentadoria de Contribuição Definida tiveram a opção de manter no Plano Saldado de Benefícios o valor proporcional que haviam acumulado no plano de origem ou transferir o valor presente de tal benefício para o Plano de Aposentadoria de Contribuição Definida.

- **Política Contábil Adotada pela Entidade no Reconhecimento dos Ganhos e Perdas Atuariais.**

A obrigação com benefícios de aposentadoria reconhecida no balanço patrimonial representa o valor presente da obrigação com os benefícios definidos, ajustada por ganhos e perdas atuariais e pelo custo dos serviços passados, reduzido pelo valor justo dos ativos do plano, conforme previsto no Pronunciamento sobre a Contabilização de Benefícios a Empregados.

• **Estatísticas sobre os Dados Cadastrais**

CARACTERÍSTICAS ETÁRIAS	31/12/2012			31/12/2011		
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Plano BD	Plano BS	Plano CD
1. Participantes ativos						
1.1. Participantes – nº	47	2.026	5.802	48	2.038	5.298
1.2. Idade Média	59,3	57,3	49,4	58,2	56,3	49,4
1.3. Serviço Creditado	33,9	32,2	20,7	32,9	31,3	22,2
1.4. Tempo para Aposentadoria	2,3	3,6	12,2	3,1	4,5	11,2
1.5. Salário Médio em R\$	9.310,61	1.974,12	8.745,27	8.929,38	1.888,55	8.761,62
2. Aposentados						
2.1. Participantes Aposentados – nº	4.829	454	553	4.933	433	550
2.2. Idade Média	69,6	62,6	62,6	68,7	61,7	61,6
2.3. Benefício Médio em R\$	3.391,01	2.906,54	1.130,39	3.137,50	2.700,47	1.072,42
3. Pensionistas						
3.1. Participantes Pensionistas – nº	1.593	115	192	1.556	95	164
3.2. Idade Média	65,9	50,9	50,4	64,7	50,6	49,7
3.3. Benefício Médio em R\$	1.208	787,95	1027,26	1.109	899	791
População Total	6.469	2.595	6.547	6.537	2.566	6.012

• **Hipóteses Atuariais e Financeiras**

	BD	BS
Tábua de Mortalidade Geral	AT 2000	AT 2000
Tábua de Entrada em Invalidez	Light F	Light F
Tábua de Mortalidade de Inválidos	AT 83	AT 83
Tábua / Taxa de Rotatividade	Nula	Nula
Taxa de Juros Atuarial	3,20%	3,36%
Taxa de Inflação Projetada	4,89%	4,89%
Taxa de Crescimento Real de Salários	2,00% a.a.	2,00% a.a.
Fator de Capacidade de Benefícios	98%	98%
Fator de Capacidade Salarial	98%	98%
Taxa real de evolução de benefícios	0%	0%
% de casados na data de aposentadoria	95%	95%
Diferença de idade entre homens e mulheres	4 anos	4 anos

## SEGURO DE VIDA

A Companhia subsidia parte dos prêmios decorrentes de uma apólice de seguro de vida para os empregados ativos. Os ex-empregados aposentados, que optaram por permanecer vinculados a essa apólice, pagam integralmente o prêmio que é estabelecido de forma coletiva para toda a massa de ativos e inativos. Todavia, dadas as características etárias das massas populacionais de ativos e inativos, o cálculo atuarial do prêmio segregado atribuível à massa inativa identifica a existência de um subsídio pós-emprego indireto pago pela Companhia.

### • Características da Massa Segurada

	<u>31/12/2012</u>	<u>31/12/2011</u>
<b>Participantes ativos</b>		
Número de participantes	3.711	3.580
Idade média	53	52,4
<b>Participantes inativos</b>		
Número de participantes	4.083	3.840
Idade média	69,4	69,0
<b>População pós-emprego elegível</b>	<b>5.382</b>	<b>5.483</b>
<b>População efetiva</b>	<b>4.083</b>	<b>3.840</b>
<b>Índice de Adesão (%)</b>	<b>75,86%</b>	<b>70,03%</b>
<b>Prêmio puro calculado/1.000</b>	<b>0,01516</b>	<b>0,0012334</b>
<b>Prêmio recolhido/1.000</b>	<b>0,012601</b>	<b>0,0010279</b>

Com base nas características apresentadas, a Companhia registra em seu passivo não circulante a avaliação atuarial para cobertura dos segurados inativos, considerando o total da apólice vigente, segregada entre as partes.

Em conformidade com as novas práticas contábeis, a Companhia adota como política contábil o reconhecimento dos ganhos e perdas atuariais apurados relativo ao benefício de seguro de vida, no período em que ocorrerem, em outros resultados abrangentes, conforme orientações do CPC 33 e IAS 19.



## PLANOS DE BENEFÍCIOS EM 31/12/2012

	Exercício de 2012				
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Consolidado
<b>ALTERAÇÕES NAS OBRIGAÇÕES</b>					
<b>Obrigações com Benefícios Projetados no Início do Exercício (a)</b>	<b>2.663.799</b>	<b>775.266</b>	<b>1.283.933</b>	<b>82.887</b>	<b>4.805.885</b>
Custo do Serviço (b)	(7.019)	7.597	37.083	1.247	38.908
Contribuições de participantes (b.1)	7.520	494	37.126	-	45.140
Custo dos Juros (c)	264.572	64.614	119.839	8.399	457.424
Benefícios pagos/adiantados (d)	(227.994)	(17.239)	(10.188)	-	(255.421)
Aquisição de quotas – Plano CD (e)	-	-	248.370	-	248.370
(Ganhos) ou Perdas atuariais (f)	731.080	330.586	-	(36.553)	1.025.113
<b>Obrigações com Benefícios Projetados no Fim do Exercício (g) = (a) + (b) + (c) + (d) + (e) + (f)</b>	<b>3.431.958</b>	<b>1.161.318</b>	<b>1.716.163</b>	<b>55.980</b>	<b>6.365.419</b>
<b>ALTERAÇÕES NOS ATIVOS FINANCEIROS</b>					
Valor Justo dos ativos no início do exercício (h)	2.407.965	1.025.085	1.278.049	-	4.711.099
Retorno esperado dos investimentos (i)	233.820	102.374	129.488	-	465.682
Contribuições patronais (j)	6.428	1.974	62.525	-	70.927
Contribuições de participantes (k)	7.112	497	62.354	-	69.963
Benefícios pagos/adiantados (l)	(227.994)	(17.239)	(10.188)	-	(255.421)
Ganhos (ou Perdas) Atuariais (m)	354.819	148.318	-	-	503.137
Compensação de quotas (n)	-	-	211.132	-	211.132
Valor justo dos ativos no fim do exercício (o) = (h) + (i) + (j) + (k) + (l) + (m) + (n)	2.782.150	1.261.009	1.733.360	-	5.776.519
<b>ESTADO DE COBERTURA NO FINAL DO EXERCÍCIO</b>					
<b>(p) = (o) – (g)</b>	<b>(649.808)</b>	<b>99.691</b>	<b>17.197</b>	<b>(55.980)</b>	<b>(588.900)</b>
Quotas a Compensar – Plano CD (q)	-	-	(17.197)	-	(17.197)
Restrição ao Reconhecimento de Ativos - Regra 58 - IAS 19(r)	-	(99.691)	-	-	(99.691)
<b>OBRIGAÇÕES NO FINAL DO EXERCÍCIO</b>	<b>(649.808)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(55.980)</b>	<b>(705.788)</b>
<b>OBRIGAÇÕES NO FINAL DO EXERCÍCIO E CONTRATOS</b>	<b>(649.808)</b>	<b>-</b>	<b>(2.523)</b>	<b>(55.980)</b>	<b>(708.311)</b>

O elevado aumento das obrigações da companhia relativas a benefícios pós emprego, avaliados segundo a Deliberação CVM nº 600/2009, se deu principalmente em função da redução da taxa de desconto utilizada no cálculo atuarial.

## PLANOS DE BENEFÍCIOS EM 31/12/2011

	Exercício de 2011				
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Consolidado
<b>ALTERAÇÕES NAS OBRIGAÇÕES</b>					
<b>Obrigações com Benefícios Projetados no Início do Exercício (a)</b>					
Custo do Serviço (b)	2.194.206	757.201	1.025.701	86.369	4.063.477
Custo dos Juros (c)	1.560	17.392	28.027	1.007	47.986
Benefícios pagos/adiantados (d)	210.893	78.659	114.286	5.132	408.970
Aquisição de quotas – Plano CD (e)	(218.040)	(15.470)	(8.278)	-	(241.788)
(Ganhos) ou Perdas atuariais (f)	-	-	124.197	-	124.197
	475.180	(62.516)	-	(9.621)	403.043
<b>Obrigações com Benefícios Projetados no Fim do Exercício (g) = (a) + (b) + (c) + (d) + (e) + (f)</b>					
	<b>2.663.799</b>	<b>775.266</b>	<b>1.283.933</b>	<b>82.887</b>	<b>4.805.885</b>
<b>ALTERAÇÕES NOS ATIVOS FINANCEIROS</b>					
Valor Justo dos ativos no início do exercício (h)	2.131.948	957.015	1.098.580	-	4.187.543
Retorno esperado dos investimentos (i)	220.359	101.420	118.509	-	440.288
Contribuições patronais (j)	5.730	1.795	51.956	-	59.481
Contribuições de participantes (k)	6.828	448	53.491	-	60.767
Benefícios pagos/adiantados (l)	(218.040)	(15.470)	(8.278)	-	(241.788)
Ganhos (ou Perdas) Atuariais (m)	261.140	(20.123)	-	-	241.017
Compensação de quotas (n)	-	-	(36.208)	-	(36.208)
Valor justo dos ativos no fim do exercício (o) = (h) + (i) + (j) + (k) + (l) + (m) + (n)	2.407.965	1.025.085	1.278.050	-	4.711.100
<b>ESTADO DE COBERTURA NO FINAL DO EXERCÍCIO (p) = (o) – (g)</b>					
	<b>(255.834)</b>	<b>249.819</b>	<b>(5.883)</b>	<b>(82.887)</b>	<b>(94.785)</b>
Quotas a Compensar – Plano CD (q)	-	-	5.883	-	5.883
Restrição ao Reconhecimento de Ativos - Regra 58 - IAS 19(r)	-	(249.819)	-	-	(249.819)
<b>OBRIGAÇÕES NO FINAL DO EXERCÍCIO</b>	<b>(255.834)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(82.887)</b>	<b>(338.721)</b>
<b>OBRIGAÇÕES NO FINAL DO EXERCÍCIO E CONTRATOS</b>	<b>(289.506)</b>	<b>-</b>	<b>(9.167)</b>	<b>(82.887)</b>	<b>(381.560)</b>

## ATIVOS GARANTIDORES POR CATEGORIA

As principais categorias de ativos dos planos ao final do período são apresentadas a seguir:

Descritivo	2012			
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Total
Valores disponíveis imediatos	465	140	182	787
Realizáveis previdenciários	1.177	308	19.114	20.599
Investimentos em títulos públicos	1.675.240	737.845	953.742	3.366.827
Investimentos em ações	257.561	111.154	121.863	490.578
Investimentos em fundos	686.696	343.457	549.869	1.580.022
Investimentos imobiliários	38.785	90	2.754	41.629
Empréstimos e financiamentos	126.269	68.642	87.383	282.294
Outros	660	-	-	660
(-) Exigíveis previdenciários	(4.703)	(627)	(1.548)	(6.878)
<b>Total dos ativos</b>	<b>2.782.150</b>	<b>1.261.009</b>	<b>1.733.359</b>	<b>5.776.518</b>

Descrição	2011			Total
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	
Valores disponíveis imediatos	323	157	188	668
Realizáveis previdenciários	84.300	482	19.246	104.028
Investimentos em títulos públicos	1.300.609	560.182	639.966	2.500.757
Investimentos em ações	228.013	98.086	113.526	439.625
Investimentos em fundos	624.892	283.057	425.844	1.333.793
Investimentos imobiliários	35.221	8.947	2.806	46.974
Empréstimos e financiamentos	119.827	64.767	72.927	257.521
Outros	19.488	8.682	4.341	32.511
(-) Exigíveis previdenciários	(4.446)	725	(796)	(4.517)
(-) Exigíveis de investimentos	(263)	-	-	(263)
<b>Total dos ativos</b>	<b>2.407.964</b>	<b>1.025.085</b>	<b>1.278.048</b>	<b>4.711.097</b>

## CUSTO PERIÓDICO LÍQUIDO

	Exercício de 2012				
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Consolidado
<b>COMPONENTES DO CUSTO PERIÓDICO</b>					
Custo do Serviço	(7.019)	7.597	37.083	1.247	38.908
Custo dos juros	264.572	64.614	119.839	8.399	457.424
Retorno esperado dos ativos financeiros	(233.820)	(102.374)	(129.487)	-	(465.681)
<b>CUSTO DOS BENEFÍCIOS NO PERÍODO</b>	<b>23.733</b>	<b>(30.163)</b>	<b>27.435</b>	<b>9.646</b>	<b>30.651</b>

## CUSTO PROJETADO DOS BENEFÍCIOS

	Exercício de 2013				
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Consolidado
<b>COMPONENTES DO CUSTO PERIÓDICO</b>					
Custo do Serviço	1.584	-	135.756	-	137.340
Custo dos juros	53.586	(8.388)	(1.469)	4.702	48.431
Contribuição de participantes	(7.698)	-	(67.878)	-	(75.576)
<b>CUSTO DOS BENEFÍCIOS NO PERÍODO</b>	<b>47.472</b>	<b>(8.388)</b>	<b>66.409</b>	<b>4.702</b>	<b>110.195</b>

## FLUXO PROJETADO DE PAGAMENTO DE BENEFÍCIOS

	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Consolidado
<b>FLUXO DE CAIXA PROJETADO</b>					
Contribuições patronais normais – 2013	7.698	-	67.878	-	75.576
Pagamentos de Benefícios					
2013	240.198	30.565	244.100	-	514.863
2014	240.278	30.815	259.873	-	530.966
2015	240.371	31.018	275.660	-	547.049
2016	240.366	31.117	285.570	-	557.053
2017	240.155	31.242	293.427	-	564.824
2018-2022	1.181.751	156.871	1.539.074	-	2.877.696

## MOVIMENTAÇÃO DE BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO EM OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES

Descrição	Planos de Previdência	Seguro	Total
<b>Saldo Anterior</b>	<b>(510.417)</b>	<b>(48.177)</b>	<b>(558.594)</b>
Ganhos e perdas atuariais	(537.019)	36.553	(500.466)
(-) IRPJ/CSLL	271.172	(18.458)	252.714
<b>Saldo atual</b>	<b>(776.264)</b>	<b>(30.082)</b>	<b>(806.346)</b>

## HISTÓRICO DE EXPERIÊNCIA DOS PLANOS

Os históricos dos registros pela experiência dos planos de benefício definido estão apresentados a seguir:

Plano Benefícios Definidos	2012	2011	2010	2009
Valor presente da obrigação de benefícios definidos	3.431.958	2.663.799	2.194.206	2.073.473
Valor justo dos ativos do plano	(2.782.150)	(2.407.964)	(2.131.948)	(2.323.390)
Déficit / (Superávit)	649.808	255.835	62.258	(249.917)
Ajustes pela experiência nos passivos do plano	731.080	475.180	123.948	(151.621)
Ajustes pela experiência nos ativos do plano	354.818	261.140	(286.728)	571.581

Plano de benefício saldato	2012	2011	2010	2009
Valor presente da obrigação de benefícios definidos	1.161.318	775.266	757.201	642.135
Valor justo dos ativos do plano	(1.261.009)	(1.025.085)	(957.015)	(642.135)
Déficit / (Superávit)	(99.691)	(249.819)	(199.814)	-
Ajustes pela experiência nos passivos do plano	330.585	(62.516)	46.245	(105.568)
Ajustes pela experiência nos ativos do plano	148.318	(20.123)	265.315	(78.461)

## PASSIVO ATUARIAL DOS PLANOS PREVIDENCIÁRIOS CONTRATADOS

A Companhia possuía em 31/12/2012 contratos assinados com a Fachesf, relativos aos planos previdenciários, no valor de R\$ 2.523 (R\$ 298.672, em 2011).

TIPO	31/12/2012	31/12/2011
Contrato nº CF 01.1.266-017-A/8	-	289.505
Contrato nº CF 03.1.337-013	2.523	9.167
<b>TOTAL</b>	<b>2.523</b>	<b>298.672</b>

Os contratos assinados entre as partes prevê cláusula de ajuste anual relacionada ao valor da dívida em consonância com os valores determinados por meio de cálculos atuariais, mediante aditamentos contratuais.

A avaliação atuarial é intrinsecamente incerta e, portanto, está sujeita a alterações quando da revisão atuarial realizada anualmente.

## OUTROS BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS

Além dos benefícios concedidos por intermédio dos planos de previdência complementar, a Companhia oferece outras vantagens a seus empregados, tais como: plano de saúde, seguro de vida, auxílio refeição, auxílio transporte e auxílio educação, que são periodicamente negociadas por ocasião dos acordos coletivos de trabalho. No exercício, a Companhia despendeu com essas rubricas o montante de R\$ 142.950 (R\$ 135.330, em 2011).

## 25 – RISCOS TRIBUTÁRIOS, CÍVEIS, TRABALHISTAS E AMBIENTAIS

Controladora			
	Provisão em 31/12/2011	Adições (reversões)	Baixas
			Provisão em 31/12/2012
Trabalhistas	109.721	23.496	(5.696)
Cíveis	803.197	448.029	(982)
Fiscais	10.631	37	252
<b>Total</b>	<b>923.549</b>	<b>471.562</b>	<b>(6.426)</b>

Consolidado			
	Provisão em 31/12/2011	Adições (reversões)	Baixas
			Provisão em 31/12/2012
Trabalhistas	109.745	23.562	(5.696)
Cíveis	803.910	448.029	(982)
Fiscais	10.853	(13)	252
<b>Total</b>	<b>924.508</b>	<b>471.578</b>	<b>(6.426)</b>

A Chesf e suas controladas em conjunto são partes em processos judiciais, perante vários tribunais e órgãos governamentais, oriundos do curso normal de suas operações, envolvendo questões tributárias, cíveis e trabalhistas.

A Chesf, em atendimento às práticas contábeis adotadas no Brasil, adota o procedimento de classificar as causas impetradas contra a Companhia em função do risco de perda, baseada na opinião de seus consultores jurídicos, da seguinte forma:

- São constituídas provisões para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado **provável**;
- São divulgadas em notas explicativas as informações correspondentes às causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado **possível**;
- Para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado **remoto**, somente são divulgadas em notas explicativas as informações que, a critério da administração, sejam julgadas de relevância para o pleno entendimento das demonstrações financeiras.

As contingências da área Trabalhista são compostas na sua maioria de ações relativas a periculosidade; horas extras; contribuições à Fachesf, em regime de solidariedade; e de verbas rescisórias decorrentes de inadimplências de empresas terceirizadas.

As Cíveis de maior peso são reclamações de caráter indenizatório, desapropriações e de recomposição financeira de contratos.

Na área Tributária há questões envolvendo, basicamente, ações anulatórias de autos de infração; pleitos de ressarcimento de créditos (PIS/Pasep e Cofins) e outros tributos singulares.

Todas essas contingências estão tendo as devidas defesas pela Companhia, tendo sido constituídos os pertinentes depósitos judiciais, quando requeridos.

1) Destacam-se as seguintes ações com **risco de perda provável**:

- 1.1) A Chesf é autora de um processo judicial no qual pede a declaração de nulidade parcial de aditivo (Fator K de correção analítica de preços) ao contrato de empreitada das obras civis da Usina Hidrelétrica Xingó, firmado com o Consórcio formado pela Companhia Brasileira de Projetos e Obras – CBPO, CONSTRAN S.A. – Construções e Comércio e Mendes Júnior Engenharia S.A., e a devolução de importâncias pagas, a título de Fator K, no valor de aproximadamente R\$ 350 milhões, em dobro.

A ação foi ajuizada perante a Justiça Federal, mas a decisão do Tribunal Regional Federal da 5ª Região determinou a sua tramitação perante a Justiça Estadual de Pernambuco. A ação ajuizada pela Companhia foi julgada improcedente. A reconvenção apresentada pelas rés foi julgada procedente pelo Juízo da 12ª Vara Cível da Comarca do Recife, e a decisão foi mantida pela 2ª Câmara Cível do Tribunal de Justiça de Pernambuco.

A Chesf e a União Federal, sua assistente neste processo, apresentaram recursos especiais e extraordinários, discutindo a decisão no feito principal e decisões prolatadas, que podem resultar na anulação do processo. O Superior Tribunal de Justiça, em agosto de 2010, deu provimento a um desses recursos especiais apresentado pela Chesf, reduzindo o valor da causa, o que implica substancial redução nos honorários a serem eventualmente pagos na ação principal. O mesmo STJ negou provimento aos demais recursos especiais apresentados pela Chesf e União Federal, mantendo, portanto, a decisão do Tribunal de Justiça de Pernambuco, que julgou improcedente a ação declaratória movida pela Chesf e julgou procedente a reconvenção apresentada pelas rés. Nesse julgamento, o STJ reduziu substancialmente a condenação em honorários. As partes ainda não foram intimadas dessas decisões, contra as quais ainda há possibilidade de apresentação de recursos. Em 30/09/2012 aguardava-se, ainda, a intimação das partes quanto as decisões proferidas pelo STJ.

Em novembro/1998, as rés apresentaram pedido de execução provisória da decisão, no valor de R\$ 245 milhões, estando o processo suspenso por determinação do Ministro Presidente do STJ (PET 1621). Essa Liminar foi objeto de Agravo Regimental por parte do Consórcio, o qual foi julgado em 24/06/2002, mantendo-se por unanimidade a Liminar antes concedida pelo Presidente do STJ, ficando, desta forma, afastada a possibilidade de execução das quantias resultantes do processo, antes do trânsito em julgado da decisão final.

Posteriormente as rés apresentaram perante o Juízo da 12ª Vara Cível do Recife processo de liquidação da decisão, com a finalidade de apurar o valor atual da condenação, na hipótese de serem negados todos os recursos da Chesf e da União Federal.

Nos autos dessa ação de liquidação o Juiz da 12ª Vara Cível reconheceu que a competência para apreciar a demanda é da Justiça Federal, considerando a presença da União como parte interessada no feito. Inconformado com essa decisão, o Consórcio Xingó interpôs agravo de instrumento, tendo o Tribunal de Justiça de Pernambuco alterado essa decisão e determinado que a competência para julgamento do processo de liquidação é da Justiça Comum Estadual. Contra essa decisão do TJPE, foram interpostos recursos especial e extraordinário, pela Chesf e pela União Federal. Em outubro/2010 referidos recursos foram julgados em desfavor da Chesf e da União, salvo na parte referente aos honorários dos patronos do Consórcio, que foram reduzidos. Em 31/03/2011, aguardava-se a publicação dos acórdãos correspondentes.

Posteriormente, o Juiz Substituto na 12ª Vara Cível da Comarca do Recife proferiu sentença julgando o processo de liquidação e fixando o valor da condenação em R\$ 842.469, havendo a Chesf interposto, contra essa decisão, os cabíveis embargos de declaração, considerando que a sentença deixou de se manifestar sobre diversas impugnações apresentadas pela Chesf em torno do laudo pericial oferecido pelo perito do juízo.

Julgando esses embargos de declaração, o Juiz da 12ª Vara Cível extinguiu o processo de liquidação, por considerar que a matéria ainda se encontrava *sub judice* no STJ. Contra essa decisão o Consórcio Xingó interpôs agravo de instrumento para o Tribunal de Justiça de Pernambuco. A 6ª Câmara Cível do TJPE ao apreciar a matéria, em 26/05/2011, converteu o agravo de instrumento em apelação e julgou-a procedente. Contra essa decisão a Chesf interpôs Embargos de Declaração, ainda *sub judice*. Em 31/12/2011 encontravam-se em tramitação no STJ embargos de declaração interpostos pelo Consórcio Xingó, no que se refere à decisão daquela corte em torno do valor da causa e dos honorários de sucumbência, devidamente contra-arrazoados pela Chesf e no TJPE os mesmos embargos interpostos pela Chesf conforme anteriormente informado. Em 23/03/2012 o TJPE julgou os embargos interpostos pela Chesf e a União mas, como não fez de forma clara, novos embargos foram interpostos, no prazo legal, para se obter o devido esclarecimento sobre o conteúdo da decisão. Em 04.12.2012 os embargos de declaração interpostos pela Chesf e associados ao RESP 726.446 entraram em pauta de julgamento pela 2ª Turma do STJ, havendo o Ministro

Herman Benjamin pedido vista os autos, o que ensejou a suspensão do julgamento, situação que permanecia em 31/12/2012.

Considerando o andamento do processo e todos os julgamentos aos recursos até então apresentados a Administração da Companhia, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos revisou seus cálculos que levaram em conta a suspensão do pagamento das parcelas relativas ao Fator K e suas respectivas atualizações monetárias, elevando a provisão atualmente constituída, no Passivo Não Circulante, para o montante de R\$ 723.256, e, 31/12/2012, para fazer face a eventuais perdas decorrentes deste assunto. Esta provisão corresponde à glosa parcial do Fator K entre julho de 1990 e dezembro de 1993, em obediência à Lei nº 8.030/1990, e suspensão integral do pagamento do Fator K, no período de janeiro de 1994 a janeiro de 1996, por entendimento da Companhia. Em 31/12/2012 a situação relatada anteriormente permanecia inalterada.

Inexiste previsão de tempo para o desfecho desta lide.

- 1.2)** Ação de Indenização de 14.400 ha. de terra na Fazenda Aldeia, proposta na Comarca de Sento Sé (BA), pelo Espólio de Aderson Moura de Souza e esposa (Proc. 0085/1993). A Sentença de primeiro grau julgou procedente o pedido condenando a Chesf no valor de R\$ 50.000, correspondente a principal mais juros e correção monetária. Em 31/12/2008, a Chesf havia interposto recurso para o Tribunal de Justiça da Bahia. Em 31/03/2009 o processo foi transferido para a Justiça Federal face intervenção da União Federal na qualidade de assistente. Em 30/09/2009 a Chesf não tinha sido notificada sob a redistribuição dos autos. Em 30/06/2011 foi julgado parcialmente procedente recurso de apelação interposto pela Chesf perante o Tribunal Regional Federal da 1ª Região, sendo negado provimento à apelação do autor, conforme acórdão publicado em 24/06/2011. Em 30/09/2011 foi ajuizada ação rescisória perante o Tribunal Regional Federal da Primeira Região. Em 31/12/2011 a liminar havia sido deferida para ordenar a interrupção da execução do processo principal. A Companhia possui em seu passivo não circulante provisão para suportar eventual perda nesta Ação no valor de R\$ 100.000. Em 31/12/2012, estava a ação rescisória ainda pendente de julgamento.
- 1.3)** Ação Civil Pública proposta pelo Ministério Público de Pernambuco – MPPE em Petrolândia (Proc. 81643-3), resultante de direito de reassentamento de trabalhadores rurais afetados pela construção da UHE Itaparica. O Autor afirma ser inexistente por carência de legitimidade o acordo firmado pelo Sindicato dos Trabalhadores Rurais, em 06/12/1986, e requer a diferença das verbas de manutenções temporárias pagas no período, dando à causa o valor atualizado de aproximadamente R\$ 87.000. Recurso de Apelação da Chesf, alegando a ilegitimidade do MPPE para o feito teve provimento pelo Tribunal de Justiça de Pernambuco - TJPE, contudo, o STJ, em grau de recurso especial proposto pelo Autor reconheceu a legitimidade do MPPE e determinou a remessa dos autos ao TJPE. Em 19/04/2010, julgando o mérito da Apelação da Chesf, o TJPE, à unanimidade, negou-lhe provimento. A Chesf interpôs conjuntamente Recurso Especial e Recurso Extraordinário e correspondentes agravos de instrumento. Em 31/12/2011 o STJ havia concedido provimento ao agravo de instrumento da Chesf determinando a subida do Recurso Especial, o qual se encontra concluso com o relator, em 30/09/2012. Em 07/11/2012 foi proferida decisão que negou seguimento ao Recurso Especial da Chesf. Contra essa decisão, a Chesf apresentou Recurso de Agravo Regimental, o qual, em 31/12/2012, encontra-se pendente de julgamento. A Companhia possui em seu passivo não circulante, provisão para suportar eventual perda nesta Ação no valor de R\$ 87.000.



- 2) A Chesf possui ações não provisionadas, com **risco de perda possível**, conforme distribuição a seguir:

Contingências	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Trabalhistas	63.986	53.852	65.796	55.985
Cíveis e fiscais	1.281.275	783.016	1.298.479	786.866
<b>Total</b>	<b>1.345.261</b>	<b>836.868</b>	<b>1.364.275</b>	<b>842.851</b>

- 2.1) Dentre essas destacam-se as seguintes:

- 2.1.1) Ação de indenização ajuizada pelo Consórcio formado pelas empresas CBPO/CONSTRAN/Mendes Júnior, na qual pede a condenação da Companhia e o pagamento de compensação financeira adicional, em virtude de atraso no pagamento das faturas do contrato referente à Usina Hidrelétrica Xingó, ajuizada em 08/06/1999, para as faturas emitidas após 30/04/1990. Na aludida ação, as autoras formularam pedidos genéricos, limitando-se a apontar a existência de um suposto direito a compensação financeira, remetendo a apuração dos valores para a liquidação da sentença.

A Companhia contestou a ação e pediu que a União Federal fosse admitida nos feitos, com a remessa do processo a uma das Varas da Justiça Federal em Pernambuco. O Consórcio apresentou petição falando sobre o pedido de admissão da União nos feitos.

Após a apresentação da perícia e os esclarecimentos adicionais, foi realizada audiência em agosto de 2005, determinando-se a apresentação de razões finais até o dia 17/10/2005.

Posteriormente, a ação foi julgada procedente, sendo a Chesf condenada a pagar aos autores a importância de R\$ 23.766, a preços de setembro de 2004 (R\$ 51.568, segundo cálculos da Chesf, em 31/03/2010). Contra essa decisão, a Chesf interpôs recurso de apelação, a ser julgado pelo Tribunal de Justiça de Pernambuco.

No TJPE, o Relator do recurso proferiu decisão declarando a nulidade da sentença, por ter sido proferida por Juiz incompetente, em vista da intervenção da União Federal no feito, e determinou o envio dos autos à Justiça Federal.

- 2.1.2) Ação cível pública proposta contra a Companhia pela Associação Comunitária do Povoado do Cabeço e Adjacências, no Estado de Sergipe, no valor de R\$ 368.548, perante a 2ª Vara Federal em Sergipe (processo nº 20028500002809-6), tem por objeto obter compensação financeira em decorrência de alegados danos ambientais causados aos pescadores do Cabeço, a jusante da UHE Xingó e provocados pela construção desta Usina.

A ação foi proposta na Justiça Federal, em 27/06/2002, e contestada no prazo legal. Após uma sequência de incidentes processuais, que não afetaram a causa nem o pedido, o juiz da causa determinou, em 31/08/2005, a inclusão do Ibama, IMA-AL, CRA-BA, União Federal e Adema-SE no pólo passivo da ação, ordenando a citação dessas entidades.

Em 30/09/2005 aguardava-se o cumprimento dos mandados de citação. Em 30/09/2006, os autos se encontravam conclusos para o Juiz, após a juntada da procuração dos novos patronos da Chesf. Em 31/12/2006, o processo se encontrava suspenso por despacho do Juiz, aguardando julgamento de agravo de instrumento interposto pelo autor perante o Tribunal Regional Federal da 5ª Região. Ainda não julgado. Os litisconsortes da Chesf (União Federal, Ibama, IMA-AL, CRA-BA e Adema-SE) já haviam sido citados. Em 12/09/2007, o juiz proferiu despacho no seguinte teor: "Aguardar a informação do trânsito em julgado da decisão do agravo, devendo a Chesf comunicar". Considerando que o agravo de instrumento interposto pela Chesf foi denegado, esta Companhia interpôs embargos declaratórios contra essa decisão, os quais se encontravam pendentes de julgamento em 31/03/2008.

Por outro lado, na comarca de Brejo Grande/SE, havia também uma ação civil pública proposta contra a Chesf pela Associação Comunitária do Povoado do Cabeço e Saramém, à qual foi atribuído o valor de R\$ 309.114 com os mesmos propósitos da demanda anteriormente comentada, encontrando-se esse feito abandonado pela parte autora desde fevereiro de 2005. O último movimento processual ocorreu em novembro/2007, quando o juiz determinou a intimação do Ministério Público a se pronunciar sobre a ação. Em 31/03/2008, o processo permanecia parado e ainda sem manifestação do Ministério Público. Em 30/06/2008, o juiz da Comarca de Brejo Grande havia proferido decisão reconhecendo a incompetência da justiça estadual para apreciar o feito, determinando a remessa dos autos para a Justiça Federal. Em 30/09/2008, os autos se encontravam com vistas para o Ibama. Em 31/12/2008, aguardava-se a devolução dos autos pelo Ibama. Em 19/02/2009 essa ação, que havia sido remetida, por competência, para a Justiça Federal, foi considerada processualmente conexa

com outra ação de caráter semelhante que ali já era apreciada – transcrita no início -, passando ambas a tramitar conjuntamente a partir daquela data.

Em 13/06/2008 foi publicado despacho do juiz determinando a citação da União e do Ibama, bem como a intimação da parte autora para se manifestar sobre os termos da contestação. Em 30/09/2008, os autos se encontravam com vistas para o Ibama. Em 31/12/2008, aguardava-se a realização de audiência de conciliação, prevista para 19/02/2009. Não tendo ocorrido conciliação na audiência de 19/02/2009, o juiz determinou novas providências para o andamento do processo. Nessa audiência, o juiz tomou conhecimento da existência de ação judicial com objetivo semelhante, que corria perante a Vara Cível da Comarca de Brejo Grande/SE e que havia sido remetida, por competência, para a Justiça Federal, sendo distribuída para sua jurisdição. Em vista disso, o juiz decidiu reconhecer a conexão processual entre as duas demandas, passando ambas, a partir daquela data, a tramitar conjuntamente. Foi, então, fixada a data de 14/05/2009 para realização de nova audiência com a finalidade de se decidir sobre a natureza da prova processual a ser colhida, inclusive realização de perícia. Nesta audiência, o juiz estabeleceu o prazo de 03 (três) meses para as partes apresentarem quesitos para perícia. Foi fixada a data de 15/09/2009 para a realização de audiência para delimitação do objeto da perícia, devendo a Chesf apresentar, com essa finalidade, minuta de Termo de Referência. Em 30/09/2009 o juiz que preside o feito havia adiado a audiência prevista para o dia 15/09/2009 para o dia 22/10/2009. Nessa audiência, o juiz fixou uma nova para o dia 02/03/2010, com a finalidade de nomeação do perito do juízo e determinação do prazo para a realização da perícia, onde foi realizado também o saneamento do processo e designado o dia 08/06/2010 para a instrução. Também foram discutidas particularidades em torno da perícia a ser realizada, havendo o Sr. Juiz decidido pela realização de nova audiência para nomeação do perito oficial e para indicação dos assistentes técnicos das partes e instalação da perícia. Não houve fixação de data para essa nova audiência. Em julho de 2010 foi publicada decisão invertendo o ônus da prova e o ônus financeiro para sua realização, determinando que o custo da perícia seja suportado pela Chesf. Foi interposto agravo de instrumento contra a decisão que inverteu o ônus da prova e o ônus financeiro. Em agosto de 2010 houve a publicação do despacho do Desembargador Relator Francisco Barros Dias, convertendo o agravo de instrumento em agravo retido, e determinando a remessa dos autos ao juízo de origem, onde em 03/08/2010 foi publicado despacho do juiz da 2ª Vara da JF/SE mantendo a decisão agravada pelos seus próprios fundamentos e determinando que se aguarde por 90 (noventa) dias eventual atribuição de efeito suspensivo pelo Egrégio TRF 5ª. Em 09/08/2010, a Companhia opôs Embargos Declaratórios contra a decisão que converteu o Agravo de Instrumento em Agravo Retido. Em setembro de 2010, foi publicado despacho negando provimento aos Embargos Declaratórios opostos pela Chesf. Foi Interposto Agravo Legal contra a decisão que converteu o Agravo de Instrumento retido. Em 18/10/2010 foi publicada decisão do Desembargador Federal Relator recebendo o Agravo Legal interposto como pedido de reconsideração e indeferindo-o. Em 31 de dezembro de 2010 o citado recurso encontrava-se pendente de julgamento no TRF. O Desembargador relator indeferiu o agravo legal interposto pela Chesf e, em 29 de março de 2011, o juiz de primeira instância nomeou equipe de peritos para produção de laudo. Em 08/04/2011 a Chesf apresentou em juízo a relação dos seus assistentes técnicos e os seus quesitos periciais. Em 30/09/2011 aguardava-se a realização de audiência, determinada para o dia 30/11/2011, para a definição da melhor forma de operacionalização do início dos trabalhos periciais. Nessa audiência, o juiz determinou que a Chesf efetivasse até 31/01/2012 um depósito de R\$ 50 em conta bancária, à disposição daquele juízo para fazer face às despesas com os peritos judiciais. Também ficou estabelecida a data de 29/02/2012 para a realização de audiência envolvendo o juiz e os peritos por ele nomeados, sem a presença das partes, para determinação dos rumos dos trabalhos periciais. O depósito judicial determinado pelo magistrado foi efetivado pela Chesf em 31/01/2012. Em 15/02/2012 foi publicado despacho do juiz cancelando as audiências anteriormente fixadas para os dias 28 e 29 daquele mês, a digitalização das peças processuais entre os dias 27/03/2012 e 13/04/2012 e o envio dessas peças aos peritos, por meio eletrônico, aos quais foi conferido um prazo de trinta (30) dias para exame da matéria e efetivação de proposta sobre honorários periciais. A situação anteriormente relatada permanecia inalterada em 30/09/2012. Em 31/12/2012, a situação anteriormente informada permanecia inalterada. Entretanto, em 09/01/2013 o juiz que preside o feito prolatou despacho relatando os últimos andamentos processuais e, considerando a ausência de resposta dos peritos por ele nomeados, designou audiência para fevereiro/2013 para maior esclarecimento do teor da prova, dos seus parâmetros e demais circunstâncias da perícia a se realizar, determinando a intimação dos senhores peritos para, no prazo de quinze (15) dias, para que cumpram as diligências que lhes foram determinadas, sob pena de multa.

Suportada em avaliação dos advogados que patrocinam as causas pela Companhia, a expectativa da Administração sobre a possibilidade de perda dessas ações é possível, quanto ao insucesso da defesa, e remota quanto aos valores dos pedidos.

- 2.1.3)** Ação ordinária proposta pela AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia (proc. 2002.34.00.026509-0 – 15ª Vara Federal-DF) visando à contabilização e liquidação pela Aneel das transações do mercado, relativa à exposição positiva (lucro) verificada em razão da não opção pelo alívio (seguro) feita em dezembro de 2000. Decisão interlocutória proferida no bojo do Agravo de Instrumento da AES SUL (Processo nº 2002.01.00.040870-5) interposto contra a Aneel, resultou num débito de aproximadamente R\$ 110.000, com pagamento estipulado para o dia 07/11/2008.

Para suspender a exigibilidade do débito, foram adotadas naquela oportunidade (dias 03 a 07/11/2008), as seguintes providências jurídicas: 1) ajuizamento de Pedido de Suspensão de Liminar no STJ; 2) impetração de Mandado de Segurança perante o Tribunal de Justiça do Distrito Federal - TJDF; 3) protocolização de petição postulando o ingresso da Chesf no processo, na condição de litisconsorte passiva necessária. Foram acolhidos os procedimentos 2 e 3, com a consequente reforma da liminar e suspensão do débito em questão. A Chesf ingressou na lide como litisconsorte passiva necessária e contestou a ação, que se encontra em fase de especificação de provas. Em 31/12/2011 o Tribunal Regional Federal da 1.ª Região havia julgado procedente o mandado de segurança interposto pela Chesf (medida 2), tendo a AES ingressado com Recurso Especial, que após negado provimento, interpôs recurso de apelação. A Ação foi julgada improcedente e os embargos de Declaração rejeitados, havendo assim, a apresentação de recurso de apelação pelo autor. Em 31/12/2012, haviam sido oferecidos contrarrazões pela Chesf, estando pendente de apreciação a remessa para o TRF – 1.ª Região. Com base na avaliação de seus assessores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante estimado de R\$ 86.000.

- 2.1.4)** Ação declaratória com pedido de indenização (Proc. nº 7125-2009/434-78.2009.8.06.0115) proposta pela Carbomil Química S.A. objetivando uma indenização em decorrência da instalação de linha de transmissão de energia elétrica na mina Lajedo do Mel, localizada nos municípios de Jaguaruana e Quixeré, no Ceará, e Baraúna, no Rio Grande do Norte. Foi realizada perícia e, em seguida, a Companhia elaborou o incidente processual, protocolizando uma exceção de incompetência, que veio a ser negada. O processo tem estimativa de perda possível no valor de R\$ 70.000. A ação julgada procedente, havendo a Chesf apresentado apelação em 30/09/2012. Foi proposta execução de honorários atribuídos pelo juiz da causa a incidente de incompetência relativa, tendo sido manejada pela Chesf objeção de pré-executividade, bem como mandado de segurança a fim de obstar o pagamento dessa verba. No Mandado de Segurança impetrado pela Chesf, decisão do TJCE determinou a anulação dos atos praticados e a remessa dos autos à Justiça Federal. Em 31/12/2012, essa decisão encontrava-se no prazo recursal.
- 2.1.5)** Ação civil pública proposta pelo Ministério Público Federal junto à subseção Judiciária de Paulo Afonso – BA (processo n.º 2490-83.2012.4.01.3306) onde, em síntese, persegue a obtenção de decreto judicial que declare a inexistência do Aditivo ao Acordo de 1986, celebrado no ano de 1991, firmado entre a Chesf e os representantes do Polo Sindical dos Trabalhadores Rurais do Submédio São Francisco. O valor atribuído à causa foi de R\$ 1.000.000. Em 30/09/2012 o processo ainda se encontrava em fase postulatória, com a apresentação da contestação por parte da Chesf. Em 31/12/2012, o processo encontra-se concluso, em fase de instrução.

- 3)** Com **risco de perda remoto** destaca-se a seguinte ação:

- 3.1)** Apesar de ser considerada pelos administradores, suportados pelos consultores jurídicos da Companhia, como de risco de perda remoto, existe uma ação de cobrança em andamento movida pela Construtora Mendes Júnior S.A., contratada para a construção da Usina Hidrelétrica Itaparica, por alegados prejuízos financeiros resultantes de atraso no pagamento de faturas por parte da Companhia.

A referida Ação de Cobrança está baseada na Ação Declaratória julgada procedente para o fim de declarar a existência de uma relação de crédito da Mendes Júnior junto à Chesf, assegurando ressarcimento financeiro.

Nesta ação de cobrança a Construtora Mendes Júnior S.A. obteve sentença do Juízo da 4ª Vara Cível, posteriormente anulada, que condenava a Chesf ao pagamento da quantia que, incluindo honorários advocatícios e correção monetária até o mês de agosto de 1996, calculado segundo critério determinado pelo juízo, seria de aproximadamente R\$ 7 bilhões, valor não atualizado desde então.

Após decisão do Superior Tribunal de Justiça de não conhecer recurso especial interposto pela Construtora Mendes Júnior e confirmar decisão da 2ª Câmara Cível do Tribunal de Justiça de Pernambuco, que anulou a sentença, determinando ainda a redistribuição do processo a uma das Varas Federais de Pernambuco, o processo foi encaminhado à 12ª Vara Federal, tomando o número 2000.83.00.014864-7, para ser feita nova perícia e ser proferida nova sentença.

A Perícia foi apresentada. Devendo ser destacado que o Perito, respondendo a quesito da Chesf, declarou “não ser possível, a partir da análise dos registros contábeis da Mendes Júnior, afirmar ter ela captado, nos períodos em que ocorreram atrasos no pagamento das faturas, recursos no mercado financeiro, especificamente para o financiamento da obra de Itaparica”. Essa resposta foi confirmada pela análise feita pelo Assistente Técnico da Chesf, que incluiu criterioso exame das demonstrações financeiras da Mendes Júnior. Com base nesses resultados, a Chesf pediu a improcedência total da ação.

O Ministério Público Federal apresentou manifestação com pedido de declaração de nulidade de todo o processo e, no mérito, pediu a improcedência da ação.

A ação foi julgada procedente em parte, conforme sentença publicada em 08/03/2008. Contra a sentença, a Chesf apresentou embargos de declaração, acatados pela MM. Juíza por meio de decisão que esclareceu alguns pontos da sentença relativos à apuração de eventual dívida da Chesf com a Mendes Júnior.

A Chesf apresentou recurso de apelação, em que pediu a improcedência total da ação; considerando que, nesta ação de cobrança, cabia à Mendes Júnior, para fazer jus a alguma espécie de ressarcimento financeiro, em cumprimento à decisão proferida na Ação Declaratória anteriormente ajuizada, comprovar que captou recursos especificamente para o financiamento da obra de Itaparica, em decorrência do atraso da Chesf no pagamento de algumas faturas; e que as despesas financeiras que teve, com essa captação de recursos, teriam sido superiores ao total de acréscimos pagos pela Chesf, em decorrência desses atrasos. A União Federal e o Ministério Público Federal apresentaram recursos no mesmo sentido que o apresentado pela Chesf.

Em sessão realizada em 25/10/2010, o Tribunal Regional Federal da 5ª Região deu provimento aos recursos interpostos pela Chesf, União e Ministério Público Federal, e julgou a aludida ação inteiramente improcedente. Há informação de apresentação de recursos especiais e extraordinários pela Construtora Mendes Júnior e pela União, embora a Chesf não tenha sido intimada para apresentar contra-razões a esses recursos. Em 31/12/2011 aguardava-se o pronunciamento do TRF 5ª Região sobre o seguimento do recurso extraordinário da Mendes Júnior, cujo recurso especial já houvera sido indeferido pela mesma corte. Contra essa decisão, a Mendes Júnior interpôs agravos de instrumento. Em 31/12/2012 os agravos interpostos pela Mendes Júnior haviam subido para Superior Tribunal de Justiça – ARESP 205.843 (2012/0155289-6), sendo que, naquela instância, o Ministério Público Federal emitiu parecer opinando pelo não provimento dos agravos.

Considerando a existência da decisão do Tribunal Regional Federal da 5ª Região, informamos ser remoto o risco de a Chesf vir a ter perda nesta ação.

### 3.2) Riscos ambientais

A Chesf, em decorrência de suas atividades operacionais, possui ações judiciais de natureza ambiental que não estão provisionadas por envolverem riscos de perda classificados pela Administração e por seus consultores jurídicos como *possíveis* ou *remotos*. Com base na opinião desses consultores jurídicos, a Administração acredita que a resolução dessas questões não produzirá efeito material adverso sobre a sua situação financeira e, com base em histórico, acredita que nenhuma provisão ou seguro para perdas, relacionados às questões ambientais, seja necessário.

## 26 – PROVISÃO PARA CONTRATO ONEROSO

A Companhia realizou, em 31/12/2012, teste de suas unidades de geração e transmissão visando identificar a capacidade de individualmente gerarem benefícios econômicos superiores aos custos necessários para satisfazerem suas obrigações.

Como resultado deste teste, foram realizadas as seguintes provisões:

	Controladora e consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011
Camaçari	357.043	-
Itaparica	1.018.534	-
Jirau	711.375	-
Complexo Paulo Afonso	34.107	-
Contrato Transmissão 61/2001	84.139	-
Compra de energia	98.358	-
	<b>2.303.556</b>	<b>-</b>

A onerosidade apresentada nos contratos acima são decorrentes do custo de implantação do Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário – PIDV e do preço de R\$ 67,00 (sessenta e sete reais), que representa o valor do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD médio dos últimos 10 anos, para venda de energia descontratada, adotados como premissa para as empresas do Sistema Eletrobras.

## 27 – CONCESSÕES A PAGAR – USO DO BEM PÚBLICO

A Companhia, por intermédio de suas controladas em conjunto ESBR Participações S.A. e Norte Energia S.A., possui contratos de concessão onerosa com a União Federal para a utilização do bem público para a geração de energia elétrica nas usinas hidrelétricas Jirau e Belo Monte, respectivamente.

Buscando refletir adequadamente no patrimônio a outorga onerosa da concessão e a respectiva obrigação perante a União a partir da análise da característica dos negócios, dos contratos e do estágio dos empreendimentos, o valor das concessões das Usinas Jirau e Belo Monte foi registrado no ativo intangível em contrapartida do passivo não circulante.

O valor identificado no contrato, calculado a preço futuro com base na projeção da variação monetária, foi ajustado a valor presente com base na taxa de desconto apurada na data da obrigação.

A atualização da obrigação em função da taxa de desconto e da variação monetária está sendo capitalizada no ativo durante a construção das Usinas e será, a partir da data da entrada em operação comercial, reconhecida diretamente no resultado.

### 27.1 - Composição

	Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011
<b>Ativo não circulante</b>		
Jirau	22.436	19.888
Belo Monte	23.073	21.753
<b>Total Ativo</b>	<b>45.509</b>	<b>41.641</b>
<b>Passivo não circulante</b>		
Jirau	22.436	19.888
Belo Monte	23.073	21.753
<b>Total Passivo</b>	<b>45.509</b>	<b>41.641</b>

## 27.2 - Vencimentos das parcelas do passivo não circulante

	Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011
2014	1.995	1
2015	3.858	1.757
2016	3.869	1.767
Após 2016	35.787	38.116
<b>Total Não Circulante</b>	<b>45.509</b>	<b>41.641</b>

## 27.3 - Movimentação do passivo

	Consolidado
<b>Saldo em 31/12/2011</b>	<b>41.641</b>
Ingressos	1.320
Encargos	2.548
<b>Saldo em 31/12/2012</b>	<b>45.509</b>

## 28 - ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL - AFAC

Com a finalidade de cobrir o programa de investimentos e as inversões financeiras em SPEs, a nossa Controladora, a Eletrobras, liberou em 2011 recursos provenientes de parte dos dividendos do exercício de 2010 no montante de R\$ 1.293.000, sob a forma de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital.

O aumento de capital proveniente desse Adiantamento para Futuro Aumento de Capital – AFAC ocorreu neste exercício por meio da 166ª Assembléia Geral Extraordinária - AGE, de 28/12/2012.

## 29 – COMPROMISSOS

### 29.1 – Compra de energia

Referem-se a contratos assinados pelas empresas apresentadas abaixo, com empresas geradoras para compra de energia elétrica:

#### Controladora

Empresa	Valores apresentados em R\$			
	2013	2014/2015	2016/2017	Após 2017 (pagamento remanescente)
Chesf (MW/h)	5.483.112	4.550.575	3.298.272	18.886.560
Preço médio (R\$)	125,28	144,30	139,28	139,11

#### Consolidado

Empresas	Valores apresentados em R\$			
	2013	2014/2015	2016/2017	Após 2017 (pagamento remanescente)
Chesf	4.626.709	1.399.362	1.413.295	3.350.677
ESBR	-	-	-	-
Norte Energia	-	-	-	-
São Pedro do Lago	9.314	-	-	-
Pedra Branca	8.608	-	-	-
Sete Gameleiras	8.820	-	-	-
Junco I	-	-	-	-
Junco II	-	-	-	-
Caiçara I	-	-	-	-
Caiçara II	-	-	-	-
Energética Aguas da Pedra	-	-	-	-
Quantidade (MW/h)	4.653.451	1.399.362	1.413.295	3.350.677
Preço médio (R\$)	122,19	100,73	101,81	86,52



## 29.2 – Venda de energia

### Controladora

Empresa	Valores apresentados em R\$			
	2013	2014/2015	2016/2017	Após 2017 (pagamento remanescente)
Chesf (MW/h)	11.440.268	13.754.952	2.533.354	4.646.304
Preço médio (R\$)	110,44	117,00	170,47	99,57

### Consolidado

Empresas	Valores apresentados em R\$			
	2013	2014/2015	2016/2017	Após 2017 (pagamento remanescente)
Chesf	11.440.268	13.754.952	2.533.354	4.646.304
ESBR	837.867	7.213.805	7.465.176	93.933.349
Norte Energia	-	90.620	5.548.557	120.780.040
São Pedro do Lago	56.660	113.320	113.320	849.896
Pedra Branca	52.367	104.734	104.734	785.509
Sete Gameleiras	53.655	107.310	107.310	804.825
Junco I	-	-	104.018	935.454
Junco II	-	-	98.001	881.336
Caiçara I	-	-	116.053	1.043.688
Caiçara II	-	-	79.948	718.985
Energética Aguas da Pedra	315.491	630.982	631.825	7.261.310
Quantidade (MW/h)	12.756.308	22.015.723	16.902.296	232.640.696
Preço médio (R\$)	112,08	121,52	124,01	180,53

Contratos assinados pelas empresas listadas acima com outras empresas do setor elétrico visando o suprimento/venda de energia elétrica. No caso no qual a Companhia não tenha geração de energia em quantidade suficiente em determinado período, pode-se recorrer a compra de energia elétrica no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica-CCEE para honrar o contrato de fornecimento de energia. Todavia, neste caso, a Companhia fica exposta ao valor do período do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, que pode ser maior que os valores de venda expostos nos contratos acima, ficando a Companhia sujeita a perdas financeiras nestas operações.

A Companhia possui individualmente, na data destas demonstrações, compromissos para aquisição de ativos contratados com fornecedores diversos, relativos a aquisições para formação de novos empreendimentos e para as substituições necessárias à manutenção operacional dos existentes, com realização prevista para o exercício de 2013 no montante de R\$ 1.141.401.

### 30 - PATRIMÔNIO LÍQUIDO

#### • Capital Social

O capital social, no valor de R\$ 9.753.953 (R\$ 7.720.760, em 2011), é constituído por ações sem valor nominal com a seguinte distribuição:

Acionistas	Número de ações em milhares					
	Ordinárias		Preferenciais		Total	%
	Quant.	%	Quant.	%		
Eletrobras	54.151	100,000	1.518	86,545	55.669	99,578
Ministério da Fazenda	-	-	194	11,060	194	0,347
Light	-	-	9	0,513	9	0,016
Outros	-	-	33	1,882	33	0,059
	<b>54.151</b>	<b>100,000</b>	<b>1.754</b>	<b>100,000</b>	<b>55.905</b>	<b>100,000</b>

As ações ordinárias são nominativas com direito a voto. As ações preferenciais, também nominativas, não têm classe específica nem direito a voto e não são conversíveis em ações ordinárias, gozando, entretanto, de prioridade na distribuição de dividendo, mínimo de 10% ao ano, calculado sobre o capital correspondente a essa espécie de ações.

Em 19 de junho de 2012, a Companhia realizou a 163ª Assembleia Geral Extraordinária, que deliberou sobre o aumento de capital social, no montante de R\$ 693.200, por meio da capitalização do saldo da Reserva de Incentivos Fiscais da SUDENE, sem a emissão de novas ações.

Em 12 de julho de 2012, a Companhia realizou a 164ª Assembleia Geral Extraordinária, que deliberou sobre o aumento de capital social, no montante de R\$ 46.994, por meio da capitalização de recursos do Fundo de Investimento do Nordeste - FINOR, com a emissão de 152.207 novas ações.

Em 28 de dezembro de 2012, a Companhia realizou a 166ª Assembleia Geral Extraordinária, que deliberou sobre o aumento de capital social, no montante de R\$ 1.293.000, por meio da capitalização do saldo de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC), concedido pela controladora Eletrobras, com a emissão de 4.187.854 novas ações.

#### • Reservas de Capital

	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>
Doações/subvenções para investimentos	4.759.353	4.759.353
Remuneração de bens e direitos constituídos com capital próprio	156.846	156.846
	<b>4.916.199</b>	<b>4.916.199</b>

#### • Reservas de Lucros

	31/12/2012				31/12/2011
	Saldo anterior	Ingressos	Compensação de prejuízo	Aumento de capital	
Legal	501.886	-	(501.886)	-	501.886
Estatutárias	8.179	-	(8.179)	-	8.179
Lucros a realizar	428.599	-	(428.599)	-	428.599
Incentivos fiscais	693.200	925	(925)	(693.200)	693.200
Retenção de lucros	2.209.834	-	(2.209.834)	-	2.209.834
	<b>3.841.698</b>	<b>925</b>	<b>(3.149.423)</b>	<b>(693.200)</b>	<b>3.841.698</b>

Em razão do prejuízo apurado em 31/12/2012 no montante de R\$ 5.341.312, efetuamos a compensação de parte desse prejuízo, no valor de R\$ 3.149.423, com o saldo existente de reservas de lucros. O saldo do prejuízo não compensado, de R\$ 2.192.814, ficará na conta de prejuízos acumulados.

A Reserva Legal é constituída com base em 5% do lucro líquido do exercício, de acordo com a legislação societária, limitada a 20% do capital social.

A Reserva de Lucros a Realizar, decorrente do saldo credor da correção monetária de exercícios anteriores ao de 1995, é revertida para a conta de lucros acumulados, com base no percentual de realização do Ativo Imobilizado, integrando a base de cálculo da remuneração aos acionistas.

A Reserva de Incentivos Fiscais foi criada pela Lei nº 11.638/2007. Por meio desta última, foi retirada da Lei nº 6.404/1976 a alínea “d” do § 1º Art. 182, que permitia a contabilização de doações e subvenções para investimento como reserva de capital, e incluído o artigo 195-A que possibilita à Assembleia Geral, por proposta dos órgãos da administração, destinar para a reserva de incentivos fiscais a parcela do lucro líquido decorrente de doações ou subvenções governamentais para investimentos, a qual poderá ser excluída da base de cálculo do dividendo obrigatório.

- **Dividendos Adicionais Propostos**

Em conformidade com a Interpretação Técnica ICPC 08 - Contabilização da proposta de pagamento de dividendos, o valor dos dividendos acima do mínimo obrigatório estabelecido no estatuto, não aprovados em assembleia geral, é apresentado no patrimônio líquido como dividendos adicionais propostos.

A nota 36 apresenta outras informações relacionada a remuneração aos acionistas.

- **Outros Resultados Abrangentes**

A Companhia reconheceu neste exercício em seu patrimônio líquido de forma reflexa, pelo método da equivalência patrimonial, ajustes em Outros resultados abrangentes decorrentes de perda no resultado de operações de *hedge* de fluxo de caixa efetivo registrados no patrimônio líquido das suas controladas em conjunto ESBR Participações S.A., proporcionalmente às participações nessas empresas no valor de R\$ 231 (ganho de R\$ 3.719, em 2011).

Em conformidade com o Pronunciamento Técnico – CPC 33 (IAS 19), a Companhia reconheceu neste exercício perdas atuariais de benefícios pós-emprego, líquidas do imposto de renda e da contribuição social diferidos, em Outros resultados abrangentes, no valor de R\$ 247.752 (perda de R\$ 194.106, em 2011).

- **Prejuízos acumulados**

De acordo com a legislação societária o prejuízo do exercício será obrigatoriamente absorvido pelos lucros acumulados, pelas reservas de lucros e pela reserva legal, nessa ordem, devendo seu saldo permanecer na conta de prejuízos acumulados para compensação de resultados positivos futuros antes de qualquer participação.

O prejuízo acumulado pela Companhia após a compensação com as Reservas de Lucros é de R\$ 2.192.814, resultante dos efeitos da Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, objeto da renovação das concessões vincendas em 2015.

### 31 – RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

Em atendimento às exigências do CPC 30 – Receita (IAS 18), demonstramos a seguir a conciliação entre a receita operacional bruta e a receita operacional líquida apresentada na demonstração do resultado. De acordo com as práticas contábeis anteriormente adotadas, a apresentação da receita da Companhia na demonstração do resultado segregava a receita operacional bruta, as deduções sobre a receita operacional bruta e a receita operacional líquida. As novas práticas contábeis estabelecem que a Companhia deve apresentar no seu demonstrativo de resultado somente a receita operacional líquida, por esta representar os ingressos brutos de benefícios econômicos recebidos e a receber originários de suas próprias atividades.

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
<b>RECEITA OPERACIONAL BRUTA</b>				
Fornecimento de energia elétrica	844.474	779.472	844.474	779.472
Suprimento de energia elétrica	3.623.076	3.407.106	3.623.076	3.407.106
Sistema de transmissão	604.911	630.849	615.321	639.490
Energia elétrica de curto prazo (CCEE)	629.676	(829)	629.676	(829)
Receita de construção	603.420	581.089	1.132.025	943.268
Receita financeira	684.098	617.491	807.833	702.196
Outras receitas operacionais	11.749	16.168	19.673	29.707
	<b>7.001.404</b>	<b>6.031.346</b>	<b>7.672.078</b>	<b>6.500.410</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>				
Reserva Global de Reversão – RGR	(174.560)	(130.353)	(176.522)	(132.089)
ICMS sobre energia elétrica	(108.351)	(97.061)	(108.347)	(97.065)
ISS	(730)	(816)	(1.219)	(816)
Pesquisa e Desenvolvimento	(56.442)	(47.240)	(57.045)	(47.836)
Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC	(93.581)	(126.433)	(93.581)	(126.433)
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(18.737)	(17.925)	(18.737)	(17.925)
Proinfa	(46.580)	(39.206)	(46.580)	(39.206)
PIS/Pasep	(89.772)	(80.692)	(90.355)	(81.195)
Cofins	(416.623)	(373.133)	(419.309)	(375.453)
	<b>(1.005.376)</b>	<b>(912.859)</b>	<b>(1.011.695)</b>	<b>(918.018)</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>5.996.028</b>	<b>5.118.487</b>	<b>6.660.383</b>	<b>5.582.392</b>

(\*) O saldo negativo apresentado em 31/12/2011, decorre dos recálculos das liquidações no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, no mercado de curto prazo.

A receita da Companhia é substancialmente proveniente da venda de energia elétrica, da construção, operação e manutenção e atualização do ativo financeiro decorrente do seu sistema de transmissão. Estas operações estão amparadas em contratos de compra e venda de energia, em transações feitas no mercado de curto prazo, no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, e em contratos do sistema de transmissão.

### 32 – ENCARGOS SETORIAIS

A Companhia incorreu, no exercício, em encargos setoriais que totalizaram R\$ 664.033 (R\$ 611.514, em 2011) com a seguinte composição:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Reserva Global de Reversão – RGR	174.560	130.353	176.522	132.089
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D	56.442	47.240	57.045	47.836
Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC	93.581	126.433	93.581	126.433
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	18.737	17.925	18.737	17.925
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – Proinfa	46.580	39.206	46.580	39.206
Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica – TFSEE	21.119	21.638	21.492	21.951
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH	240.074	224.374	240.074	224.374
Encargo de Energia de Reserva – EER	12.940	4.345	12.940	4.345
<b>Total</b>	<b>664.033</b>	<b>611.514</b>	<b>666.971</b>	<b>614.159</b>

### 33 - CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e as despesas gerais e administrativas apresentados na Demonstração do Resultado do Exercício, têm a seguinte composição:

	Controladora		
	31/12/2012		31/12/2011
	Custos Operacionais	Despesas Operacionais	Total
Energia elétrica comprada para revenda	19.058	-	19.058
Encargos de uso da rede de transmissão	867.885	-	867.885
Custo de construção	603.420	-	603.420
Pessoal	326.839	525.701	852.540
Material	13.485	13.297	26.782
Combustíveis para a produção de energia	2.522	-	2.522
Serviço de terceiros	72.933	119.511	192.444
Depreciação e amortização	339.815	69.063	408.878
Comp. Fin. pela utiliz. de recursos hídricos	240.074	-	240.074
Contrato oneroso - Jirau	711.375	-	711.375
Benefícios pós-emprego	-	30.651	30.651
Arrendamentos e aluguéis	7.588	13.426	21.014
Tributos	200	4.788	4.988
Provisões para contingências	-	209.193	209.193
Provisão (reversão de provisão) para créditos de liquidação duvidosa	-	81.287	81.287
Outras provisões operacionais	-	106.461	106.461
Perdas com clientes	-	26.591	26.591
Outros	(20.729)	78.449	57.720
<b>Total</b>	<b>3.184.465</b>	<b>1.278.418</b>	<b>4.462.883</b>

	Consolidado			
	31/12/2012			31/12/2011
	Custos Operacionais	Despesas Operacionais	Total	Total
Energia elétrica comprada para revenda	19.058	-	19.058	7.635
Encargos de uso da rede de transmissão	867.885	-	867.885	805.270
Custo de construção	1.132.025	-	1.132.025	943.268
Pessoal	329.165	536.325	865.490	798.065
Material	13.677	13.685	27.362	29.743
Combustíveis para a produção de energia	2.522	-	2.522	4.793
Serviço de terceiros	76.021	126.992	203.013	199.872
Depreciação e amortização	339.877	69.326	409.203	418.138
Comp. Fin. pela utiliz. de recursos hídricos	240.074	-	240.074	224.374
Contrato oneroso - Jirau	711.375	-	711.375	-
Benefícios pós-emprego	-	30.651	30.651	(44.101)
Arrendamentos e aluguéis	8.175	14.585	22.760	23.896
Tributos	270	4.911	5.181	4.041
Provisões para contingências	-	209.193	209.193	158.839
Provisão (reversão de provisão) para créditos de liquidação duvidosa	-	81.287	81.287	17.115
Perdas com clientes	-	26.591	26.591	24.367
Outras provisões operacionais	-	106.461	106.461	102.451
Outros	(19.150)	79.444	60.294	38.686
<b>Total</b>	<b>3.720.974</b>	<b>1.299.451</b>	<b>5.020.425</b>	<b>3.756.452</b>

## 34 – RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
<b>Receitas Financeiras</b>				
Renda de aplicações financeiras	114.537	133.179	125.880	144.853
Variações monetárias e acréscimos moratórios - energia vendida	65.608	86.953	65.610	86.954
Outras variações monetárias ativas	1.632	1.757	1.637	1.985
Atualização de valores a receber	203.231	-	203.231	-
Outras receitas financeiras	38.263	35.848	32.174	31.654
PIS/Pasep e Cofins	(55.232)	(553)	(55.232)	(553)
	<b>368.039</b>	<b>257.184</b>	<b>373.300</b>	<b>264.893</b>
<b>Despesas Financeiras</b>				
Encargos de dívidas	(40.276)	(65.375)	(56.873)	(69.813)
Variações monetárias sobre financiamentos e empréstimos	(550)	(940)	(7.040)	(12.349)
Outras variações monetárias passivas	(816)	(151)	(816)	(498)
Juros sobre remuneração aos acionistas	(70.144)	(179.130)	(70.144)	(179.130)
Outras despesas financeiras	(39.992)	(23.112)	(63.007)	(36.619)
	<b>(151.778)</b>	<b>(268.708)</b>	<b>(197.880)</b>	<b>(298.409)</b>
	<b>216.261</b>	<b>(11.524)</b>	<b>175.420</b>	<b>(33.516)</b>

### 35 – INCENTIVOS FISCAIS – SUDENE/SUDAM

A Medida Provisória nº 2.199-14, de 24/08/2001, alterada pela Lei nº 11.196, de 21/11/2005, possibilita que as empresas situadas nas regiões de atuação da Sudene e da Sudam que possuam empreendimentos no setor de infraestrutura, considerado em ato do Poder Executivo um dos setores prioritários para o desenvolvimento regional, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de instalação, ampliação, modernização ou diversificação.

A Chesf detém o direito à redução de 75% (setenta e cinco por cento) do Imposto de Renda e Adicionais não Restituíveis, calculados com base no lucro da exploração.

Sobre os contratos de concessões nº 006/2004 da geração e nº 061/2001 da transmissão, o direito ao incentivo da redução de 75% do imposto de renda abrange os anos de 2008 a 2017. Para os contratos da transmissão números 008/2005 e 007/2005 o direito ao incentivo da redução foi concedido referentes aos anos de 2011 a 2020.

Para os contratos com incentivo fiscal a alíquota do imposto de renda de 25% passa a ser de 6,25%.

O incentivo fiscal de redução do Imposto de Renda e Adicionais não restituíveis apurados são registrados no resultado do período como redução do imposto de renda, em atendimento ao Pronunciamento Técnico CPC 07 (IAS 20). A parcela do lucro decorrente desses incentivos fiscais, são objeto de destinação à Reserva de Lucro denominada Reserva de Incentivos Fiscais, em conformidade com o artigo 195-A da Lei nº 6.404/1976, a qual somente poderá ser utilizada para aumento do capital social ou absorção de prejuízos.

No ano de 2012, a empresa não usufruiu do incentivo fiscal da redução de 75% do imposto de renda, em virtude de não ter obtido lucro fiscal.

### 36 - REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

	<b>31/12/2011</b>
Lucro (prejuízo) líquido do exercício	1.554.145
Constituição da Reserva de Incentivos Fiscais	(312.843)
Constituição da Reserva legal	(62.065)
Realização da Reserva de lucros a realizar	17.933
<b>Lucro a distribuir</b>	<b>1.197.170</b>
Dividendos mínimos obrigatórios (25%)	299.293
<b>Remuneração proposta:</b>	
Dividendos mínimos obrigatórios	299.293
Dividendos adicionais	897.877
<b>Remuneração líquida</b>	<b>1.197.170</b>
Percentual sobre o lucro líquido a distribuir	100,00%
<b>Dividendos brutos por ação ordinária (R\$)</b>	<b>23,22</b>
<b>Dividendos brutos por ação preferencial (R\$)</b>	<b>23,22</b>

O estatuto social da Companhia estabelece como dividendos mínimos obrigatórios uma distribuição de 25% do resultado líquido apurado em cada exercício social ajustado na forma da Lei.

De acordo com as novas práticas contábeis estabelecidas na Interpretação Técnica ICPC 08 - Contabilização da proposta de pagamento de dividendos, o valor dos dividendos excedente ao mínimo obrigatório estabelecido no estatuto, não aprovado em assembleia geral, está sendo apresentado no patrimônio líquido como dividendos adicionais propostos.

A remuneração aos acionistas será paga na data que vier a ser fixada na Assembleia Geral Ordinária - AGO de acionistas, ou de acordo com a Lei Societária, no caso de a AGO não se pronunciar sobre a matéria, e terão os seus valores atualizados monetariamente a partir de 31/12/2012 até a data do pagamento, com base na variação da taxa Selic.



A Companhia apurou no exercício encerrado em 31/12/2012, um prejuízo de R\$ 5.341.312, decorrente dos efeitos da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, que possibilitou a prorrogação das suas concessões das usinas hidrelétricas e das linhas de transmissão e subestações que tinham seus prazos vencendo no ano de 2015, à alternativa de uma nova licitação pública. Desta forma, não foi realizada destinação para pagamento de dividendos.

### 37 – LUCRO (PREJUÍZO) POR AÇÃO

#### a) Lucro (prejuízo) Básico

O lucro (prejuízo) básico por ação é calculado mediante a divisão do lucro do período atribuível aos acionistas da Companhia pela quantidade de ações em circulação representativas do capital social no respectivo período.

	31/12/2012			31/12/2011		
	Ordinárias	Preferenciais	Total	Ordinárias	Preferenciais	Total
<b>Básico</b>						
<b>Numerador</b>						
Lucro (prejuízo) líquido atribuível aos acionistas	(5.173.730)	(167.582)	(5.341.312)	1.509.840	44.305	1.554.145
<b>Denominador</b>						
Quantidade de ações	54.151	1.754	55.905	50.095	1.470	51.565
<b>Lucro básico por ação em R\$</b>	<b>(95,54)</b>	<b>(95,54)</b>	<b>(95,54)</b>	<b>30,14</b>	<b>30,14</b>	<b>30,14</b>

#### b) Lucro (prejuízo) Diluído

O lucro (prejuízo) diluído por ação é calculado por meio da quantidade de ações em circulação, ajustada pelos instrumentos potencialmente conversíveis em ações, com efeito diluidor nos períodos apresentados. A Companhia não possui qualquer efeito diluidor para o resultado apurado no exercício de 2012.

	31/12/2012			31/12/2011		
	Ordinárias	Preferenciais	Total	Ordinárias	Preferenciais	Total
<b>Diluído</b>						
<b>Numerador</b>						
Lucro (prejuízo) líquido atribuível aos acionistas	(5.173.730)	(167.582)	(5.341.312)	1.509.840	44.322	1.554.162
<b>Denominador</b>						
Quantidade com a conversão pressuposta	54.151	1.754	55.905	53.857	1.581	55.438
<b>Lucro diluído por ação em R\$</b>	<b>(95,54)</b>	<b>(95,54)</b>	<b>(95,54)</b>	<b>28,03</b>	<b>28,03</b>	<b>28,03</b>

### 38 – PARTES RELACIONADAS

As transações com partes relacionadas são realizadas de acordo com padrões e preços de mercado ou baseadas em contratos próprios do Setor Elétrico. Na sequência, identificamos as empresas/entidades relacionadas com a Companhia:

Empresas	Natureza de Operação	31/12/2012			31/12/2011		
		Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Eletrobras	Contas a receber	1.813	-	-	1.547	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	128.673	-	-	143.020	-
	Contas a pagar	-	430	-	-	494	-
	Dividendos	-	-	-	-	295.852	-
	Despesa financeira	-	-	(8.650)	-	-	(9.739)
	Atualização de dividendos	-	-	(69.969)	-	-	(178.696)
	AFAC	-	-	-	-	1.293.000	-
		<b>1.813</b>	<b>129.103</b>	<b>(78.619)</b>	<b>1.547</b>	<b>1.732.366</b>	<b>(188.435)</b>
Furnas	Cientes	4.865	-	-	4.912	-	-
	Contas a receber	14	-	-	11	-	-
	Fornecedores	-	14.473	-	-	14.708	-
	Dividendos	-	-	-	-	14	-
	Suprimento de energia	-	-	3.796	-	-	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(134.256)	-	-	(126.651)
	Atualização de dividendos	-	-	(1)	-	-	(2)
		<b>4.879</b>	<b>14.473</b>	<b>(130.461)</b>	<b>4.923</b>	<b>14.722</b>	<b>(126.653)</b>
Eletrosul	Cientes	72	-	-	-	-	-
	Contas a receber	55	-	-	25	-	-
	Fornecedores	-	7.689	-	-	7.835	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(71.119)	-	-	(65.290)
		<b>127</b>	<b>7.689</b>	<b>(71.119)</b>	<b>25</b>	<b>7.835</b>	<b>(65.290)</b>
Eletronorte	Cientes	7.577	-	-	7.832	-	-
	Fornecedores	-	8.902	-	-	8.760	-
	Contas a pagar	-	-	-	-	91	-
	Contas a receber	18	-	-	8	-	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(81.420)	-	-	(78.445)
		<b>7.595</b>	<b>8.902</b>	<b>(81.420)</b>	<b>7.840</b>	<b>8.851</b>	<b>(78.445)</b>
Eletronuclear	Cientes	620	-	-	617	-	-
	Contas a pagar	-	11	-	-	-	-
	Dividendos	-	-	-	-	8	-
	Rec. de uso da rede	-	-	-	-	-	-
	Atualização de dividendos	-	-	-	-	-	(1)
		<b>620</b>	<b>11</b>	<b>-</b>	<b>617</b>	<b>8</b>	<b>(1)</b>
CGTEE	Cientes	68.833	-	-	37.078	-	-
	Suprimento de energia	-	-	97.303	-	-	41.894
		<b>68.833</b>	<b>-</b>	<b>97.303</b>	<b>37.078</b>	<b>-</b>	<b>41.894</b>
Eletrpar	Contas a receber	14.693	-	-	14.693	-	-
	( - ) Provisão para perdas	(13.237)	-	-	(13.237)	-	-
	Adiantamento a fornecedores	5.279	-	-	5.279	-	-
	Contas a pagar	-	1.456	-	-	1.456	-
		<b>6.735</b>	<b>1.456</b>	<b>-</b>	<b>6.735</b>	<b>1.456</b>	<b>-</b>

Continuação

Empresas	Natureza da operação	31/12/2012			31/12/2011		
		Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Ceal	Cientes	31.487	-	-	27.817	-	-
	Contas a receber	27	-	-	25	-	-
	Contas a pagar	-	75	-	-	-	-
	Suprimento de energia	-	-	67.117	-	-	57.088
		<b>31.514</b>	<b>75</b>	<b>67.117</b>	<b>27.842</b>	<b>-</b>	<b>57.088</b>
Fachesf	Fornecedores	-	2.160	-	-	141	-
	Contribuição normal	-	11.001	-	-	9.317	-
	Contratos atuariais	-	2.523	-	-	298.672	-
	Despesa financeira	-	-	(31.363)	-	-	(28.745)
	Despesas operacionais	-	-	(18.581)	-	-	(16.381)
	Despesas atuariais	-	-	(30.651)	-	-	44.101
		<b>-</b>	<b>15.684</b>	<b>(80.595)</b>	<b>-</b>	<b>308.130</b>	<b>(1.025)</b>
Celg - D	Cientes	14.799	-	-	-	-	-
	Suprimento de energia	-	-	86.163	-	-	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(2.340)	-	-	-
		<b>14.799</b>	<b>-</b>	<b>83.823</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Cepisa	Cientes	8.151	-	-	11.325	-	-
	Suprimento de energia	-	-	48.332	-	-	47.585
		<b>8.151</b>	<b>-</b>	<b>48.332</b>	<b>11.325</b>	<b>-</b>	<b>47.585</b>
STN	Contas a receber	177	-	-	174	-	-
	Partic. societária permanente	188.861	-	-	195.267	-	-
	Fornecedores	-	1.226	-	-	1.271	-
	Receita de prest. de serviços	-	-	2.134	-	-	2.055
	Receita financeira (JCP)	-	-	7.494	-	-	5.872
	Equivalência patrimonial	-	-	17.615	-	-	28.314
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(11.321)	-	-	(10.869)
		<b>189.038</b>	<b>1.226</b>	<b>15.922</b>	<b>195.441</b>	<b>1.271</b>	<b>25.372</b>
Integração Transmissora de Energia S.A.	Partic. societária permanente	35.646	-	-	31.692	-	-
	Fornecedores	-	924	-	-	929	-
	Dividendos	762	-	-	609	-	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(8.696)	-	-	(8.429)
	Equivalência patrimonial	-	-	4.107	-	-	3.095
		<b>36.408</b>	<b>924</b>	<b>(4.589)</b>	<b>32.301</b>	<b>929</b>	<b>(5.334)</b>
Energética Águas da Pedra S.A.	Partic. societária permanente	86.707	-	-	75.638	-	-
	Cientes	242	-	-	244	-	-
	Dividendos	3.090	-	-	4.252	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	14.524	-	-	18.604
		<b>90.039</b>	<b>-</b>	<b>14.524</b>	<b>80.134</b>	<b>-</b>	<b>18.604</b>
ESBR Participações S.A.	Partic. societária permanente	939.825	-	-	554.408	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(4.352)	-	-	(3.646)
	Outros resultados abrangentes	-	(231)	-	-	(3.253)	-
		<b>939.825</b>	<b>(231)</b>	<b>(4.352)</b>	<b>554.408</b>	<b>(3.253)</b>	<b>(3.646)</b>
I.E. Madeira	Partic. societária permanente	274.366	-	-	179.878	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	26.868	-	-	10.872
		<b>274.366</b>	<b>-</b>	<b>26.868</b>	<b>179.878</b>	<b>-</b>	<b>10.872</b>
Manaus Transmissora	Partic. societária permanente	187.758	-	-	122.268	-	-
	Contas a pagar	-	-	-	-	112	-
	Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	(467)	-
	Receita de prest. de serviços	-	-	-	-	-	1.722
	Equivalência patrimonial	-	-	(5.452)	-	-	(8.041)
		<b>187.758</b>	<b>-</b>	<b>(5.452)</b>	<b>122.268</b>	<b>(355)</b>	<b>(6.319)</b>

Continuação

Empresas	Natureza da operação	31/12/2012			31/12/2011		
		Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Manaus	Partic. societária permanente	15.410	-	-	6.392	-	-
Construtora	Dividendos	2.970	-	-	8.432	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	3.556	-	-	8.874
		<b>18.380</b>	-	<b>3.556</b>	<b>14.824</b>	-	<b>8.874</b>
TDG	Partic. societária permanente	45.183	-	-	15.235	-	-
	Receita de prest. de serviços	-	-	875	-	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(4.352)	-	-	2.217
		<b>45.183</b>	-	<b>(3.477)</b>	<b>15.235</b>	-	<b>2.217</b>
Norte Energia	Partic. societária permanente	409.824	-	-	217.672	-	-
S.A.	Receita de prest. de serviços	-	-	274	-	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(5.848)	-	-	(997)
		<b>409.824</b>	-	<b>(5.574)</b>	<b>217.672</b>	-	<b>(997)</b>
Ceron	Clientes	145	-	-	197	-	-
		<b>145</b>	-	-	<b>197</b>	-	-
Eletroacre	Clientes	319	-	-	242	-	-
	Suprimento de energia	-	-	3.328	-	-	1.211
		<b>319</b>	-	<b>3.328</b>	<b>242</b>	-	<b>1.211</b>
Sete	Contas a receber	15	-	-	-	-	-
Gemeleiras	Receita de prest. de serviços	-	-	56	-	-	-
	Partic. societária permanente	19.810	-	-	1.850	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(88)	-	-	(157)
		<b>19.825</b>	-	<b>(32)</b>	<b>1.850</b>	-	<b>(157)</b>
	Contas a receber	15	-	-	-	-	-
	Receita de prest. de serviços	-	-	56	-	-	-
São Pedro	Partic. societária permanente	14.098	-	-	1.803	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(117)	-	-	(143)
		<b>14.113</b>	-	<b>(61)</b>	<b>1.803</b>	-	<b>(143)</b>
	Contas a receber	15	-	-	-	-	-
	Receita de prest. de serviços	-	-	56	-	-	-
Pedra Branca	Partic. societária permanente	13.504	-	-	1.737	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(118)	-	-	(179)
		<b>13.519</b>	-	<b>(62)</b>	<b>1.737</b>	-	<b>(179)</b>
Cepel	Despesas operacionais	-	-	(13.921)	-	-	(12.826)
		-	-	<b>(13.921)</b>	-	-	<b>(12.826)</b>
IE Garanhuns	Partic. societária permanente	14.956	-	-	980	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	255	-	-	-
		<b>14.956</b>	-	<b>255</b>	<b>980</b>	-	-
Junco I	Partic. societária permanente	106	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(38)	-	-	-
		<b>106</b>	-	<b>(38)</b>	-	-	-
Junco II	Partic. societária permanente	111	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(33)	-	-	-
		<b>111</b>	-	<b>(33)</b>	-	-	-
Caiçara I	Partic. societária permanente	114	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(30)	-	-	-
		<b>114</b>	-	<b>(30)</b>	-	-	-
Caiçara II	Partic. societária permanente	67	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(29)	-	-	-
		<b>67</b>	-	<b>(29)</b>	-	-	-
Extemoz	Partic. societária permanente	53	-	-	-	-	-
	AFAC	34.525	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	53	-	-	-
		<b>34.578</b>	-	<b>53</b>	-	-	-

A seguir, identifica-se as origens das principais transações, por empresa:

**Eletrobras**

- Contratos de financiamentos e empréstimos celebrados entre as partes, de acordo com as condições mencionadas na nota 20;
- Remuneração pelo capital investido;
- Instrumentos de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital – AFAC, de acordo com a nota 28.

**Furnas**

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Contratos celebrados para uso da rede de transmissão;
- Remuneração pelo capital investido.

**Eletrosul**

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Contratos celebrados para uso da rede de transmissão.

**Eletronorte**

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Contratos celebrados para uso da rede de transmissão.

**Eletronuclear**

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Remuneração pelo capital investido.

**CGTEE**

- Contratos celebrados para suprimento de energia elétrica;
- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;

**Eletropar**

- Contratos celebrados para prestação de serviços;

**Ceal**

- Contratos celebrados para suprimento de energia elétrica;
- Contratos celebrados para uso da rede do sistema de transmissão.

**Fachesf**

- Compromissos atuariais referentes a previdência complementar;
- Contrato de aluguel dos prédios sede e anexo da Companhia;
- Intermediação de prestação de serviços de saúde, seguro de vida e outros benefícios aos empregados da Companhia.

**Cepisa**

- Contratos celebrados para suprimento de energia elétrica;

**STN – Sistema de Transmissão do Nordeste S.A.**

- Montante investido na participação societária, avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Contratos de prestação de serviços de operação e manutenção de linha de transmissão;
- Contratos celebrados para uso da rede do sistema de transmissão;
- Remuneração pelo capital investido.

**Integração Transmissora de Energia S.A.**

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Contratos celebrados para uso da rede do sistema de transmissão;
- Remuneração pelo capital investido.

**Energética Águas da Pedra S.A.**

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Remuneração pelo capital investido.

**ESBR Participações S.A.**

- Montante investido na participação societária, avaliado pelo método de equivalência patrimonial;

**Interligação Elétrica do Madeira S.A.**

- Montante investido na participação societária, avaliado pelo método de equivalência patrimonial.

**Manaus Transmissora de Energia S.A.**

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Contrato celebrado para prestação de serviços.

**Manaus Construtora Ltda.**

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Remuneração pelo capital investido.

**TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A.**

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial.

**Norte Energia S.A.**

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial.

**Centrais Elétricas de Rondônia S.A. – Ceron**

- Contratos celebrados para suprimento de energia elétrica.

**Companhia de Eletricidade do Acre – Eletroacre**

- Contratos celebrados para suprimento de energia elétrica.

**Sete Gameleiras**

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial.

**São Pedro do Lago**

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial.

**Pedra Branca S.A.**

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial.

**Cepel**

- Contrato de contribuição mensal como associado.

**Interligação Elétrica Garanhuns S.A.**

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial.

Além das empresas antes apresentadas, a Companhia também possui as seguintes partes relacionadas:

- Amazonas Distribuidora de Energia S.A.
- Itaipu Binacional
- Boa Vista Energia S.A.
- Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A.;
- Eólicas Junco I, Junco II, Caiçara I e Caiçara II.

### Remuneração de pessoal-chave

O pessoal-chave da administração inclui os conselheiros de administração e fiscal e diretores. O gasto total no exercício de 2012 está demonstrado a seguir:

	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>
Remuneração dos Diretores e dos Conselheiros	2.762	2.910
Encargos Sociais	668	730
Benefícios	456	651
	<b>3.886</b>	<b>4.291</b>

Os administradores não possuem pagamentos baseados em ações da Companhia.

## 39 – INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Em atendimento à Deliberação CVM nº 604, de 19 de novembro de 2009, que aprovou os Pronunciamentos Técnicos CPC 38 (IAS 39), 39 (IAS 32) e 40 (IFRS 7) e à Instrução CVM nº 475, de 17 de dezembro de 2008, a Companhia procedeu à avaliação de seus instrumentos financeiros, inclusive os derivativos.

### 39.1 - Gestão de Capital

Os objetivos da Companhia ao administrar seu capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de perseguir uma estrutura de capital ideal para a redução de custos.

A Companhia possui uma excelente capacidade de alavancagem, fruto de sua geração de caixa, que garante seus investimentos, que pode ser demonstrada com base no índice de alavancagem financeira, utilizado pela sua controladora para o Sistema Eletrobras. Esse índice corresponde à dívida líquida dividida pelo capital total. A dívida líquida, por sua vez, corresponde ao total de financiamentos, empréstimos e debêntures, de curto e longo prazos, conforme demonstrado no balanço patrimonial, subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa. O capital total é apurado pela soma do patrimônio líquido, conforme demonstrado no balanço patrimonial, com a dívida líquida.

Os índices de alavancagem financeira em 31 de dezembro de 2012 e 2011 podem ser assim sumarizados:

<b>Consolidado</b>	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>
Financiamentos e empréstimos e debêntures	3.876.212	2.800.025
(-) Caixa e equivalentes de caixa	427.647	564.024
<b>Dívida líquida</b>	<b>3.448.565</b>	<b>2.236.001</b>
Patrimônio líquido	11.671.459	16.818.638
<b>Total do capital</b>	<b>15.120.024</b>	<b>19.054.639</b>
<b>Índice de alavancagem financeira</b>	<b>22,8%</b>	<b>11,7%</b>



## 39.2- Categoria de Instrumentos financeiros

Os instrumentos financeiros da Companhia estão classificados em categorias de ativos e passivos financeiros, as quais contemplam inclusive os instrumentos derivativos, conforme segue:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
<b>Ativos financeiros</b>				
<b>Empréstimos e recebíveis</b>				
Clientes	734.810	745.277	741.615	752.450
Ativo financeiro – concessão de serviço público	2.676.728	6.071.981	4.291.976	7.100.236
<b>Mantidos até o vencimento</b>				
Títulos e valores mobiliários	8.232	8.541	8.232	8.541
Valores a receber - Lei nº 12.783/2013	7.456.516	-	7.456.516	-
<b>Mensurados a valor justo por meio do resultado</b>				
Títulos e valores mobiliários	225.094	914.071	316.154	914.071
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	1.129	-
<b>Total Ativos financeiros</b>	<b>11.101.380</b>	<b>7.739.870</b>	<b>12.815.622</b>	<b>8.775.298</b>
<b>Passivos financeiros</b>				
<b>Mensurados ao custo amortizado</b>				
Financiamentos e empréstimos	469.104	791.848	3.863.848	2.694.533
Fornecedores e outras obrigações	321.729	370.788	557.832	668.050
AFAC	-	1.293.000	-	1.293.000
<b>Total Passivos financeiros</b>	<b>790.833</b>	<b>2.455.636</b>	<b>4.421.680</b>	<b>4.655.583</b>

### 39.2.1 – Ativos financeiros – classificados nas seguintes categorias

- Caixa e equivalentes de caixa  
São classificados como mantido para negociação. O valor de mercado está refletido nos valores registrados nos balanços patrimoniais.
- Clientes  
Decorrem diretamente das operações da Companhia, são classificados como recebíveis e estão registrados pelos seus valores originais, sujeitos a provisão para perdas e ajuste a valor presente, quando aplicável.
- Ativo Financeiro – Concessões de serviço público  
Os valores dos ativos financeiros a serem recebidos durante a concessão estão reconhecidos pela diferença entre o valor justo dos ativos construídos ou adquiridos para fins de prestação dos serviços da concessão e o menor entre o valor contábil dos ativos financeiros com expectativa de serem recebidos no fim da concessão e o valor novo de reposição.
- Cauções e depósitos vinculados  
As cauções e depósitos vinculados referem-se a garantias prestadas a instituições financeiras e em leilões de energia elétrica e depósitos judiciais vinculados a processos existentes nas esferas judicial e administrativa, estão registradas ao custo, acrescidos dos respectivos rendimentos auferidos até a data do balanço.

- Títulos e valores mobiliários

As aplicações financeiras em Letras do Tesouro Nacional – LTN e Notas do Tesouro Nacional - NTN, séries B e F, são mantidas para negociação em fundo de investimento exclusivo, conforme regulamentação em vigor e estão mensurados a valor justo por meio do resultado. Os demais títulos e valores mobiliários, correspondentes a menor parte, estão relacionados a Títulos da Dívida Agrária – TDA e Notas do Tesouro Nacional – NTN, série P, com vencimentos definidos, para os quais a Companhia tem a intenção de manter até o vencimento. São registradas pelo custo de aquisição acrescido por juros e atualização monetária, com impactos no resultado e são ajustadas ao valor provável de realização, quando aplicável.

### 39.2.2 – Passivos financeiros – classificados nas seguintes categorias

- Fornecedores

Decorrem diretamente das operações da Companhia e são classificados como passivos financeiros não mensurados a valor justo.

- Financiamentos e empréstimos

Estas operações de crédito estão atualizadas até a data do balanço; os correspondentes encargos estão provisionados com base em taxas fixas ou variáveis vigentes em 31/12/2012, e os contratos de mútuo com a nossa controladora, a Eletrobras, que representam cerca de 22% do total da dívida da Companhia, dos quais 3,7% são remunerados a uma taxa de juros equivalente a 10% ao ano. A taxa de mercado da Eletrobras é por ela definida levando em conta o prêmio de risco compatível com as atividades do Setor Elétrico. Considerando as circunstâncias especiais envolvidas no financiamento de seus projetos de expansão, o valor de mercado desses empréstimos corresponde a seus valores contábeis.

- Debêntures

Correspondem a 18.000 debêntures emitidas pela controlada em conjunto Interligação Elétrica Garanhuns S.A., em agosto de 2012, ao valor unitário de R\$ 10, tendo sido integralizada 2.500 com taxa de juros de 106,5% do CDI, e vencimento em 28 de fevereiro de 2014, onde a participação da Companhia de 49% no saldo de R\$ 25.233 corresponde a R\$ 12.364 (sem comparativo em 31/12/2011), as demais integralizações estão previstas para ocorrerem até março/2013.

- Concessões a pagar - Uso do Bem Público

Refere-se a contratos de concessão onerosa entre suas controladas em conjunto e a União Federal para a utilização do bem público para a geração de energia elétrica nas usinas hidrelétricas Jirau e Belo Monte (nota 27);

### 39.3 - Gestão de Riscos

No exercício de suas atividades a Companhia é impactada por eventos de riscos que podem comprometer os seus objetivos estratégicos. O gerenciamento de riscos tem como principal objetivo antecipar e minimizar os efeitos adversos de tais eventos nos negócios e resultados econômico-financeiros da Companhia.

Para a gestão de riscos financeiros, a Companhia definiu políticas e estratégias operacionais e financeiras, aprovadas por comitês internos e pela administração, que visam conferir liquidez, segurança e rentabilidade a seus ativos e manter os níveis de endividamento e perfil da dívida definidos para os fluxos econômico-financeiros.

Os principais riscos financeiros identificados no processo de gerenciamento de riscos são:

- Risco de mercado

É o risco de que mudanças de mercado, como mudanças nas taxas de juros e nos preços, poderão afetar as receitas da Companhia ou o valor de seus instrumentos financeiros.

- Risco de encargos da dívida

Este risco é oriundo da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de dívida, que aumentem as despesas financeiras relativas a contratos de financiamento, ou diminuam a receita financeira relativa às aplicações financeiras da Companhia.

A Administração da Companhia não identifica entre os valores de mercado e os apresentados nas demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2012, a ocorrência de diferenças relevantes originadas de operações que envolvam instrumentos financeiros que requeiram divulgação específica.

- Risco de estrutura de capital (ou risco financeiro)

Decorre da escolha entre capital próprio (aportes de capital e retenção de lucros) e capital de terceiros que a Companhia faz para financiar suas operações. A Companhia segue a estrutura de capital determinada por estudos técnicos elaborados para a definição do negócio, bem como pelos limites estabelecidos pelos agentes financeiros.

- Risco de vencimento antecipado

A Companhia possui contratos de financiamentos e empréstimos por meio de suas controladas em conjunto com cláusulas restritivas que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis (*covenants financeiros*). O descumprimento dessas restrições pode implicar o vencimento antecipado da dívida.

- Risco quanto à escassez de energia

O Sistema Elétrico Brasileiro é abastecido predominantemente pela geração hidrelétrica. Um período prolongado de escassez de chuva durante a estação úmida, poderá reduzir o volume de água nos reservatórios dessas usinas, trazendo, como consequência, o aumento no custo da aquisição de energia no mercado de curto prazo e na elevação dos valores de encargos do sistema em decorrência do despacho de usinas termelétricas. Numa situação extrema, poderá ser adotado um programa de racionamento, que implicaria redução de receita. No entanto, considerando os níveis atuais dos reservatórios e as últimas simulações efetuadas, o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS não prevê, para os próximos anos, um novo programa de racionamento.

- Risco de liquidez

A previsão de fluxo de caixa é realizada pela Companhia, sendo sua projeção monitorada continuamente a fim de garantir as exigências de liquidez, os limites ou cláusulas dos contratos de financiamentos e caixa suficiente para atendimento às necessidades operacionais do negócio.

O excesso de caixa gerado pela Companhia é investido, escolhendo instrumentos com rentabilidade, vencimentos e liquidez suficiente e apropriados para fornecer margem, conforme determinado pelas previsões antes mencionadas.

A tabela abaixo analisa os passivos financeiros não-derivativos da Companhia por faixas de vencimento, correspondentes ao período remanescente no balanço patrimonial até a data contratual do vencimento. Os valores divulgados na tabela são os fluxos de caixa não descontados contratados.

	Controladora			
	Menos de 1 ano	Entre 1 e 2 anos	Entre 2 a 5 anos	Acima de 5 anos
<b>Em 31 de dezembro de 2012</b>				
Fornecedores	321.729	-	-	-
Financiamentos e empréstimos	91.339	87.911	238.910	137.970
Obrigações estimadas	134.787	-	-	-
<b>Em 31 de dezembro de 2011</b>				
Fornecedores	370.788	-	-	-
Financiamentos e empréstimos	336.680	133.348	173.262	123.507
Obrigações estimadas	126.443	-	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	1.293.000	-	-	-

	Consolidado			
	Menos de 1 ano	Entre 1 e 2 anos	Entre 2 a 5 anos	Acima de 5 anos
<b>Em 31 de dezembro de 2012</b>				
Fornecedores	557.832	-	-	-
Financiamentos e empréstimos	591.867	250.575	731.819	2.412.964
Obrigações estimadas	136.942	-	-	-
Concessões a pagar - UBP	45.509	-	-	-
Debêntures	153.377	-	-	-
<b>Em 31 de dezembro de 2011</b>				
Fornecedores	562.558	-	-	-
Financiamentos e empréstimos	1.111.103	146.667	583.613	1.547.582
Obrigações estimadas	127.019	-	-	-
Debêntures	105.492	-	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	1.293.000	-	-	-
Concessões a pagar - UBP	41.641	-	-	-

- Risco de Taxa de Juros

Esse risco está associado à possibilidade da Companhia contabilizar perdas em razão de oscilações das taxas de juros de mercado, impactando seus demonstrativos pela elevação das despesas financeiras, relativas a contratos de captação externa, principalmente referenciados à taxa Libor.

**Risco de taxas de juros**

Exposição à taxa de juros	Controladora		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
<b>Ativos</b>				
Selic	-	914.071	-	914.071
IPCA	74.934	-	74.934	-
CDI	-	-	275.035	227.697
<b>Total</b>	<b>74.934</b>	<b>914.071</b>	<b>349.969</b>	<b>1.141.768</b>
<b>Passivos</b>				
TJLP	-	-	2.885.572	1.494.858
IPCA	496	536	496	333
CDI	-	-	505.723	69.508
<b>Total</b>	<b>496</b>	<b>536</b>	<b>3.391.791</b>	<b>1.564.699</b>
<b>Passivo líquido exposto</b>	<b>(74.438)</b>	<b>(913.535)</b>	<b>3.041.822</b>	<b>422.931</b>

- Risco Regulatório

A Companhia detém concessões para a exploração de serviços de geração e transmissão de energia elétrica que, de acordo com a legislação em vigor, podem não ser renovadas. Caso a renovação dessas concessões não seja deferida, ou a renovação venha a ocorrer mediante a imposição de custos adicionais para a Companhia – concessão onerosa, podem ocorrer comprometimento de seu desempenho operacional.

### 39.4 - Análise de Sensibilidade

Foram realizadas análises de sensibilidade dos ativos e passivos indexados à taxa de juros pós-fixada em quatro diferentes cenários: dois com elevação das taxas do saldo devedor e dois com diminuição dessas taxas. As análises limitaram-se aos contratos concedidos que apresentem exposição à taxa de juros.

#### Depreciação dos índices

Controladora							
	Saldo em 31/12/2012	Índice			Valor		
		Cenário provável	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário provável	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)
<b>Ativos</b>							
IPCA	74.934	5,65	4,24	2,83	79.168	78.109	77.051
<b>Passivos</b>							
IPCA	496	5,65	4,24	2,83	524	517	510
<b>Efeito líquido</b>	<b>74.438</b>				<b>78.644</b>	<b>77.592</b>	<b>76.541</b>

Consolidado							
	Saldo em 31/12/2012	Índice			Valor		
		Cenário provável	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário provável	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)
<b>Ativos</b>							
IPCA	74.934	5,65	4,24	2,83	79.168	78.109	77.051
<b>Passivos</b>							
TJLP	2.885.572	5,00	3,75	2,50	3.029.851	2.993.781	2.957.711
IPCA	496	5,65	4,24	2,83	524	517	510
<b>Efeito líquido</b>	<b>(2.811.134)</b>				<b>(2.951.207)</b>	<b>(2.916.189)</b>	<b>(2.881.170)</b>

## Apreciação dos Índices

Controladora							
	Saldo em 31/12/2012	Índice			Valor		
		Cenário provável	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário provável	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
<b>Ativos</b>							
IPCA	74.934	5,65	7,06	8,48	79.168	80.226	81.285
<b>Passivos</b>							
Libor							
IPCA	496	5,65	7,06	8,48	524	531	538
<b>Efeito líquido</b>	<b>74.438</b>				<b>78.644</b>	<b>79.695</b>	<b>80.747</b>
<b>Consolidado</b>							
	Saldo em 31/12/2012	Índice			Valor		
		Cenário provável	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário provável	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
<b>Ativos</b>							
IPCA	74.934	5,65	7,06	8,48	79.168	80.226	81.285
<b>Passivos</b>							
TJLP	2.885.572	5,00	6,25	7,50	3.029.851	3.065.920	3.101.990
IPCA	496	5,65	7,06	8,48	524	531	538
<b>Efeito líquido</b>	<b>(2.811.134)</b>				<b>(2.951.207)</b>	<b>(2.986.225)</b>	<b>(3.021.243)</b>

### 39.5- Estimativa do valor justo

A Companhia usa a seguinte hierarquia para determinar e divulgar o valor justo de instrumentos financeiros pela técnica de avaliação:

Controladora	31/12/2012			
	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Títulos e valores mobiliários	229.018	-	-	229.018
Aplicações financeiras	65.647	-	-	65.647
<b>Total</b>	<b>294.665</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>294.665</b>
	31/12/2011			
	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Títulos e valores mobiliários	922.612	-	-	922.612
Aplicações financeiras	265.332	-	-	265.332
<b>Total</b>	<b>1.187.944</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.187.944</b>
Consolidado	31/12/2012			
	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Títulos e valores mobiliários	324.386	-	-	324.386
Aplicações financeiras	282.865	-	-	282.865
Instrumentos financeiros derivativos	1.129	-	-	1.129
<b>Total</b>	<b>608.380</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>608.380</b>
	31/12/2011			
	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Títulos e valores mobiliários	922.612	-	-	922.612
Aplicações financeiras	511.430	-	-	511.430
<b>Total</b>	<b>1.434.042</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.434.042</b>

Os ativos e passivos financeiros registrados a valor justo são classificados e divulgados de acordo com os níveis a seguir:

Nível 1 – preços cotados (não ajustados) que em mercados ativos, líquidos e visíveis para ativos e passivos idênticos que estão acessíveis na data de mensuração;

Nível 2 – preços cotados (podendo ser ajustados ou não) para ativos ou passivos similares em mercados ativos, outras entradas não observáveis no nível 1, direta ou indiretamente, nos termos do ativo ou passivo, e

Nível 3 – ativos e passivos cujos preços não existem ou que esses preços ou técnicas de avaliação são amparados por um mercado pequeno ou inexistente, não observável ou ilíquido. Nesse nível a estimativa do valor justo torna-se altamente subjetiva.

### 39.6– HEDGE

A Companhia não possuía isoladamente operações de *hedge* ou outros derivativos, no exercício findo em 31 de dezembro de 2012, nem possui previsão para este tipo de operação. Entretanto, existem transações por meio de suas controladas em conjunto que possuem tais instrumentos financeiros conforme abaixo:

#### 39.6.1- ESBR Participações S.A.

A partir do final do exercício de 2009, a controlada alterou sua estratégia de *hedge* e desde então vem realizando aplicações financeiras em dólar dos Estados Unidos, com a finalidade de lastrear as garantias das cartas de crédito emitidas pelos Banco do Brasil e Banco Itaú em favor dos fornecedores chineses Dong Fang e Hyosung. Tais aplicações também são classificadas como *hedge* de fluxo de caixa.

A movimentação completa da conta de ajustes de variação patrimonial, durante os anos findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011, é descrita a seguir:

	<u>31/12/2012</u>	<u>31/12/2011</u>
<b>Saldo no início do período</b>	<b>3.487</b>	<b>(12.778)</b>
Variação cambial sobre principal de depósitos vinculados	9.294	10.485
Efeito de pagamento a fornecedores - saldos do exercício anterior	(10.451)	5.780
<b>Saldo no final do período</b>	<b>2.330</b>	<b>3.487</b>

Estas operações geraram no exercício um resultado abrangente negativo, o qual está refletido na DMPL consolidada no valor de R\$ 231.



### 39.6.2- Interligação Elétrica do Madeira S.A.

A SPE celebrou em 29 de abril de 2011, contrato de instrumentos financeiros derivativos (NDF - Non-Deliverable Forward ), designados à cobertura do risco de taxa de câmbio para contratação de fornecimento de equipamentos para Subestações, alumínio e cabos de alumínio.

A Companhia classifica o derivativo contratado como avaliado a Valor Justo, segundo os parâmetros descritos na norma contábil brasileira CPC 38 e não adota política de Hedge Accounting.

A gestão de instrumentos financeiros derivativos está aderente à Política de Gestão Integral de Riscos e Diretrizes de Riscos Financeiros da SPE. O resultado auferidos destas operações e a aplicação dos controles para o gerenciamento deste risco, faz parte do monitoramento dos riscos financeiros adotado pela IE Madeira, conforme a seguir:

Curto prazo	Vencimentos	Valor de referência	Valor justo	Valor a receber (pagar)
<b>Posição ativa:</b>				
NDF (inst. Financeiras)	Junho/2013	15.319	17.738	2.419
NDF (inst. Financeiras)	Outubro/2013	15.428	17.616	2.188
		<b>30.747</b>	<b>35.354</b>	<b>4.607</b>
<b>Posição passiva:</b>				
NDF (fornecedor)	Junho/2013	(15.319)	(15.319)	-
NDF (fornecedor)	Outubro/2013	(15.428)	(15.428)	-
		<b>(30.747)</b>	<b>(30.747)</b>	<b>-</b>
		<b>61.494</b>	<b>66.101</b>	<b>4.607</b>

A participação da Chesf de 24,5%, neste valor a receber de R\$ 4.607, corresponde a R\$ 1.129.

#### 40 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO SEGREGADO POR ATIVIDADE

	Controladora					
	31/12/2012			31/12/2011		
	Geração	Transmissão	Total	Geração	Transmissão	Total
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>4.372.731</b>	<b>1.623.297</b>	<b>5.996.028</b>	<b>3.565.536</b>	<b>1.552.951</b>	<b>5.118.487</b>
<b>CUSTO OPERACIONAL</b>						
<b>Custo com energia elétrica</b>						
Energia elétrica comprada para revenda	(19.058)	-	(19.058)	(7.635)	-	(7.635)
Encargos de uso da rede de transmissão	(867.885)	-	(867.885)	(805.270)	-	(805.270)
<b>Custo de operação</b>						
Pessoal	(88.851)	(233.959)	(322.810)	(78.816)	(231.982)	(310.798)
Material	(5.144)	(8.061)	(13.205)	(3.123)	(11.806)	(14.929)
Combustíveis para a produção de energia	(2.522)	-	(2.522)	(4.793)	-	(4.793)
Serviço de terceiros	(17.392)	(54.480)	(71.872)	(14.292)	(50.397)	(64.689)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(240.074)	-	(240.074)	(224.374)	-	(224.374)
Depreciação e amortização	(339.815)	-	(339.815)	(342.778)	-	(342.778)
Taxa de Fiscalização da Aneel	(12.524)	(8.595)	(21.119)	(12.995)	(8.643)	(21.638)
Contrato oneroso - Jirau	(711.375)	-	(711.375)	-	-	-
Outras	40.463	(6.402)	34.061	43.171	(7.734)	35.437
	<b>(2.264.177)</b>	<b>(311.497)</b>	<b>(2.575.674)</b>	<b>(1.450.905)</b>	<b>(310.562)</b>	<b>(1.761.467)</b>
<b>CUSTO DO SERV. PRESTADO A TERCEIROS</b>	<b>-</b>	<b>(5.371)</b>	<b>(5.371)</b>	<b>734</b>	<b>(3.572)</b>	<b>(2.838)</b>
<b>CUSTO DE CONSTRUÇÃO</b>	<b>-</b>	<b>(603.420)</b>	<b>(603.420)</b>	<b>-</b>	<b>(581.089)</b>	<b>(581.089)</b>
<b>LUCRO BRUTO</b>	<b>2.108.554</b>	<b>703.009</b>	<b>2.811.563</b>	<b>2.115.365</b>	<b>657.728</b>	<b>2.773.093</b>
<b>DESPESAS OPERACIONAIS</b>	<b>(453.247)</b>	<b>(825.171)</b>	<b>(1.278.418)</b>	<b>(306.856)</b>	<b>(712.413)</b>	<b>(1.019.269)</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA</b>	<b>1.655.307</b>	<b>(122.162)</b>	<b>1.533.145</b>	<b>1.808.509</b>	<b>(54.685)</b>	<b>1.753.824</b>
<b>RESULTADO DE EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>						
Ganhos em equivalência patrimonial	14.524	52.454	66.978	45.189	26.788	71.977
Perdas em equivalência patrimonial	(10.653)	(9.804)	(20.457)	(8.265)	(4.899)	(13.164)
	<b>3.871</b>	<b>42.650</b>	<b>46.521</b>	<b>36.924</b>	<b>21.889</b>	<b>58.813</b>
<b>RECEITA (DESPESA) FINANCEIRA</b>						
Renda de aplicações financeiras	84.270	30.267	114.537	92.583	40.596	133.179
Variações monetárias e acréscimos moratórios - energia vendida	58.567	7.041	65.608	80.893	6.060	86.953
Outras variações monetárias ativas	420	1.212	1.632	430	1.327	1.757
Atualização de valores a receber	171.485	31.746	203.231	-	-	-
Outras receitas financeiras	17.712	20.551	38.263	18.496	17.352	35.848
PIS/Pasep e Cofins	(43.446)	(11.786)	(55.232)	(403)	(150)	(553)
Encargos de dívidas	(6.519)	(33.757)	(40.276)	(30.230)	(35.145)	(65.375)
Variações monetárias sobre financiamentos e empréstimos	-	(550)	(550)	-	(940)	(940)
Outras variações monetárias passivas	(222)	(594)	(816)	(75)	(76)	(151)
Outras despesas financeiras	(90.889)	(19.247)	(110.136)	(191.475)	(10.767)	(202.242)
	<b>191.378</b>	<b>24.883</b>	<b>216.261</b>	<b>(29.781)</b>	<b>18.257</b>	<b>(11.524)</b>
<b>Resultado Operacional antes da Lei nº 12.783/2013</b>	<b>1.850.556</b>	<b>(54.629)</b>	<b>1.795.927</b>	<b>1.815.652</b>	<b>(14.539)</b>	<b>1.801.113</b>
Efeitos da Lei nº 12.783/2013	<b>(5.999.682)</b>	<b>(2.245.560)</b>	<b>(8.245.242)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Resultado Operacional após a Lei nº 12.783/2013</b>	<b>(4.149.126)</b>	<b>(2.300.189)</b>	<b>(6.449.315)</b>	<b>1.815.652</b>	<b>(14.539)</b>	<b>1.801.113</b>
Imposto de renda e contribuição social	-	-	-	(568.605)	(1.502)	(570.107)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	871.110	235.968	1.107.078	(16.524)	26.820	10.296
Incentivos Fiscais	910	15	925	310.208	2.635	312.843
<b>LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO</b>	<b>(3.277.106)</b>	<b>(2.064.206)</b>	<b>(5.341.312)</b>	<b>1.540.731</b>	<b>13.414</b>	<b>1.554.145</b>
Lucro básico por ação (R\$)	(58,62)	(36,92)	(95,54)	29,88	0,26	30,14
Lucro diluído por ação (R\$)	(58,62)	(36,92)	(95,54)	27,79	0,24	28,03

	Consolidado					
	31/12/2012			31/12/2011		
	Geração	Transmissão	Total	Geração	Transmissão	Total
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>4.372.713</b>	<b>2.287.670</b>	<b>6.660.383</b>	<b>3.565.332</b>	<b>2.017.060</b>	<b>5.582.392</b>
<b>CUSTO OPERACIONAL</b>						
<b>Custo com energia elétrica</b>						
Energia elétrica comprada para revenda	(19.058)	-	(19.058)	(7.635)	-	(7.635)
Encargos de uso da rede de transmissão	(867.885)	-	(867.885)	(805.270)	-	(805.270)
<b>Custo de operação</b>						
Pessoal	(88.851)	(236.285)	(325.136)	(78.818)	(233.486)	(312.304)
Material	(5.174)	(8.223)	(13.397)	(3.134)	(12.107)	(15.241)
Combustíveis para a produção de energia	(2.522)	-	(2.522)	(4.793)	-	(4.793)
Serviço de terceiros	(17.413)	(57.547)	(74.960)	(14.307)	(51.781)	(66.088)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(240.074)	-	(240.074)	(224.374)	-	(224.374)
Depreciação e amortização	(339.817)	(60)	(339.877)	(342.779)	(38)	(342.817)
Taxa de Fiscalização da Aneel	(12.524)	(8.968)	(21.492)	(12.995)	(8.956)	(21.951)
Contrato oneroso - Jirau	(711.375)	-	(711.375)	-	-	-
Outras	40.455	(8.220)	32.235	43.169	(7.973)	35.196
	<b>(2.264.238)</b>	<b>(319.303)</b>	<b>(2.583.541)</b>	<b>(1.450.936)</b>	<b>(314.341)</b>	<b>(1.765.277)</b>
<b>CUSTO DO SERV. PRESTADO A TERCEIROS</b>	<b>-</b>	<b>(5.408)</b>	<b>(5.408)</b>	<b>734</b>	<b>(7.657)</b>	<b>(6.923)</b>
<b>CUSTO DE CONSTRUÇÃO</b>	<b>-</b>	<b>(1.132.025)</b>	<b>(1.132.025)</b>	<b>-</b>	<b>(943.268)</b>	<b>(943.268)</b>
<b>LUCRO BRUTO</b>	<b>2.108.475</b>	<b>830.934</b>	<b>2.939.409</b>	<b>2.115.130</b>	<b>751.794</b>	<b>2.866.924</b>
<b>DESPESAS OPERACIONAIS</b>	<b>(469.893)</b>	<b>(829.558)</b>	<b>(1.299.451)</b>	<b>(320.795)</b>	<b>(720.189)</b>	<b>(1.040.984)</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA</b>	<b>1.638.582</b>	<b>1.376</b>	<b>1.639.958</b>	<b>1.794.335</b>	<b>31.605</b>	<b>1.825.940</b>
<b>RESULTADO DE EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>						
Ganhos em equivalência patrimonial	14.524	-	14.524	11.680	6.924	18.604
	<b>14.524</b>	<b>-</b>	<b>14.524</b>	<b>11.680</b>	<b>6.924</b>	<b>18.604</b>
<b>RECEITA (DESPESA) FINANCEIRA</b>						
Renda de aplicações financeiras	93.359	32.521	125.880	100.878	43.975	144.853
Variações monetárias e acréscimos moratórios - energia vendida	58.567	7.043	65.610	80.893	6.061	86.954
Outras variações monetárias ativas	420	1.217	1.637	430	1.555	1.985
Atualização de valores a receber	171.485	31.746	203.231	-	-	-
Outras receitas financeiras	18.727	13.447	32.174	15.887	15.767	31.654
PIS/Pasep e Cofins	(43.446)	(11.786)	(55.232)	(403)	(150)	(553)
Encargos de dívidas	(6.519)	(50.354)	(56.873)	(30.230)	(39.583)	(69.813)
Variações monetárias sobre financiamentos e empréstimos	2.084	(9.124)	(7.040)	(3.133)	(9.216)	(12.349)
Outras variações monetárias passivas	(222)	(594)	(816)	(75)	(423)	(498)
Outras despesas financeiras	(101.763)	(31.388)	(133.151)	(156.811)	(58.938)	(215.749)
	<b>192.692</b>	<b>(17.272)</b>	<b>175.420</b>	<b>7.436</b>	<b>(40.952)</b>	<b>(33.516)</b>
<b>Resultado Operacional antes da Lei nº 12.783/2013</b>	<b>1.845.798</b>	<b>(15.896)</b>	<b>1.829.902</b>	<b>1.813.451</b>	<b>(2.423)</b>	<b>1.811.028</b>
Efeitos da Lei nº 12.783/2013	(5.999.682)	(2.245.560)	(8.245.242)	-	-	-
<b>Resultado Operacional após a Lei nº 12.783/2013</b>	<b>(4.153.884)</b>	<b>(2.261.456)</b>	<b>(6.415.340)</b>	<b>1.813.451</b>	<b>(2.423)</b>	<b>1.811.028</b>
Imposto de renda e contribuição social	(650)	(15.950)	(16.600)	(568.271)	(11.766)	(580.037)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	876.518	205.701	1.082.219	(14.657)	19.999	5.342
Incentivos Fiscais	910	7.499	8.409	310.208	7.604	317.812
<b>LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO</b>	<b>(3.277.106)</b>	<b>(2.064.206)</b>	<b>(5.341.312)</b>	<b>1.540.731</b>	<b>13.414</b>	<b>1.554.145</b>
Lucro básico por ação (R\$)	(58,62)	(36,92)	(95,54)	29,88	0,26	30,14
Lucro diluído por ação (R\$)	(58,62)	(36,92)	(95,54)	27,79	0,24	28,03

## 41 - SEGUROS

Atualmente a Chesf possui três contratos de seguros cada um com período de duração de um ano e todos com início a partir de 30/04/2012, cujo objetivo é obter cobertura para os seus principais ativos, tais como imobilizado em serviço e almoxarifado. Para isso, esses ativos estão segurados por apólices também anuais, especificadas por modalidade de risco, conforme demonstrado no quadro a seguir:

<b>Apólices</b>	<b>Importâncias Seguradas</b>	<b>Prêmios Anuais</b>
- <b>Riscos Nomeados:</b>		
Incêndio, raio, explosão, danos elétricos, equipamentos eletrônicos	4.287.923	9.054
- <b>Riscos aeronáuticos</b>	36.580	420
- <b>Transporte</b>	81.210	81
	<b>4.405.713</b>	<b>9.555</b>

Para o Seguro de Riscos Nomeados na apólice contratada foram destacadas as usinas e subestações, nomeando os principais equipamentos com seus respectivos valores segurados e seus limites de indenização. Possui cobertura securitária básica tais como incêndio, queda de raios e explosão de qualquer natureza e cobertura adicional contra possíveis danos elétricos, riscos para equipamentos eletrônicos e informática.

Na importância segurada relativa ao seguro aeronáutico, além de R\$ 9.637 referentes a danos causados às aeronaves, estão incluídos R\$ 2.582 para responsabilidade civil e R\$ 24.361 para responsabilidade civil a 2º Risco, previsto no Código Brasileiro de Aeronáutica, que são coberturas contra danos causados a terceiros.

Para o seguro de transporte, a Companhia mantém apólices para garantir a movimentação de materiais nas modalidades terrestre, marítimo e aéreo nacionais, e marítimo e aéreo internacionais, mensalmente endossadas e com importâncias seguradas averbadas até 31/12/2012.

Na determinação da política de seguros e gerência de riscos são contempladas as localizações físicas, os riscos a que se expõem os bens e o custo/benefício.

## 42 - BENS E DIREITOS DA UNIÃO UTILIZADOS PELA CONCESSIONÁRIA

Nos termos da Instrução Contábil nº 6.3.13, do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, a Companhia mantém, em registros auxiliares, bens e direitos da União em regime especial de utilização, segregados por atividade, no montante de R\$ 68.465 (custo corrigido), conforme demonstrativo a seguir:

	31/12/2012								31/12/2011	
	Geração				Transmissão				Geração	Transmissão
	Quant. Itens	Custo Corrigido	Estimativa de Depreciação	Valor líquido	Quant. Itens	Custo Corrigido	Estimativa de Depreciação	Valor líquido	Valor líquido	Valor líquido
Barragem da UHE Castelo Branco	1	56.858	(54.584)	2.274	-	-	-	-	3.412	-
Terrenos	10	2.958	-	2.958	4	223	-	223	2.958	223
Edificações	223	1.688	(1.688)	-	2	13	(13)	-	-	-
Reassentamento da UHE Itaparica	1	5.201	(2.919)	2.282	-	-	-	-	2.490	-
Aeroporto de Guadalupe - PI	1	926	(926)	-	-	-	-	-	-	-
Estrada de acesso à UHE Castelo Branco	1	508	(508)	-	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	3	90	(90)	-	-	-
Total	237	68.139	(60.625)	7.514	9	326	(103)	223	8.860	223

### 43 - REMUNERAÇÃO DOS EMPREGADOS E ADMINISTRADORES

Tomando-se por base o mês de dezembro de 2012 e de acordo com a política salarial da Companhia, a maior e a menor remunerações mensais pagas a empregados foram de R\$ 43.219,80 e R\$ 1.281,70, respectivamente; o maior honorário atribuído a dirigentes correspondeu a R\$ 36.362,90. Tais remunerações são compostas de salários permanentes, gratificações e adicionais.

### 44 – MEIO AMBIENTE

São os seguintes os gastos efetivados pela Companhia, individualmente, de modo a atender aos seus compromissos com o meio ambiente:

Natureza dos Gastos	31/12/2012			31/12/2011
	Aplicação			Total
	Imobilizado	Resultado	Total	
Manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente	4.708	3.321	8.029	5.436
Preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	481	2.252	2.733	1.524
Educação ambiental para a comunidade	19	1.533	1.552	927
Outros projetos ambientais	4.025	1.869	5.894	16.082
<b>Total</b>	<b>9.233</b>	<b>8.975</b>	<b>18.208</b>	<b>23.969</b>

- *Manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente*, compreende os gastos com estudos, diagnósticos, levantamentos, planos de uso e programas de monitoramento, dentre outros, não contemplando as ações de recuperação ou mitigação de impacto ambiental.
- *Preservação e/ou recuperação de ambientes degradados*, compreende os gastos com execução de ações voltadas para preservar e/ou recuperar ambientes degradados com impactos já detectados, com uma ação de reparação em andamento, podendo se referir a ambientes aquáticos, terrestres ou atmosféricos.
- *Educação ambiental para a comunidade*, compreende os gastos com ações de educação e/ou capacitação para sustentabilidade, voltadas às comunidades impactadas pela implantação dos empreendimentos da Companhia.
- *Outros projetos ambientais*, compreende os gastos com as demais ações adotadas pela Companhia, tendo como objeto a preservação do meio ambiente.

A Companhia possui compromissos assumidos de gastos com o meio ambiente, no montante de R\$ 34.137, com previsão de desembolso de R\$ 21.951 para o exercício de 2013 e R\$ 12.186 a partir de 2014.

### 45 - TREINAMENTOS E DESENVOLVIMENTO DE PESSOAL (não auditada)

A Chesf tem como política permanente a qualificação dos seus dirigentes e empregados, tendo apresentado no período os indicadores a seguir:

Indicadores	31/12/2012	31/12/2011
Empregados treinados	4.320	4.678
Homem/hora treinados	363.698	476.679
Média/hora treinamento	65	85,6
Índice de empregados treinados (%)	77	84
Força de trabalho treinada (%)	3,32	4,46
Investimento total (R\$ mil)	6.707	9.075
Valor médio investido por empregado (R\$ 1,00)	1.198	1.629

## COMPOSIÇÃO DOS CONSELHOS DE ADMINISTRAÇÃO E FISCAL E DA DIRETORIA EXECUTIVA

### CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

---

**Armando Casado de Araújo**  
Presidente

**João Bosco de Almeida**  
Conselheiro

**Ana Lúcia Amorim de Brito**  
Conselheira

**Altino Ventura Filho**  
Conselheiro

**Virgínia Parente de Barros**  
Conselheira

**Edvaldo Gomes de Souza**  
Conselheiro

### CONSELHO FISCAL

---

**Pedro Gaudêncio de Castro**  
Presidente

**Antônio de Pádua Ferreira Passos**  
Conselheiro

**Marcelo Cruz**  
Conselheiro

### DIRETORIA EXECUTIVA

---

**João Bosco de Almeida**  
Diretor-Presidente

**Marcos José Mota de Cerqueira**  
Diretor Econômico-Financeiro

**José Ailton de Lima**  
Diretor de Engenharia e Construção

**Mozart Bandeira Arnaud**  
Diretor de Operação

**José Pedro de Alcântara Júnior**  
Diretor Administrativo

### SUPERINTENDÊNCIA DE EXECUÇÃO E CONTROLE ECONÔMICO-FINANCEIRO

---

**José Ivan Pereira Filho**  
Superintendente  
CRC-PE-007552/O-6 – Contador

### DEPARTAMENTO DE CONTABILIDADE

---

**Denilson Veronese da Costa**  
Chefe de Departamento  
CRC-PB-004638/O-7 "S" PE – Contador

**Relatório dos auditores independentes  
sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas**

Aos Administradores e Acionistas  
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf

Examinamos as demonstrações financeiras individuais da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf (a "Companhia" ou "Controladora") que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2012 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como o resumo das principais políticas contábeis e as demais notas explicativas.

Examinamos também as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf e suas controladas ("Consolidado") que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2012 e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como o resumo das principais políticas contábeis e as demais notas explicativas.

**Responsabilidade da administração  
sobre as demonstrações financeiras**

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações financeiras individuais de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e dessas demonstrações financeiras consolidadas de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB) e as práticas contábeis adotadas no Brasil, assim como pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou por erro.

**Responsabilidade dos auditores independentes**

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

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e das divulgações apresentados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou por erro.

Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui também a avaliação da adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

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



**Opinião sobre as demonstrações  
financeiras individuais**

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras individuais acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf em 31 de dezembro de 2012, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

**Opinião sobre as demonstrações  
financeiras consolidadas**

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf e suas controladas em 31 de dezembro de 2012, o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB) e as práticas contábeis adotadas no Brasil.

**Ênfase***Base de elaboração das demonstrações financeiras individuais*

Conforme descrito na Nota 4, as demonstrações financeiras individuais foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. No caso da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf, essas práticas diferem das IFRS, aplicáveis às demonstrações financeiras separadas, somente no que se refere à avaliação dos investimentos em coligadas e controladas em conjunto pelo método de equivalência patrimonial, uma vez que para fins de IFRS seria custo ou valor justo. Nossa opinião não está ressalvada em função desse assunto.

*Impactos da Lei 12.783/2013*

Conforme descrito na Nota 2.3, em 11 de setembro de 2012, o Governo Federal emitiu a Medida Provisória nº 579, que trata das prorrogações de concessões de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica, e sobre a redução dos encargos setoriais. Tal Medida Provisória foi convertida, em 11 de janeiro de 2013, na Lei nº 12.783/2013 e passou a ser regulamentada pelo Decreto 7.891/2013 de 23 de janeiro de 2013. As novas tarifas e o valor da indenização dos ativos vinculados às concessões foram divulgados pela Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 579 e a Portaria Interministerial do Ministério de Minas e Energia e do Ministério da Fazenda nº 580, publicadas em edição extraordinária do Diário Oficial da União do dia 1º de novembro de 2012.

A Companhia aceitou as condições de renovação antecipada das concessões previstas na Medida Provisória 579 (Lei 12.783/13), assinando em 4 de dezembro de 2012 os contratos de prorrogação das concessões afetadas, passando todos os bens vinculados ao respectivo contrato para a União, sob a administração da Companhia.

No que se refere às concessionárias que optaram pela prorrogação das concessões de transmissão de energia elétrica, alcançadas pelo § 5º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 1995, a Lei 12.783/2013 em seu artigo 15, § 2º, autoriza o poder concedente a pagar, na forma de regulamento, o valor relativo aos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000, registrados pela concessionária e reconhecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. As concessionárias deverão submeter à ANEEL as informações para o cálculo dos ativos não depreciados. O prazo para envio destas informações será disposto pelo poder concedente.

Adicionalmente, para os empreendimentos de geração, exceto os respectivos projetos básicos, o Decreto nº 7.850/2012 em seu artigo 2º estipula que, até 31 de dezembro de 2013, devem ser submetidas à ANEEL as informações complementares para o cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, realizados até 31 de dezembro de 2012, ainda não amortizados ou depreciados.

Os valores dos ativos de transmissão e geração abrangidos nessa situação correspondem a R\$ 1.187.029 mil e R\$ 487.822 mil, respectivamente, em 31 de dezembro de 2012 e foram determinados pela administração a partir de suas melhores estimativas e interpretação da legislação acima, conforme descrito na Nota 4.21, podendo sofrer alterações até a homologação final dos mesmos.

**Outros assuntos****Informação suplementar - demonstrações do valor adicionado**

Examinamos também as demonstrações do valor adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012, preparadas sob a responsabilidade da administração da como informação suplementar pelas IFRS que não requerem a apresentação da DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 26 de março de 2013

PricewaterhouseCoopers  
Auditores Independentes  
CRC 2SP000160/O-5 "F" PE

Marco Aurélio de Castro e Melo  
Contador CRC 1SP15070/O-3 "S" PE

Guilherme Naves Valle  
Contador CRC 1MG070614/O-5 "S" PE

**PARECER DO CONSELHO FISCAL**

O Conselho Fiscal da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, no uso de suas atribuições legais e estatutárias, considerando a decisão da Diretoria Executiva de 25 de março de 2013, homologada pelo Conselho de Administração em 26 de março de 2013, analisou o Relatório da Administração, relativo ao exercício de 2012 e, assistidos pelo Superintendente de Controle e Execução Econômico-Financeira da Companhia, Sr. José Ivan Pereira Filho, pelo Chefe do Departamento de Contabilidade, Sr. Denilson Veronese da Costa, e pelos representantes da PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes, analisou as Demonstrações Financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012, compostas do Balanço Patrimonial, da Demonstração do Resultado do Exercício, da Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido, da Demonstração do Fluxo de Caixa, da Demonstração do Valor Adicionado, das Notas Explicativas às Demonstrações Financeiras, acompanhadas do Parecer dos Auditores Independentes emitido em 26 de março de 2013, que contém dois parágrafos de ênfase.

Foi avaliada também a proposta da Diretoria Executiva de destinação das Reservas de Lucros, no valor de R\$ 3.149,4 milhões, para absorção de parte do prejuízo apurado no exercício, no montante de R\$ 5.341,3 milhões, sendo o saldo não compensado no valor de R\$ 2.192,8 milhões, registrados na conta de prejuízos acumulados.

Desta forma, o Conselho Fiscal, é de opinião que os referidos documentos societários refletem adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a situação patrimonial, financeira e de gestão da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF e manifesta-se favorável a submissão dos referidos documentos a Assembléia Geral dos Acionistas, nos termos do artigo 192 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, e alterações introduzidas pela legislação subsequente.

Brasília, 26 de março de 2013.

Pedro Gaudêncio de Castro  
*Presidente*

Antônio de Pádua Ferreira Passos  
*Conselheiro*

Pedro Paulo da Cunha  
*Conselheiro Suplente*