

RELATÓRIO DE ADMINISTRAÇÃO 2013

MENSAGEM DO PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Prezados Acionistas,
Em 2013, o Conselho de Administração, em conjunto com a Diretoria, revisou a missão, a visão de futuro e os valores do Grupo Neoenergia. Com essa iniciativa e face aos novos desafios apresentados para o setor energético no Brasil, o Grupo renovou seu compromisso com o desenvolvimento sustentável do país e reformulou o enunciado de sua Missão: "Ser a energia que movimenta e ilumina a vida para o bem-estar e o desenvolvimento da sociedade". Essa é a razão de ser do Grupo Neoenergia. E esse compromisso se confirmou por meio dos investimentos feitos pelo Grupo na geração, distribuição e transmissão de energia.

A COELBA, maior distribuidora do Nordeste e terceira maior concessionária do Brasil em número de clientes, é parte importante desse desenvolvimento e investiu em 2013 R\$ 1,0 bilhão para expandir e modernizar sua rede elétrica. Realizou 250.234 ligações urbanas e 34.766 em área rural, construiu 9.325 km de redes de distribuição e 9 subestações. Merece destaque o Programa Luz para Todos, do qual a COELBA tem a maior carteira de investimentos do Brasil. Em 2013, a concessionária alcançou a marca de 530 mil novas ligações de clientes nas áreas rurais da Bahia. A COELBA não mediu esforços para continuar fornecendo energia com eficiência e qualidade para as atuais 5,4 milhões de unidades consumidoras.

Do ponto de vista operacional, em 2013 a COELBA reduziu seu índice de perdas em 1,7 pontos percentuais em relação a 2012, ficando em 14,1%. Essa redução ocorreu basicamente nas perdas comerciais e é resultado dos investimentos na execução das ações previstas no Plano de Redução de Perdas. Outro destaque de 2013 foi o aumento no índice de arrecadação em 0,7 pontos percentuais, alcançando 102,4%. A Energia Distribuída cresceu 8,8% em relação ao ano passado, alcançando, no fim do período, 17.666 GWh, enquanto que, segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética o crescimento do consumo de energia no Brasil em relação a 2012 foi de 3,5%.

Destacamos também a contribuição da COELBA para a realização dos Jogos da Copa do Mundo de 2014. Em 2013, investiu R\$ 33 milhões em obras relacionadas a Copa, com o objetivo de ampliação e manutenção preventiva da sua rede elétrica. Depois de inaugurar a primeira usina de geração solar da América Latina dentro de um estádio de futebol, Pituaçu, em Salvador-BA, a COELBA, em parceria com as duas outras distribuidoras do GRUPO NEOENERGIA, CELPE e COSERN, implantou, dentro da Itaipava Arena Pernambuco, estádio-sede da Copa 2014, a Usina Solar São Lourenço da Mata. Esse investimento foi de R\$ 10 milhões e permitiu a instalação de 1 megawatt/pico, equivalente ao consumo de 6 mil habitantes.

Ainda na linha da inovação com sustentabilidade, o Programa de Eficiência Energética Nova Geladeira substituiu na Bahia, até o final de 2013, 139 mil geladeiras velhas por novas e doou 1,1 milhão de lâmpadas fluorescentes. Considerando todo o Grupo Neoenergia, foram substituídas 246 mil geladeiras e doadas 2,3 milhões de lâmpadas. Com isso, desde o início do programa, o Grupo promoveu uma economia no consumo de energia de cerca de 301,9 GWh/ano, o equivalente a uma usina de 62,7 MW, que daria para abastecer 214 mil residências com consumo médio de 100 kWh/mês. A COELBA também liderou, na Bahia, em parceria com a Philips e empresas varejistas, o movimento para estimular a troca de lâmpadas incandescentes e fluorescentes por LED, com descontos de 75% na compra desse produto para seus clientes.

Transformação socioeconômica nas regiões onde atua, respeito pelo cliente, foco nas pessoas, atuação sem fronteiras, integridade, sustentabilidade, criação de valor. Esses valores aliados à transparência e solidez da COELBA levaram a agência Standard and Poor's reafirmar, pelo quarto ano consecutivo, a nota máxima na escala nacional (brAAA) e grau de investimento na escala global (BBB-) em 2013. O EBITDA deste ano foi de R\$ 998,1 milhões e o Lucro Líquido de R\$ 495,1 milhões.

Vale ressaltar que em 2013, além dos desafios enfrentados pelo Setor Elétrico de forma geral, a Companhia passou pelo 3º ciclo de revisão tarifária, onde a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL fixou em -6,1% o índice de redução das tarifas, com vigência desde 22 de abril de 2013. Cabe destacar que o percentual percebido na conta dos consumidores é baixa tensão, que representam 10,0% dos clientes, foi de -9,9%, em média.

Ciente da sua contribuição para o desenvolvimento sustentável do País e parte integrante de um dos 4 maiores grupos econômicos do Brasil, a COELBA está preparada para prosseguir com o seu plano de investimentos e com o propósito firme de ser admirada pelos seus clientes, governo e colaboradores e reconhecida, nacionalmente, como referência em inovação, padrões de operação, qualidade de atendimento, rentabilidade e crescimento.

MARCO GEOVANNI TOBIAS DA SILVA
Presidente do Conselho de Administração

1. CONJUNTURA ECONÔMICA

O crescimento da economia brasileira em 2013 apresentou uma evolução em relação ao ano de 2012. O Produto Interno Bruto registrou um crescimento de 2,3% em relação ao ano de 2012, contra o crescimento de 0,9% registrado no ano anterior. Apesar deste avanço, o crescimento do PIB brasileiro foi o menor entre os países da América Latina de acordo com projeções do FMI. O crescimento da inflação é outro tema preocupante no cenário macroeconômico brasileiro. Para conter este avanço a taxa SELIC foi elevada constantemente pelo COPOM. No final de 2012 a SELIC registrava 7,2% a.a. e ao final de 2013 alcançou 10% a.a.

Nos Estados do Nordeste, a região que concentra maior parte dos ativos do Grupo Neoenergia, o ritmo de atividade foi freado devido aos efeitos da seca sobre a renda agrícola e o moderado avanço do setor industrial. Apesar destes fatos, a Região Nordeste ainda deve seguir com um crescimento no PIB acima das outras regiões do Brasil, mantendo a trajetória que iniciou em 2012. As perspectivas para evolução da atividade econômica no Nordeste revelam-se positivas para os próximos trimestres mantendo-se o cenário de dinamismo do mercado de trabalho e continuidade dos programas sociais do governo federal.

Os índices que influenciam no reajuste das tarifas e custos do setor elétrico são importantes e constantemente monitorados pelo Grupo Neoenergia. O IPCA sofreu um aumento em 2013 onde o acumulado atingiu 5,9% em comparação com o registrado em 2012 que registrou 5,8%. Por outro lado o IGP-M sofreu uma redução de 2,3 p.p., passando de 7,8% a.a. em 2012 para 5,5% a.a. em 2013. Os principais fatores para a diminuição no ritmo da alta vieram da queda dos preços no atacado e na construção. A taxa de câmbio fechou o ano de 2013 em R\$/US\$ 2,3426 acumulando uma desvalorização do real frente ao dólar de 14,6% comparado ao ano anterior. No acumulado dos últimos 12 meses, o incremento na economia baiana foi de 3,3%, enquanto o Brasil cresceu 2,3%. O cenário consolida uma leitura otimista para o ano de 2014, quando se espera menor incidência da seca na agropecuária, a retomada da construção civil, em função da continuidade das obras públicas, o melhor desempenho do setor de serviços, decorrente da Copa, e um maior impacto dos investimentos industriais como resultado da maturação de grandes empreendimentos, a exemplo dos já iniciados nos ramos de energia elétrica, mineração, acrílico, automotivo e naval.

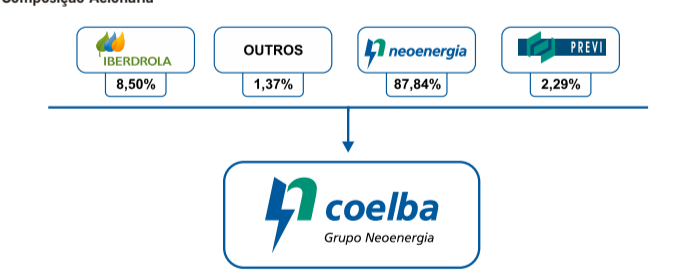
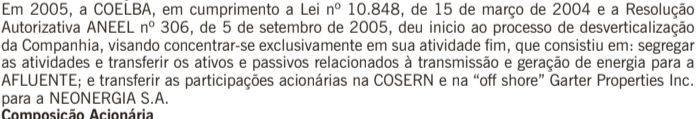
2. BREVE HISTÓRICO DA COMPANHIA

A COELBA foi constituída em 1959, como uma sociedade de economia mista controlada pelo Estado da Bahia, tendo obtido em 1960, autorização do Governo Federal, por meio do Decreto 48.161/60, para funcionar como concessionária de energia elétrica. A COELBA tem sede na Avenida Edgar Santos nº 300, Bairro Naranandia, na Cidade de Salvador, Estado da Bahia, e a sede da sua *holding* Neoenergia ficam na Praia do Flamengo, 78, 2º andar, Cidade e Estado do Rio de Janeiro.

A COELBA detém a concessão para distribuição de energia elétrica em 415 dos 417 municípios do Estado da Bahia, e aos municípios de Delmiro Gouveia no Estado de Alagoas e Dianópolis no Estado de Tocantins, abrangendo uma área de concessão de 563 mil km², outorgado pelo Decreto de 6 de agosto de 1997 e regulado pelo Contrato de Concessão nº 010, firmado em 8 de agosto de 1997 e aditivos, com vigência de 30 anos, até 7 de agosto de 2027. Adicionalmente, pela atual regulamentação do setor elétrico, a Companhia vem atendendo consumidores livres no Estado da Bahia, desde 2002.

Em julho de 1994, a COELBA tornou-se companhia aberta, inscrita sob o Código CVM nº 01452-4. A COELBA foi privatizada, em 31 de julho de 1997, mediante leilão de privatização realizado na bolsa de valores do Rio de Janeiro, tendo sido adquirida pelo consórcio formado pela Neoenergia (nova denominação da Guarani S.A.), Iberdrola, Previ e Fundos de Investimento administrados pelo Banco do Brasil. No dia 8 de agosto de 1997, a COELBA celebrou com a União Federal, por intermédio do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE (antecessor da ANEEL), o Contrato de Concessão, por meio do qual a Emissora adquiriu o direito de explorar o serviço de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica no Estado da Bahia pelo prazo de 30 anos, assumindo a Neoenergia a posição de sua controladora.

Em 2005, a COELBA, em cumprimento a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 e a Resolução Autorizativa ANEEL nº 306, de 5 de setembro de 2005, deu início ao processo de desverticalização da Companhia, visando concentrar-se exclusivamente em sua atividade fim, que consistiu em: segregar as atividades e transferir os ativos e passivos relacionados à transmissão e geração de energia para a AFLUENTE; e transferir as participações acionárias na COSERN e na "off shore" Garter Properties Inc. para a NEOENERGIA S.A.



3. GOVERNANÇA CORPORATIVA

As práticas de Governança Corporativa da COELBA seguem as diretrizes recomendadas pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa - IBGC para assegurar a transparência e a equidade nos negócios, bem como o respeito aos direitos das partes interessadas. O modelo permite o aproveitamento da sinergia entre as empresas controladas pela Neoenergia por meio da unificação de processos.

A estrutura de governança da Companhia é composta por Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria, com o apoio de comitês, instalados apenas na *holding*, que contribuem para as deliberações e tomadas de decisão. O Acordo de Acionistas da NEOENERGIA orienta a atuação dos conselheiros e estabelece cláusula para abstenção de voto sobre temas que possam representar conflito de interesses.

3.1. Estrutura de Governança

Conselho de Administração
É integrado por cinco representantes dos acionistas e um dos empregados, eleitos pela Assembleia Geral de Acionistas e seus respectivos suplentes, com mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição. Entre os titulares, um é indicado pela Iberdrola, um pela Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil (Previl), um pelo Banco do Brasil - Banco de Investimentos - BBFI, dois pela Neoenergia e um eleito pelos empregados.

As atribuições do Conselho incluem a orientação geral dos negócios e a eleição e destituição dos diretores. Os membros se reúnem mensalmente para avaliar os desempenhos econômico, ambiental e social da companhia, bem como discutir os assuntos que merecem atenção. Os integrantes podem ainda se reunir extraordinariamente quando convocados pelo presidente ou pela maioria dos membros.

Conselho Fiscal
Com função independente o Conselho Fiscal é composto por quatro membros titulares e igual número de suplentes, eleitos pela Assembleia Geral dos Acionistas para mandatos de um ano, sendo três deles representantes dos acionistas controladores e um representante dos acionistas preferencialistas não-controladores.

O Conselho Fiscal tem com objetivo garantir o exercício do direito dos acionistas de fiscalizar a gestão dos negócios e sua função fiscalizadora independente é reforçada pela atuação individual dos conselheiros prevista em lei.

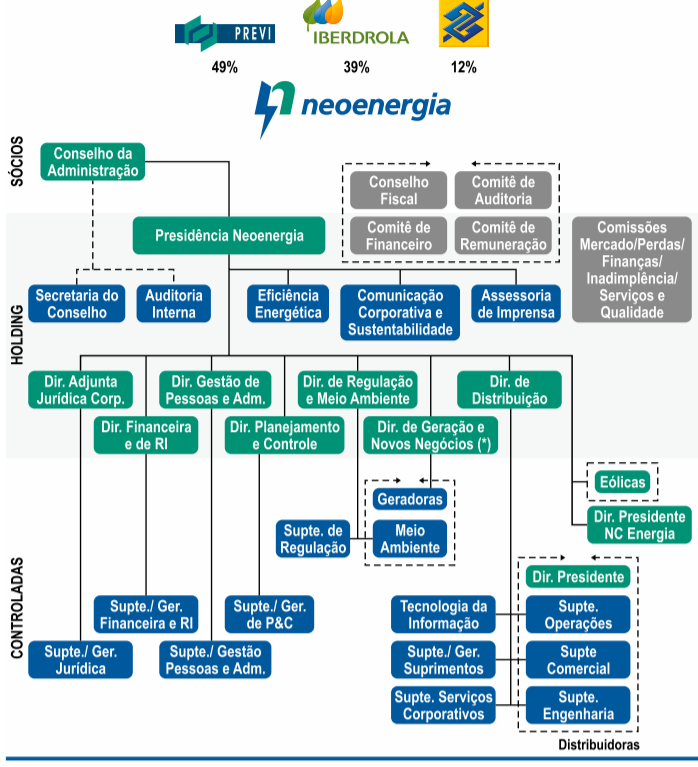
Diretoria
É responsável pela gestão dos negócios, sendo composta atualmente por cinco membros, incluindo a diretora-presidente. Seus integrantes são nomeados pelo Conselho de Administração para mandatos de três anos, passíveis de renovação. Os diretores se reúnem ordinariamente, uma vez por semana ou sempre que convocados por qualquer um de seus pares.

A Diretoria das empresas Controladas pela Neoenergia está estruturada de forma matricial na qual os Diretores estatutários da *holding* também são diretores de todas as Controladas da Neoenergia.

Comitês
O Conselho de Administração nas deliberações relativas às atividades tanto da Companhia como de suas Controladas ou Coligadas, é assistorado por três Comitês instalados apenas na *holding*: Auditoria, Financeiro e Remuneração e Sucesso. Cada um, dentro de seu escopo, é responsável pelas grandes decisões administrativas do dia-a-dia da empresa e pelo planejamento e acompanhamento de ações estratégicas. Cada Comitê é formado por 03 membros titulares e seus respectivos suplentes, indicados pelo Conselho de Administração.

Os Comitês de Auditoria e Financeiro realizam reuniões ordinariamente uma vez ao mês e o Comitê de Remuneração e Sucesso, trimestralmente e de forma extraordinária, sempre que necessário.

Organograma de Governança Corporativa



(*) A Diretoria de Geração e Novos Negócios tem as seguintes Superintendências: Operação Térmica, Implantação e Novos Negócios.

3.2. Direito dos Acionistas e Política de Dividendos e JSCP

A COELBA possui definido em seu estatuto o pagamento de dividendo mínimo de 25% do lucro líquido após constituição de 5% de reserva legal. Além disso, no Estatuto Social da Companhia está determinado que as ações preferenciais tenham direito a dividendos 10% (dez por cento) maiores que os atribuídos às ações ordinárias. A distribuição de dividendos intermediários ou intercalares é uma facilidade da Companhia, mediante aprovação do Conselho de Administração.

O Estatuto Social da COELBA menciona também que o Conselho de Administração poderá aprovar o pagamento ou crédito de juros sobre capital próprio, "ad referendum" da Assembleia Geral Ordinária que apreciar as demonstrações financeiras relativas ao exercício social em que tais juros foram pagos ou creditados, os quais poderão ser imputados ao dividendo obrigatório, a critério do Conselho de Administração da Companhia, conforme autoriza a legislação aplicável.

Em 2013 foram pagos R\$ 56,3 milhões a título de dividendos e R\$ 113,2 milhões referente a juros sobre capital próprio relativos ao exercício de 2012, perfazendo o montante de R\$ 169,5 milhões com a geração total dos acionistas.

3.3. Relações com Investidores

No intuito de disponibilizar informações com elevado padrão de qualidade, transparência e confiabilidade, com base na legislação pertinente e das regras que regulam o setor elétrico, a COELBA adota uma política de comunicação consistente, clara e confiável com o mercado de capitais, zelando pelo relacionamento com acionistas, analistas de mercado, instituições financeiras, agências de "rating" e instituições reguladoras, em conformidade com as boas práticas de governança corporativa. A COELBA disponibiliza informações através da área de Relações com Investidores, "e-mail" (ri@COELBA.com.br), no "site" corporativo (www.COELBA.com.br - "link" RI) e por meio dos relatórios e informes trimestrais e anuais enviados para a Bovespa e CVM. Além disso, o Grupo Neoenergia realiza reuniões individuais do tipo "one-to-one" com as principais instituições de relacionamento e divulga Relatórios de Acompanhamento e "webconferência" trimestrais com os principais números de cada empresa do Grupo e consolidado.

3.4. Auditoria de Controles Internos

A COELBA, alinhada aos princípios básicos de Governança Corporativa, padrões legais e éticos, estabeleceu uma estrutura de controles internos fortalecida. Os controles são feitos de forma adequada e integrada, e interagindo com os auditores internos visando à aplicação das boas práticas. A área vem atuando na promoção de ações corretivas e/ou preventivas de modo a aprimorar os processos e os controles da Companhia, através de trabalhos específicos em áreas/processos prioritários e/ou através de mapeamento de processos, com a elaboração de fluxogramas, matriz de riscos/controles e procedimentos de *walkthrough*, no qual é avaliado o desenho dos controles identificados no mapeamento. Desta forma, a área trabalha no aprimoramento, revisão e melhoria contínua dos processos de negócios, e na implementação de ações de revisão dos controles internos para mitigação dos riscos. A COELBA utiliza a ferramenta SAP-GRC na gestão de acessos ao sistema SAP R/3. Ela é composta dos módulos *Compliance Calibrator* que realiza a avaliação buscando evitar conflitos de acesso entre as transações; *Access Enforcer* que efetua a associação de perfil ao usuário através de fluxo de aprovação de executivos; e *Firefighter* que monitora os acessos considerados de alta criticidade.

4. AMBIENTE REGULATÓRIO

4.1. Revisão Tarifária Extraordinária

Regulamentada pelo Decreto nº 7805/2012, a Medida Provisória nº 579/2012 (posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013) dispôs sobre a renovação das concessões de transmissão, de geração e de distribuição de energia elétrica, redução de encargos setoriais e a modicidade tarifária decorrente de tais ações. O Decreto definiu a data limite de 5 de fevereiro de 2013 para realização da Revisão Tarifária Extraordinária para calcular as novas tarifas das distribuidoras de energia elétrica decorrentes dos efeitos da Medida Provisória.

Essa revisão tarifária extraordinária entrou em vigor em 22 de janeiro de 2013 e resultou na redução média para os consumidores de -20,0% nas tarifas da COELBA.

Em 24 de janeiro de 2013 foi publicada a Medida Provisória nº 605/2013 que atribuiu à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, além de suas finalidades originais, o custeio de vários dos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica. Na mesma data foi publicado o Decreto nº 7.891/2013 estabelecendo que os descontos custeados pela CDE fossem retirados da estrutura tarifária das concessionárias de distribuição por ocasião da Revisão Extraordinária. Ao longo de 2013, a COELBA recebeu R\$ 142,9 milhões da CDE para custear os descontos concedidos.

Em 7 de março de 2013, foi publicado o Decreto nº 7.945/2013 estabelecendo que poderiam ser repassados recursos da CDE para (i) neutralizar a exposição ao risco hidrológico dos contratos de cota de garantia física; (ii) neutralizar a exposição das concessionárias ao mercado de curto prazo em função da frustração da alocação das cotas de garantia física das usinas renováveis, relativa a não adesão em conjunto com a não realização do leilão para recontratação do montante de reposição de 2013; e (iii) neutralizar o custo de manutenção de Sistemas Adicionais de despacho térmico em razão de segurança energética. Em relação a esses itens, foram repassados recursos da CDE para a COELBA no valor de R\$ 275,3 milhões relativo às competências de jan/13 a dez/13.

4.2. Revisão Tarifária Periódica

A ANEEL definiu a metodologia para o 3º ciclo de revisões tarifárias através da Resolução Normativa nº 457 de 8 de novembro de 2011. Para a COELBA, a nova metodologia de revisão tarifária foi aplicada e seus efeitos percebidos a partir de 22 de abril de 2013, quando da 3ª revisão tarifária da Companhia, conforme previsto no contrato de concessão.

A Taxa de Remuneração de Capital (WACC), com o 2º ciclo de revisões foi de 9,9% (após impostos), foi definida para o 3º ciclo de revisões como 7,5% (após impostos). Para as empresas localizadas nas áreas de atuação da SUDENE e SUDAM, a ANEEL fixou taxa diferenciada, considerando a possibilidade de obtenção de benefício fiscal, estabelecido em lei. Tendo em vista que a decisão administrativa desnatara benefício fixado em lei, as empresas ingressaram com ação judicial através da Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica - ABRADEE, obtendo liminar em junho de 2012 junto à Justiça Federal, mantendo o benefício e em março de 2013, julgamento de mérito favorável na Justiça Federal em primeira instância.

Para o estabelecimento dos níveis regulatórios de custos operacionais foi utilizada uma nova metodologia, baseada em *benchmarking* e na análise da eficiência média setorial, sendo reconhecidas nas tarifas a eficiência média. Foi também definida uma trajetória de redução dos custos operacionais a ser aplicada ao longo do ciclo tarifário.

O Fator X foi calculado considerando a produtividade; a trajetória de custos operacionais; e a qualidade, nos reajustes anuais. O Fator de Produtividade para a COELBA, de 0,8%, foi estabelecido por *benchmarking* sendo analisada a produtividade média setorial, considerando a evolução verificada do mercado, custos, redes e investimentos. Conforme metodologia, o valor do componente T de trajetória é limitado a +1,2% (mais ou menos dois por cento). O Componente Trajetória da COELBA foi calculado em 2,0%, baseado na diferença entre o valor dos custos operacionais definidos no ZCRTP atualizados pelos ganhos de produtividade, e o limite mais próximo do intervalo de custos operacionais eficientes definidos pelo método de *benchmarking*. O componente de qualidade foi aplicado em função da evolução dos indicadores de qualidade do fornecimento da empresa (DEC e FEC), que é apurado nos reajustes anuais entre as revisões tarifárias.

Houve ampliação do conjunto de metas capturadas para modicidade tarifária. Especificamente para as distribuidoras com ultrapassagem de demanda e excedente reativos, a ANEEL determinou sua destinação para Obrigações Especiais a partir da revisão tarifária do 3º ciclo, objeto de questionamento judicial pela ABRADEE, ainda em andamento.

Para perdas de receitas irrecuperáveis foi mantida a metodologia utilizada no 2º ciclo, com poucas alterações. Os índices de inadimplência regulatória passaram a ser estabelecidos por classe de consumo. Para a parcela dos encargos setoriais foram reconhecidas as inadimplências reais de cada empresa. Para a COELBA, no total foi definido o índice de 0,9% sobre a receita bruta regulatória para perdas de receitas irrecuperáveis.

A metodologia utilizada para perdas de energia no 3º ciclo teve poucas alterações. A perda não técnica da COELBA foi definida em 6,2% sobre o mercado de baixa tensão, enquanto as perdas técnicas em 9,5% sobre a energia injetada, não tendo havido definição de trajetória de redução para o ciclo tarifário.

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1.511, de 16 de abril de 2013, aprovou o índice médio da 3ª revisão tarifária da COELBA em -6,1%, sendo -5,9% relativo à parcela econômica e -0,2% relativo aos componentes financeiros. Em média o efeito para os consumidores foi de -7,9%, sendo que para os clientes de baixa tensão, que representam 10,0% dos consumidores, o percentual aplicado foi de -9,9%. Já os consumidores industriais e comerciais de médio e grande porte tiveram um percentual médio nas contas de -4,0%. As novas tarifas entraram em vigor a partir do dia 22 de abril de 2013.

4.3. Modalidade Tarifária Branca e Bandeiras Tarifárias

A ANEEL, através da Resolução Normativa nº 464 de 22 de novembro de 2011, criou a "tarifa branca" para os consumidores de baixa tensão, que terá três postos: ponta, fora de ponta e intermediária. A proposta da tarifa branca é estimular o consumo em horários que a tarifa é mais barata, diminuindo o valor da fatura no fim do mês e à necessidade de expansão da rede da distribuidora para atendimento do horário de pico. O consumidor, porém, terá a opção de adotar ou não a cobrança diferenciada, que será baseada nos horários de pico da área de concessão de cada distribuidora, e caso o consumidor não pretenda modificar seus hábitos de consumo, a tarifa convencional continuará disponível. Apesar desta estrutura tarifária já estar em vigor, na prática a opção por essa tarifa depende da padronização, pelo INMETRO, dos medidores a serem utilizados.

Haverá, ainda, as chamadas "bandeiras tarifárias", que poderão mudar todo mês, de acordo com a variação do Custo Marginal de Operação (CMO) e do Encargo de Serviços de Sistema (ESS). Haverá as bandeiras verde, amarela e vermelha, refletindo melhor os custos de geração. Conforme Resolução Normativa nº 593/2013, publicada em 30/12/2013, o ano-teste iniciado em 1º de junho de 2013 foi prorrogado para até dezembro de 2014, enquanto que o início de aplicação foi adiado para 1º de janeiro de 2015. Durante o ano de 2014, as distribuidoras continuarão divulgando nas contas de energia qual bandeira estaria sendo aplicada e suas consequências na fatura. A agência divulga mês a mês as bandeiras que estariam em funcionamento. Atualmente, para o consumo de 100 kWh, a bandeira vermelha teria um acréscimo de R\$ 3,00, a amarela de R\$ 1,50 e para a verde não haveria nenhum valor adicional.

O quadro a seguir demonstra a composição do fornecimento de energia da COELBA por classe.

Classe	2011		2012		2013		Variação 2013/2012 - %	
	Receita (R\$ milhões)	Clientes (mil)	Volume (GWh)	Receita (R\$ milhões)	Clientes (mil)	Volume (GWh)	Receita (R\$ milhões)	Clientes (mil)
Residencial	2.389	4.477	5.356	2.716	4.600	5.493	2.388	4.745
Comercial	1.388	313	2.838	1.504	320	2.827	1.282	308
Industrial	1.051	21	3.570	928	20	2.814	676	19
Rural	244	200	1.137	304	206	1.511	263	208
Outras Classes	595	72	2.145	672	73	2.243	579	74
Total	5.668	5.082	15.045	6.122	5.219	14.728	5.188	5.378

Nota: (1) O item "Clientes" refere-se a Consumidores ativos. (2) Outros = Poder Público + Iluminação Pública + Serviço Público. (3) Não foram considerados para o quadro acima Consumo Próprio e Suprimento.

4.4. Regulamentação Técnica e Comercial

A ANEEL, por ocasião da revisão tarifária periódica, publicou a Resolução Autorizativa nº 4.037, de 16 de abril de 2013, que estabeleceu os novos limites dos indicadores de continuidade (DEC e FEC) da COELBA para o período de 2014 a 2018. Também foi publicada a Resolução Normativa nº 574 que estabeleceu a metodologia e os limites para o indicador de atendimento comercial FER que será fiscalizado anualmente, além de estabelecer o indicador DER como monitoramento da qualidade do atendimento.

Em julho de 2013, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 563, a qual altera as condições para revisão dos planos de universalização dos serviços de distribuição de energia elétrica na área rural, definindo os critérios para os limites da universalização e estabelecendo a necessidade de envio de plano de universalização caso a distribuidora tenha justificativas técnicas e econômicas para mudança dos prazos, e, retificou que os atendimentos, no âmbito das distribuidoras ou municípios universalizados, devem seguir os prazos da Resolução Normativa nº 414/2010, a qual estabeleceu os procedimentos e condições para a prestação de atividades acessórias e fornecimento de energia elétrica. Esta resolução ampliou o rol de atividades permitidas e a utilização de estruturas já existentes, por exemplo, elaboração de projeto, construção, expansão, operação, manutenção ou reforma de subestações e redes de distribuição e transmissão, além dos serviços de consultoria e eficiência energética.

Ainda em 2013, a ANEEL publicou o procedimento para comprovação do atendimento aos critérios de elegibilidade à concessão da Tarifa Social de Energia Elétrica - TSEE e para validação do cálculo da Diferença Mensal de Receita - DMR. Surgiram modificações no atendimento e cadastro, com o aumento de informações solicitadas aos consumidores.

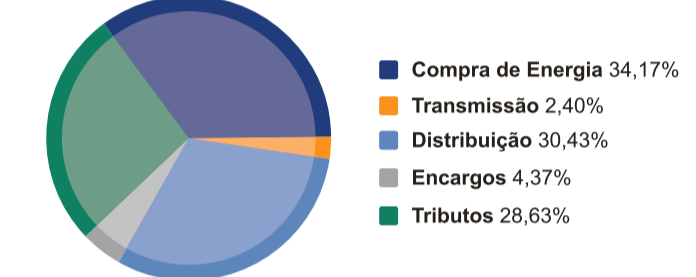
A Resolução Normativa nº 516, da ANEEL, que entrou em vigor em 1º de maio de 2013, aprimorou a regulamentação que trata do atendimento telefônico disposta na Resolução Normativa nº 414/2010, mais especificamente, alterando a metodologia de cálculo dos indicadores do atendimento. Resumindo assim as principais regulamentações no âmbito técnico e comercial em 2013.

4.5. Tarifa Média

A tabela abaixo apresenta a tarifa média de fornecimento em R\$/MWh praticada pela COELBA. Ao lado da tabela é possível visualizar, através do gráfico, a porcentagem que cada segmento da cadeia produtiva representa na tarifa média.

Tarifa Média de Fornecimento em R\$/MWh

Classe	Com Tributo
Residencial	389,57
Industrial	266,54
Comercial	426,44
Rural	182,21
Poder público	342,88
Outros	202,99



4.6. Ouvidoria

A Ouvidoria é mais um canal de relacionamento da Distribuidora criado, especialmente, para registrar e dar tratamento às Sugestões, Elogios e Reclamações de clientes, que não foram solucionadas pelos canais de atendimento. Através dessas manifestações, a Ouvidoria atua junto às áreas para orientar quanto ao fiel cumprimento da regulamentação do setor elétrico, visando eliminar os riscos regulatórios. O principal desafio da Ouvidoria é resgatar a satisfação do cliente. Em 2013, a Ouvidoria da COELBA recebeu 39.791 manifestações das quais 3,8% foram reclamações de consumidores insatisfeitos com os serviços prestados pela distribuidora. Os processos mais reclamados foram: Urgência/Emergência, Prazo e Apresentação e Entrega de Faturas com 22,4%, 21,2% e 18,1% do total de reclamações procedentes, respectivamente.

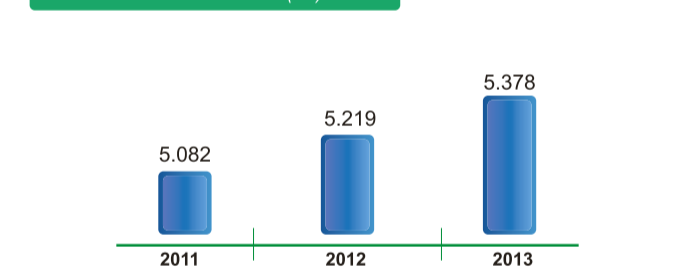
5. DESEMPENHO DO NEGÓCIO

A COELBA acompanha também alguns indicadores operacionais que medem a relação de venda de energia, clientes e empregados. O quadro abaixo demonstra a evolução desses indicadores operacionais.

Indicadores Operacionais	2011	2012	2013
Número de Empregados	2.533	2.516	2.489
Número de Clientes por Empregado	2.006	2.074	2.161
Vendas por Clientes (MWh)	2,96	2,82	2,91
Vendas por Empregado (GWh)	5,94	5,85	6,28
Clientes por km²	9,0	9,26	9,5

5.1. Número de Consumidores Ativos

Em 2013, a COELBA alcançou o patamar de 5,378 milhões de consumidores ativos, obtendo crescimento de 3,0%, representando incremento de 159 mil novos clientes, em relação ao ano anterior. O crescimento apresentado em relação a 2012 foi impulsionado, principalmente, pelo aumento de novos clientes na classe residencial (convencional e baixa renda), que representa 88,2% do total de consumidores da companhia e responsável por 46,0% da receita de fornecimento de energia do mercado cativo em 2013.



***Excluído consumo próprio e suprimento.**

5.1.1. Número de Consumidores Baixa Renda

A Lei nº 12.212 de 20 de janeiro de 2010 alterou as regras incidentes sobre a tarifa aplicável à classe Residencial Baixa Renda das distribuidoras de energia elétrica. Em função desta Lei, a COELBA teve redução significativa na base de clientes com o descadastramento de aproximadamente 1,163 milhão de clientes com tarifa social (subsidiada). Em dezembro de 2013, totalizou 2,041 milhões de clientes cadastrados com a tarifa subsidiada.

O quadro, a seguir, demonstra os efeitos apresentados na COELBA em função da Lei nº 12.212/2010:

Quantidade de Cliente Baixa Renda					
Antes da Perda Jul/10	Perdas	Saldo após Perdas Dez/11	Saldo - Dez/12	Cadastro até Dez/13	Saldo - Dez/13
2.596.124	1.162.787	1.433.337	1.960.016	81.896	2.041.912

5.2. Energia Distribuída

Energia Distribuída - GWh
A energia distribuída que é a soma do que vendemos para o mercado cativo mais o que é distribuído para o mercado livre, mais a energia entregue a outras concessionárias ou permissionárias de distribuição totalizou em 2013 17.666 GWh, apresentando um aumento de 8,8% em relação a 2012.





5.4. Balanço Energético

Em 2013 a energia injetada pela COELBA apresentou crescimento de 6,5% equivalente a 1.258 GWh em relação ao ano de 2012.

Balanço Energético Consolidado - 2013		Legenda		Em GWh	
		2013	2012		
Contratos	%			Mercado Cativo	%
18.304	89,0	15.634	76,0	2.010	9,8
18.477	95,7	14.728	76,3	1.516	7,9
Uso das Distribuidoras	%			Mercado Livre	%
21	0,1	20.559	19,301	2.894	14,1
0	0,0	19.301	19,301	3.057	15,8
Mercado Livre	%			Perdas Distrib.	%
2.010	9,8	2.894	14,1	21	0,1
1.516	7,9	3.057	15,8	0	0,0
Perda Rede Básica	%			Uso das Distribuidoras	%
523	2,8	359	1,9	21	0,1
359	1,9	0	0,0	0	0,0
Sobras	%				
1.553	8,3	1.553	8,3		
332	1,8	332	1,8		

Na COELBA a energia injetada atingiu o patamar de 20.559 GWh em 2013. Do total da energia injetada, 76,0% (15.634 GWh) foi destinada ao consumo do mercado regulado, 9,8% (2.010 GWh) para o consumo do mercado livre, 14,1% (2.894 GWh) representaram perdas na energia injetada e 0,1% uso das distribuidoras (21GWh).

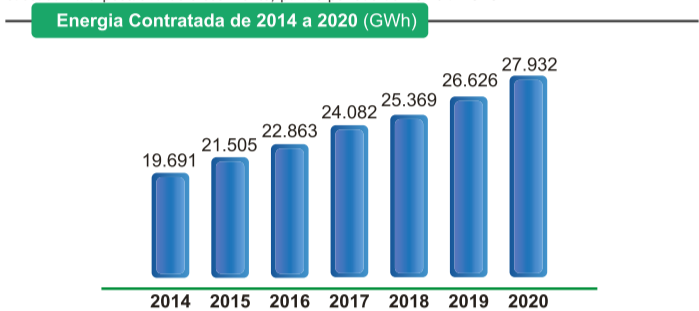
O mercado livre apresentou aumento expressivo de 32,6% (494 GWh) em relação a 2012. Esse crescimento é decorrente, principalmente, da migração de nove consumidores do ambiente regulado para a contratação livre.

5.5. Energia Contratada

A energia contratada para atender ao mercado da COELBA em 2013 totalizou 18.304 GWh, o que representa um decréscimo de 0,9% em relação a 2012.

Em 2013 a COELBA teve um déficit contratual de -2,9%, decorrente da frustração de alguns contratos, o que acarretou um lastro regulatório de 8,3%, totalizando o saldo final de 5,4%.

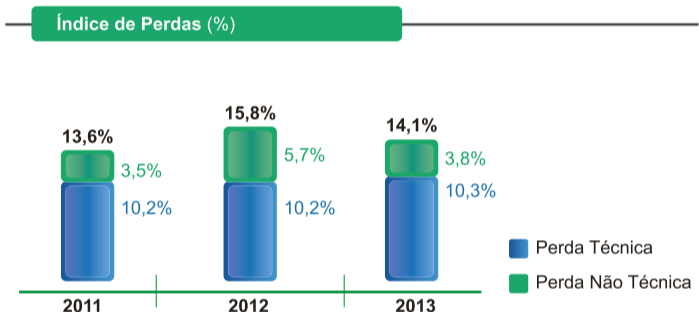
No gráfico a seguir apresentamos a energia contratada para o mercado da COELBA em 31/12/2013 baseada na expectativa de crescimento, para o período de 2014 a 2020.



5.6. Índice de Perdas

As perdas de energia correspondem às perdas totais englobando as perdas técnicas, montante de energia elétrica dissipada no processo de transporte de energia entre o suprimento e o ponto de entrega, e as perdas não técnicas, decorrentes das irregularidades no cadastro de consumidores, medição e instalações de consumo.

As perdas de energia são acompanhadas pela COELBA através do índice percentual que compara a diferença entre a energia requerida/comprada e a energia fornecida/faturada, acumuladas no período de 12 meses. Com base nessa metodologia, seguem os índices da COELBA:



Índice de Perdas (%)

O Índice de Perdas apresentou redução em relação ao ano anterior, passando de 15,8% para 14,1%, representando um decréscimo de 1,7 pontos percentuais. Tal decréscimo deveu-se à execução das ações previstas no Plano de Redução de Perdas.

Foram aplicados cerca de R\$ 65 milhões com as ações de combate às perdas não-técnicas. As principais ações desenvolvidas em 2013 foram:

- Realização de 121 mil inspeções, sendo detectadas 46 mil irregularidades, tendo sido recuperados 150 GWh, o que corresponde a R\$ 35 milhões;
- Regularização de 20 mil ligações clandestinas com e sem obra, contribuindo para redução do número de insumos, cortados e autorreligados, além da recuperação de créditos;
- Operação de blindagem em 34 mil unidades consumidoras em áreas populares, minimizando a possibilidade de realização de fraudes;
- Operação de levantamento e atualização de cadastro de iluminação pública em 180 municípios, recuperando e agregando mais de 105 GWh no ano;
- Implantação de 300 telemedidores em consumidores do grupo B com medição indireta e 8.000 em consumidores de comunidades populares;
- Substituição de 2.500 medidores polifásicos obsoletos; e
- Negociação de 40 mil processos de irregularidade, correspondendo a mais de R\$ 29 milhões.

5.7. Arrecadação

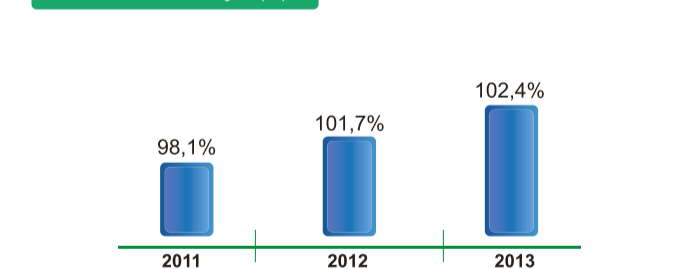
A performance da arrecadação é medida pelo Índice de Arrecadação - IAR, definido pelo quociente do valor total arrecadado com energia elétrica e títulos, inclusive de exercícios anteriores, em relação aos valores faturados por fornecimento de energia no exercício.

Em 2013, a arrecadação da COELBA superou o faturamento e o IAR alcançou 102,4%.

Esse resultado foi consequência de um Plano de Redução da Inadimplência detalhado onde foram desenhadas e implementadas ações dentro de um conceito de Matriz de Risco. Isto é, foco na qualidade das ações e não na quantidade. Em 2013 foram incrementadas novas ações administrativas como a URA - Unidade de Resposta Auditável e o Envio de Mensagens de Cobrança (SMS), ações com menor custo operacional e que são focadas nas dívidas de menor risco de recebimento. Na mesma diretriz, houve uma readequação nas ações de campo (suspensão do fornecimento, acompanhamento de cortados etc.) que visa um acerto nas maiores dívidas e uma redução das reclamações. O plano anual também previu a redução do prazo de parcelamento que por consequência trouxe a redução do risco da Companhia e um aumento na arrecadação das parcelas. Essas medidas justificam a evolução do índice alcançado neste ano, mesmo com a ampliação das restrições à suspensão de fornecimento de energia, imposta pela Resolução ANEEL nº 414/2010. Nesse contexto, as ações de recuperação de créditos que mais se destacaram foram:

- Inclusão de 6,4 milhões no cadastro de devedores (negativação);
- Realização de 831 mil suspensões de fornecimentos. Neste ano o foco desta ação foi na melhoria da efetividade e eficiência;
- Redução no volume de unidades consumidoras com contratos cortados de 200 mil em 2012 para 177 mil em 2013;
- Atuação nas maiores dívidas dos clientes das classes industrial e comercial; e
- Recuperação de R\$ 69,52 milhões através das empresas de assessoria de cobrança superando em 15,3% o montante alcançado no ano anterior.
- Redução do prazo de parcelamento de dívidas de 12 para 9 parcelas.

Índice de Arrecadação (%)



* Últimos 12 Meses

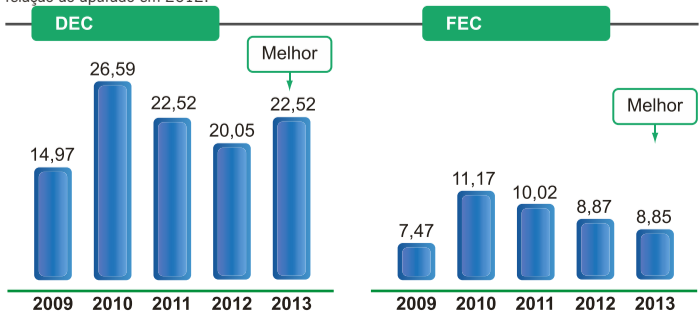
A COELBA possui 7.323 locais de pagamentos, nos 415 municípios da sua área de concessão, garantindo e facilitando o acesso ao pagamento das faturas dos clientes da COELBA. Esses locais de pagamentos são estabelecimentos bancários e seus correspondentes e a rede COELBA Serviços. A rede COELBA Serviços é formada por 830 estabelecimentos comerciais credenciados que prestam o serviço de arrecadação de faturas e 457 pontos que prestam o serviço de atendimento comercial. A grande capilaridade desses credenciados facilita o acesso dos clientes da empresa.

5.8. Indicadores de Qualidade

A qualidade do fornecimento de energia é verificada principalmente pelos indicadores de qualidade DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor), que aferem as falhas ocorridas na rede de distribuição de energia elétrica. O cálculo desses índices considera a média móvel dos últimos 12 meses.

No ano de 2013 o sistema de distribuição registrou para o indicador DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) valor igual a 22,52 horas e para o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor) valor igual a 8,85 interrupções.

Em 2013, o indicador FEC (Frequência Média de Interrupção por Consumidor) voltou a evoluir, como reflexo dos investimentos no sistema elétrico e da melhoria das práticas de manutenção. Em contrapartida, impactados pelas intempéries registradas em várias regiões do estado da Bahia nos meses de janeiro e abril, que sujeitou a rede elétrica a desligamentos simultâneos e territorialmente esparsos, o indicador de qualidade de DEC (Duração Média de Interrupção por Consumidor) piorou em relação ao apurado em 2012.



* Últimos 12 Meses

O Programa Luz para Todos, considerado o maior do país em eletrificação rural, a cada ano promove um crescimento dispendioso do sistema, o que exige maior esforço estratégico para atendimento rápido às ocorrências na rede. Além disso, as restrições ambientais para o manejo da vegetação, cada vez mais rigorosas, e os congestionamentos de trânsito na região metropolitana, cujo tráfego porta a cada ano, dificultam e atrasam as ações das equipes de manutenção da rede, constituindo fortes desafios à melhoria dos indicadores de qualidade.

Buscando compensar essas dificuldades e trazer melhores números aos indicadores de qualidade, a COELBA vem investindo regularmente na automação de subestações e equipamentos de rede de distribuição, aumentando o número de subestações operadas remotamente.

Com a introdução do novo padrão de construção de redes aéreas compactas isoladas para aplicação em áreas urbanas, vigente desde 2011, a cada dia vem sendo ampliado o número de quilômetros de rede urbana com essa tecnologia, o que melhora significativamente a convivência da arborização com a rede elétrica, reduzindo desligamentos daí decorrentes.

5.9. Atendimento aos Clientes

Procurando estar sempre ao lado do cliente, a COELBA mantém uma estrutura de atendimento que facilita o acesso aos serviços disponibilizados pela empresa, tais como:

- Agências** - Disponíveis de uma rede de atendimento com 46 agências, sendo 11 na capital e 35 nas cidades pólo do Estado. Disponibilizamos, em junho, uma nova agência móvel para a Regional de Salvador, que passou a contar com três destas agências. Estas unidades móveis de atendimento proporcionam um atendimento com mais comodidade aos clientes, pois leva os diversos serviços oferecidos pela COELBA até os bairros.
- COELBA Serviços** - A COELBA está presente em toda sua área de concessão (415 municípios baianos). Nos municípios onde não temos Agências Próprias, contamos com o atendimento através da rede credenciada COELBA Serviços que finalizou o ano com 440 lojas que realizam atendimento comercial. O projeto de atendimento no credenciado via internet foi ampliado em 39 lojas de atendimento, elevando para 151 o número de estabelecimentos que atendem via Portal do Credenciado, ferramenta desenvolvida para possibilitar atendimento online para os serviços mais procurados, dotando a rede de mais autonomia e facilidade para o atendimento ao cliente.
- Teledatendimento** - A COELBA dispõe de uma central de teledatendimento com 161 posições. Esta central recebeu, em 2013, mais de 5,5 milhões de chamadas com um tempo médio de atendimento de 22 segundos, se posicionando entre as maiores centrais de teledatendimento de empresas de energia elétrica do país.
- Site (www.COELBA.com.br)** - O site COELBA foi completamente reformulado e modernizado, possibilitando ao cliente maior facilidade de acesso ao portal e ampliação do portfólio de serviços oferecidos. Isto gerou uma procura por este canal de atendimento superior a 36% em relação a 2012. Foram registrados mais de 15 milhões de acessos. Dentro dos serviços oferecidos citamos o certificado de quitação de débitos, a reclamação de falta de energia, a solicitação de ligação nova, a troca de titularidade e consulta sobre o estágio das obras do Programa Luz para Todos.
- O serviço de registro de falha de energia foi implantado em Outubro/2011, como forma de facilitar o acesso do cliente para o registro da ocorrência de falta de energia, possibilitando o envio e recebimento do protocolo de sua reclamação, de forma ágil e confiável. Em 2013 registramos uma média mensal de 18.995 registros consolidando a utilização desta ferramenta de atendimento.
- Atendimento Clientes Corporativos** - Através de especialistas no negócio de energia na capital e no interior é prestado um atendimento diferenciado e personalizado para mais de 17 mil parceiros de negócios, correspondente a cerca de 65,5 mil contratos-contratos. Esses clientes representam A COELBA faz hoje a gestão do maior programa de eletrificação rural do país com investimentos superiores a R\$ 3,5 bilhões, com participação financeira da Distribuidora, do Governo Federal e do Governo Estadual.

O resultado da eficiência desta estrutura de serviços pode ser visualizado através do indicador regulado FER - Frequência Equivalente de Reclamação, que, basicamente, mede o número de reclamações procedentes para cada grupo de 1.000 consumidores, o FER para COELBA, estabelecido pela ANEEL para o ano de 2013, foi de 15, enquanto que o alcançado foi de 7,77, representando um resultado 48,2% menor do que a meta estabelecida.

O crescimento do número de reclamações procedentes a partir de 2011 foi resultante das modificações no processo de apuração com o objetivo da uniformização do procedimento de registro de reclamações em todas as distribuidoras do país, visando à certificação exigida pelo órgão regulador e permitindo a comparação, na mesma base, dos indicadores de duração e frequência das reclamações entre todas as distribuidoras. Em 2013, dando continuidade às ações de melhoria iniciadas em 2012, com foco na qualidade do serviço prestado, pode-se registrar um decréscimo no registro de reclamações procedentes da ordem de 12% em relação ao ano anterior.

Em 2013, a COELBA obteve o índice de 77,8 pontos no ISQP - Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida, avaliado pela ABRADEE nas distribuidoras com mais de 500 mil clientes, representando uma pequena evolução do indicador que em 2012 registrou 76 pontos.

5.10. Programa Luz para Todos

O Programa Luz para Todos foi instituído pelo Governo em 11 de novembro de 2003 destinado a residencial, até o ano de 2008, o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural e atendimento baixa renda brasileira sem acesso a esse serviço público e foi prorrogado até o ano de 2014, com a publicação do Decreto nº 7.520, de 11 de julho de 2011.

A COELBA faz hoje a gestão do maior programa de eletrificação rural do país com investimentos superiores a R\$ 3,5 bilhões, com participação financeira da Distribuidora, do Governo Federal e do Governo Estadual.

A COELBA, em 2013, através do Programa Luz para Todos, ligou 34.766 novos clientes, atingindo a marca de 530.226 ligações realizadas na Bahia desde a sua implantação em 2004, promovendo desenvolvimento econômico e melhorando a qualidade de vida das pessoas.

O número de ligações efetuadas pela COELBA até 2013 está demonstrado a seguir:

Programa Luz para Todos			
Ligações Previstas pelo Programa		583.850	
Total de ligações executadas		530.226	
Até 2009		353.209	
2010		75.637	
2011		39.888	
2012		26.726	
2013		34.766	
Em execução		53.624	

6. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Dados Econômico-Financeiros	2012 Reapresentado	2013	Var. %
Receita Operacional Bruta (R\$ mil)	8.033.105	6.758.271	(15,9%)
Receita Operacional Líquida (R\$ mil)	5.813.614	4.984.637	(14,3%)
EBITDA (R\$ mil)	1.171.335	998.466	(14,8%)
Lucro antes Result. Financeiro e Impostos (R\$ mil)	925.886	719.967	(22,2%)
Resultado Financeiro (R\$ mil) - Exceito JSCP	(159.683)	(132.428)	(17,1%)
Lucro Líquido (R\$ mil)	663.006	495.129	(25,3%)
Ativo Total (R\$ mil)	6.982.966	7.627.194	9,2%
Investimentos (R\$ mil)	1.406.501	1.040.745	(26,0%)
Dívida Bruta (R\$ mil)	3.187.193	3.427.796	7,5%
Dívida Líquida (R\$ mil) (a)	2.857.819	2.832.236	(0,9%)
Patrimônio Líquido (R\$ mil)	2.015.221	2.492.289	23,7%

Indicadores Econômico-Financeiros			
Margem EBITDA (b) 20,1%	20,0%	(0,1) p.p	
Margem EBIT	15,9%	14,4%	(1,5) p.p
Margem Líquida	11,4%	9,9%	(1,5) p.p
Cobertura de Juros (EBITDA/Resultado Financeiro) - Em vezes	7,34	7,54	2,8%
Dívida Líquida/EBITDA (c)	2,44	2,84	16,3%
Índice de Endividamento Líquido	58,6%	53,2%	(5,5) p.p
Ações			
Valor Patrimonial da Ação (R\$ lote de mil ações)	10,71	13,24	23,67%
Lucro (Prejuízo) Líquido por Ação (R\$)	3,52	2,63	(25,32%)
Distribuição de Dividendos e JSCP (R\$ mil)	169.491	113.430	(33,08%)

(a) Dívida líquida de disponibilidades, aplicações financeiras, títulos e valores mobiliários.
(b) A ROL de 2011 a 2013, utilizada no cálculo da margem EBITDA, está aumentada pela receita de construção de acordo com o CPC 17, tendo esse efeito contribuído para a redução da margem % sem embargo, ter efeito no valor do EBITDA.
(c) EBITDA 12 meses.

p.p - Pontos Percentuais.
Os comentários da Administração sobre o desempenho econômico-financeiro e o resultado das operações devem ser lidos em conjunto com as demonstrações financeiras e notas explicativas.

Receita Operacional Bruta

A Receita Operacional Bruta da COELBA alcançou em 2013 R\$ 6.758 milhões, uma redução de 15,9%, equivalente a R\$ 1.275 milhões em relação ao ano de 2012 (R\$ 8.033 milhões). Essa redução é o efeito líquido, principalmente, dos seguintes fatores, destacados abaixo:

- Fornecimento de Energia Elétrica (Mercado Cativo) (redução de 24,1%; R\$ 634 milhões)** - Esta redução está associada, principalmente à (i) Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), aplicada a partir de 24 de janeiro de 2013, em função da Lei 12.783/13, que reduziu as tarifas da Companhia em 20,0% e à (ii) Terceira Revisão Tarifária Periódica (TRTP), homologada pela Resolução ANEEL nº 1.511, de 16/04/2013, aplicada a partir de 22 de abril de 2013, com redução tarifária de 6,1%, sendo 5,9% relativo à parcela econômica e 0,2% relativo aos componentes financeiros. A esse percentual foi acrescido ainda 2,0% relativo os componentes financeiros incluídos no reajuste tarifário anterior, resultando no efeito médio percebido pelos consumidores de -7,9%.

Esses efeitos foram compensados, parcialmente, pelo aumento de 6,2% no volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia (15.634 GWh em 2013 versus 14.728 GWh em 2012).

Destaca-se, ainda, o recebimento de subvenção da CDE em função da extinção da compensação de subsídios existentes nas tarifas de determinadas classes de consumidores, ocasionada pela Lei 12.783/13. No ano de 2013, as compensações contabilizadas nesta rubrica alcançaram o montante de R\$ 168 milhões.

Tendo em vista que as reduções das tarifas provenientes da lei 12.783/13 vieram acompanhadas de reduções proporcionais em encargos setoriais e nos custos de compra de energia e nos custos de transmissão, está reduzido o impacto neutro das margens da Companhia e o seu EBITDA.

- Suprimento de Energia Elétrica (redução de 100%; R\$ 75 milhões)** - Em função do cenário de déficit contratual involuntário (subcontratação) para as distribuidoras do país, reflexo da alocação não-integral de cotas de energia em função das geradoras que não aderiram à renovação das concessões pela Lei 12.783/13, a Companhia não apresentou, para o ano de 2013, receita relacionada à liquidação de sobras de energia no mercado de curto prazo.

- Receita pela Disponibilidade do Sistema de Distribuição (redução de 11,9%; R\$ 485 milhões)** - A redução verificada deve-se, principalmente, à (i) Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), aplicada a partir de 24 de janeiro de 2013, em função da Lei 12.783/13, que reduziu a TUSD dos consumidores livres e à (ii) Terceira Revisão Tarifária Periódica (TRTP), homologada pela Resolução ANEEL nº 1.511, de 16/04/2013, aplicada a partir de 22 de abril de 2013, que reduziu a TUSD média em -7,92%. Este efeito foi parcialmente compensado pelo (iii) aumento de 32,65% no volume de energia transportada para os clientes livres (2.010 GWh em 2013 versus 1.516 GWh em 2012).

Excluindo-se o efeito da Receita de Construção - ICPC01*, a receita operacional bruta da Companhia, em 2013, alcançou o montante de R\$ 5.925 milhões, o que representa uma redução de 13,7% em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 6.866 milhões (-R\$ 941 milhões).

*A ICPC 01 estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 - Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 - Receitas (serviços de operação - fornecimento de energia elétrica), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão. A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é igual a zero (contabilizando-se o mesmo valor na receita e na despesa), considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas.

Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais.

As Deduções da Receita Bruta

Apresentaram redução de 20,1% em relação ao ano anterior, alcançando R\$ 1.774 milhões em 2013, contra R\$ 2.219 milhões no ano de 2012 (R\$ 446 milhões). Essa redução é o efeito das seguintes variações:

- Tributos ICMS/ISS/PIS/COFINS (redução de 12,4%; R\$ 241 milhões)** - Esta variação reflete a redução da base de cálculo para apuração destes tributos (atrelada à receita da Companhia), em função dos efeitos anteriormente expostos no item Resultado Operacional Bruto.

- Encargos setoriais, especialmente RGR, CCC e CDE (redução de 73,6%; R\$ 205 milhões)** - A redução mencionada se deve, principalmente, aos seguintes fatores: (i) extinção do encargo Reserva Global de Reversão - RGR, (ii) extinção do encargo Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC e (iii) a redução de 75% no encargo Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, em função da Lei 12.783/13.

Os Custos e Despesas Operacionais

Em 2013 alcançaram R\$ 4.265 milhões, uma redução de 12,8% em relação ao ano de 2012, de R\$ 4.888 milhões (R\$ 623 milhões). Esta redução é o efeito das seguintes variações:

- Energia Elétrica comprada para Revenda (redução de 7,2%; R\$ 157 milhões)** - A redução acima mencionada representa o efeito líquido dos seguintes fatores: (i) retração das tarifas de compra de energia das concessões de geração renovadas pela Lei 12.783/13, com a alocação de cotas de energia resultantes das geradoras com concessões renovadas a um preço médio de R\$ 32,81/MWh; (ii) incremento de 6,5% no volume de energia comprada (CCEARS, Bilaterais e Mercado de Curto Prazo) entre 2013 (20.560 GWh) e 2012 (19.301 GWh); e (iii) reajuste de preço dos contratos de compra de energia vigentes pelo índice de inflação IPCA.

Destaca-se, ainda, o incremento do custo de energia comprada para revenda devido ao maior despacho de usinas térmicas e às compras de energia no mercado spot a preços elevados de PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) compensados pelos repasses da CDE, em função do Decreto 7.945/13. A compensação contabilizada alcançou o montante de R\$ 124 milhões no ano de 2013.

- Encargo do Uso da Rede Elétrica e Encargo do Sistema (ESS) (redução de 39,8%; R\$ 133 milhões)** - Esta variação decorre principalmente de: (i) redução do encargo de uso da rede elétrica, tendo em vista a renovação das concessões de transmissão pela Lei 12.783/13; e (ii) incremento do encargo de serviço do sistema (ESS), em função do maior despacho pelo ONS de usinas térmicas fora da ordem de mérito no período, tendo em vista a redução do nível dos reservatórios nacionais. O item (ii) foi compensado pelos repasses da CDE, em função do Decreto 7.945/13. A compensação contabilizada alcançou o montante de R\$ 151 milhões no ano de 2013.

Excluindo-se o efeito do Custo de Construção - ICPC01*, os custos e despesas operacionais da Companhia, em 2013, alcançaram o montante de R\$ 3.432 milhões, o que representa um incremento de 7,8% em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 3.721 milhões (R\$ 289 milhões). Este resultado é consistente com a gestão eficaz dos custos operacionais da Companhia.

Geração Operacional de Caixa - EBITDA

Com base nas variações acima expostas, o EBITDA da COELBA no ano de 2013, atingiu o montante de R\$ 998,5 milhões, o que representa uma redução de 14,8% em relação ao ano de 2012, cujo montante foi de R\$ 1.171 milhões (R\$ 173 milhões). A margem EBITDA da Companhia em 2013 foi de 20%, o que representa uma redução de 0,1 p.p. em relação a 2012.

De acordo com a Instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2013, a divulgação do cálculo do EBITDA deve ser acompanhada da conciliação dos valores que o compõe, constantes das demonstrações financeiras da Companhia.

Conciliação do EBITDA - R\$ Mil	2012	2013	Var. %
Lucro Líquido	663.006	495.129	(25,3%)
Imposto de Renda e CSLL - Corrente e Diferido			



São Manoel e Palmas de Monte Alto. Todas essas obras não só permitiram ampliar a oferta de energia elétrica, contribuindo com o desenvolvimento do Estado da Bahia, como promover a melhoria da confiabilidade e da qualidade do fornecimento de energia elétrica em toda a área de concessão.

7.2. Modernização

Com um investimento aplicado no exercício de R\$ 17,8 milhões em modernização, a COELBA deu continuidade ao projeto de digitalização e automação do sistema elétrico, tecnologia que permite a operação remota de subestações e pontos estratégicos da rede de distribuição. Foram automatizadas mais 27 subestações e 528 chaves/reguladores da rede de distribuição tiveram comandos remotos implantados. Atualmente, 255 subestações da COELBA (95,0% da potência total instalada) encontram-se já automatizadas e integradas aos seus respectivos Centros de Operação, como também 1.524 chaves/reguladores da rede de distribuição já possuem telecomando.

7.3. Universalização

O "Programa Nacional de Universalização de Acesso e Uso da Energia Elétrica" continuou a figurar como importante foco dos investimentos da COELBA em 2013, sendo destinatário da maior parcela dos recursos orçamentários de investimentos do exercício. Desde dezembro de 2008, quando a ANEEL deu por concluída a Universalização Urbana, o programa passou a compreender apenas a Universalização Rural, vertente denominada de "Programa Luz para Todos", considerado o maior programa de eletrificação rural do país. Em 2013 foram ligados 285.000 novos consumidores, sendo 34.766 em área rural e 250.234 em área urbana, com custos respectivos de R\$ 308,1 milhões e R\$ 379,9 milhões, totalizando um investimento em novas ligações de R\$ 688,0 milhões.

8. RESPONSABILIDADE SOCIOAMBIENTAL

A COELBA faz parte do Grupo Neoenergia e reafirma constantemente seus compromissos socioambientais e seu respeito com o meio ambiente e o desenvolvimento Sustentável.

Sustentabilidade Usinas que utilizam fontes renováveis, estádios de futebol que geram energia solar, parques eólicos que geram novas oportunidades, programas de eficiência energética que reduzem o consumo de energia, melhoram o meio e abrem novos horizontes para a população baixa renda.

Para o Grupo Neoenergia, sustentabilidade, além de ser valor, é um atributo que faz parte de sua cultura, que norteia seus negócios, suas atitudes, sua missão: ser a energia que movimenta e ilumina a vida das pessoas.

No Brasil, 91% da energia elétrica são provenientes de usinas hidrelétricas, que estão entre as fontes mais limpas de geração de energia. Novas usinas hidrelétricas estão sendo construídas no país seguindo um conceito ainda mais favorável ambientalmente: como pequenos reservatórios, aproveitando a vazão natural do rio e preservando as florestas ao redor.

Podemos dizer que o Brasil ruma para a liderança global em termos de energias limpas e que, neste contexto, o Grupo Neoenergia dá uma importante parcela de contribuição. Até 2019, seus empreendimentos serão responsáveis pela geração de 2,5% da energia do Brasil, se tornando um "player" de destaque na geração de energia de fonte renovável.

Compromisso Socioambiental O Neoenergia, na medida em que cresce, renova seu compromisso com o desenvolvimento sustentável da região onde está presente. A preservação ambiental direciona a atuação do Grupo Neoenergia, desde o planejamento de investimentos, obras e a execução dos projetos, incluindo a operação de seus diferentes negócios e a manutenção dos equipamentos. Todas as atividades são realizadas com respeito à legislação e de forma alinhada ao que determina o Sistema de Gestão Ambiental (SGA), adotado desde 2005. Pautado na busca pela excelência, o SGA integra várias ações empresariais e programas socioambientais responsáveis.

O processo de licenciamento faz parte da rotina do Grupo, bem como sua renovação, que acontece anualmente. Para assegurar resultados mais eficazes, é mantido um sistema de gerenciamento que permite o controle de licenças e o gerenciamento das condicionantes de cada uma delas. O Grupo trabalha para reduzir, ao máximo, o impacto de suas atividades sobre o meio ambiente, assegurando, sempre que necessário, a implantação de medidas mitigadoras e compensatórias.

Como parte de suas atividades socioambientais, o Grupo Neoenergia mantém projetos de recuperação ambiental das Áreas de Preservação Permanente (APPs), que fazem uso de técnicas de reflorestamento mais adequadas a cada região, utilizando espécies do bioma local. A preservação da biodiversidade e a mitigação dos impactos ocasionados pela operação contemplam o monitoramento de processos erosivos e assoreamento de reservatórios, água, infraestrutura e fauna. Há ainda programas de recuperação de áreas degradadas, comunicação social, educação ambiental e redução do consumo de energia.

Instituição e Diversidade Com investimentos de R\$ 1,2 bilhão, a Força Elétrica do Brasil, joint venture entre Neoenergia e Iberdrola, concluiu, em outubro de 2013, a construção do último de seus 10 parques eólicos na região Nordeste do Brasil. Justos, estes parques têm capacidade instalada de 288MW, o suficiente para atender a 767 mil habitantes. A energia gerada já tem contratos de comercialização por 20 anos com os agentes de distribuição compradores do leilão 2010 de fontes alternativas. No total, são três parques no estado da Bahia (Castelê 1, 2 e 3) e sete no Rio Grande do Norte (Arizona 1; Galangó 1, 2, 3, 4, 5 e Mel 2). Todos estão prontos, sendo que um (Mel 2, em Areia Branca (RN), opera desde fevereiro de 2013 e os demais aguardam conexão da Chesf para gerar energia.

Energia Solar em dois estádios-sede da Copa 2014 A Neoenergia investe também na geração de energia solar e eólica, fontes complementares que estão crescendo rapidamente no Brasil e contribuindo com o desenvolvimento sustentável do país. Um ano depois de inaugurar a primeira usina de geração solar fotovoltaica da América Latina, dentro de um estádio de futebol (estádio de Pituacú), em Salvador, na Bahia, o Grupo marca seu segundo gol, inaugurando mais uma usina solar. Desta vez, em Pernambuco, dentro da Itaipava Arena Pernambuco, um dos estádios-sede da Copa 2014. A Usina Solar São Lourenço da Mata tem potência instalada de 1 megawatt pico (MWp), capacidade suficiente para gerar 1.500 MWh por ano, o que equivale ao consumo de seis mil habitantes. A unidade será responsável por até 30% da energia consumida pelo estádio que sediará a Copa do Mundo 2014. O investimento de R\$ 10 milhões é resultado da parceria entre o Grupo Neoenergia, por meio da CELPE, COELBA e COSERN, e a Odebrecht.

A instalação da usina solar faz parte do Projeto Estratégico de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) - "Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira", da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Além da usina, o projeto de P&D contempla outros investimentos que totalizam R\$ 24,5 milhões. As demais iniciativas estão no estado da Bahia: A Arena Fonte Nova, em Salvador, terá um sistema com potência de 500 kWp. O estádio baiano de Pituacú, desde abril de 2012, gera energia por meio de painéis fotovoltaicos com capacidade de 400 kWp e compensa toda a energia que consome.

Na Ilha de Fernando de Noronha, o Grupo está construindo duas usinas para contribuir com a sustentabilidade do arquipélago. O empreendimento, em parceria com o Comando da Aeronáutica, quando concluído, terá potência instalada de 400 kWp. A outra planta solar, concebida por meio de convênio com o Governo de Pernambuco, terá 600 kWp de potência instalada.

Economia e Redução de Emissões de CO2 na Baixa Renda A Neoenergia também vem colocando o Nordeste brasileiro, uma das regiões que mais crescem no país nos últimos anos, na vanguarda da eficiência energética. O grupo controla as empresas distribuidoras de energia elétrica de três importantes estados da região: COELBA, na Bahia, Celpe, em Pernambuco, e Cosern, no Rio Grande do Norte.

Mais da metade dos clientes das distribuidoras é baixa renda. Por esta razão, desde 1998, a Neoenergia investe cerca de 413 milhões em programas de eficiência energética. O principal objetivo é adequar o consumo à capacidade de pagamento desses clientes e contribuir com a melhoria da qualidade de vida da população.

Uma das iniciativas que se destacam nesta área é o Programa Nova Geladeira, que já substituiu 246 mil geladeiras velhas por geladeiras novas e mais econômicas, com Selo Procel de eficiência energética. Uma geladeira em mau estado de conservação pode ser responsável por até 70% do valor da conta de energia de famílias de baixa renda. O Programa Nova Geladeira, do Grupo Neoenergia, proporciona uma economia 256,9 GWh/ano em energia, o equivalente à geração de uma hidrelétrica de 53,3 MW.

Vale ressaltar ainda os ganhos ambientais que o Programa Nova Geladeira também proporciona: o gás CFC - prejudicial à camada de ozônio - é retirado das geladeiras antigas e tratado; os aparelhos nos outros utilizam o R600a (isobutano), gás considerado ecológico, e são fabricados especialmente para

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

a Neoenergia. Isso significa que o Grupo Neoenergia está influenciando o mercado para a substituição do CFC pelo isobutano. E isso não é tudo. A geladeira velha recolhida é reciclada, a sucata é vendida e o dinheiro arrecadado é destinado a outros projetos realizados pelo Grupo Neoenergia, como, por exemplo, o Vale Luz, que dá descontos na conta de energia aos clientes que doam lixo reciclável, como vidro, PET, metal, papel e outros. Até o primeiro semestre deste ano, foram recicladas cerca de 839 toneladas de resíduos sólidos e concedidos R\$ 159 mil em descontos na conta de energia.

Restauração da Mata Atlântica

O Grupo Neoenergia ainda é signatário do Pacto para a Restauração da Mata Atlântica, por meio do Energia Verde. Iniciado em 2009, o programa concede descontos para quem troca eletrodomésticos antigos por novos, com Selo Procel A de economia de energia. Como contrapartida, o cliente faz uma doação financeira para a recuperação de áreas remanescentes da Mata Atlântica. O valor é variável de acordo com a faixa de consumo de energia do cliente.

Em 2013, foram recuperados 121 hectares por meio do plantio de 156.863 mudas de diferentes espécies de Mata Atlântica em áreas como: estabelecimento de corredores ecológicos unindo o Parque Nacional do Pau Brasil e o Parque Nacional Monte Pascoal, na Bahia; Serra do Urubu, em Pernambuco; e os parques Jornalista José Maria Alves e das Dunas, no Ceará.

Educação, Cidadania e Desenvolvimento

Acreditando na educação como um agente de transformação da sociedade, o Grupo mantém também uma consolidada parceria com o Instituto Ayrton Senna desde 2006 para estimular ações para a melhoria do desempenho de alunos da rede pública de ensino. Até 2012, foram investidos cerca de R\$ 3,5 milhões em projetos de educação através da arte. A partir de 2013, o apoio passou a ser exclusivamente nos programas de correção de fluxo escolar "Acetela Brasil" e "Se Liga", para os quais destinou R\$ 500 mil no ano passado. As iniciativas atendem a escolas públicas dos Estados da Bahia, de Pernambuco e do Rio Grande do Norte e já beneficiaram mais de 19 mil crianças e 350 educadores nos três estados.

O Grupo também apóia, por meio de suas distribuidoras, iniciativas como Júnior Achievement (de empreendedorismo), contribuindo com a formação de mais de 9 mil alunos dos ensinos médio e fundamental. Também promoveu, através da Lei Rouanet, inclusão cultural de três jovens baixa renda de Salvador, apoiando o projeto "Amigos do Bolshoi". Ainda na linha das leis de incentivo, o Grupo concluiu o projeto Vía da Rainha, investindo R\$ 1,3 milhão (Lei Rouanet), para resgatar traços que marcam a história do Brasil por meio de estudos aprofundados de arqueologia na região das suas pequenas centrais hidrelétricas situadas entre o Rio de Janeiro e o Espírito. Também realizou educação patrimonial para valorização e multiplicação dessa história na comunidade escolar dos municípios daquela região.

Práticas de cumprimento do Pacto Global

A Neoenergia desenvolve ações alinhadas aos compromissos voluntários assumidos em agosto de 2007, quando aderiu aos dez princípios universais do Pacto Global das Nações Unidas nos temas Direitos humanos, trabalho, meio ambiente e anticorrupção. A empresa também é signatária dos Oito Objetivos de Desenvolvimento do Milênio (ODM), que contribuem para a equidade e o desenvolvimento humano com ações que buscam a redução de males como a miséria, o preconceito racial, a mortalidade infantil por desnutrição e enfermidades e o analfabetismo.

Prêmios e Reconhecimentos

A COELBA recebeu, em dezembro, de 2013, prêmio por ter sido a empresa que mais realizou acordos durante a Semana Nacional da Conciliação no ano de 2013, do Tribunal de Justiça da Bahia.

9. GESTÃO DE PESSOAS

Iniciamos o ano com o desafio de assegurar que cada colaborador conhecesse a nova Missão, a nova Visão e os novos Valores do Grupo Neoenergia. Esse trabalho foi realizado com o apoio direto das lideranças, que atuaram como porta-vozes nesse processo de comunicação. Diante desse novo cenário, foram elegidas algumas frentes de ação que visavam dar o suporte necessário à internalização da nova Missão, a nova Visão e os novos Valores, que descreveremos a seguir.

9.1. Saúde e Segurança

Definida a partir de 2013 como um valor, a Segurança assume um importante e constante desafio para todos, reafirmando nosso compromisso com a saúde e integridade física dos colaboradores (próprios e das prestadoras de serviços) e da comunidade.

As inovações tecnológicas e a capacitação profissional, além dos aspectos comportamentais, propiciam melhor desempenho dos empregados e otimização dos processos, contribuindo para redução dos índices de accidentalidade e melhoria contínua do sistema de gestão de saúde e segurança.

Dentre as principais ações desenvolvidas em 2013, destacamos:

- Programa de Controle Médico de Saúde Ocupacional - PCMSO:** Exames Médicos Ocupacionais e Bilirrubinemia, direcionados aos colaboradores próprios. Essa mesma prática tem sido monitorada dentro das equipes de prestadores de serviços, levando a valorização da saúde ocupacional como fator importante e requisito essencial para a continuidade do relacionamento entre o Grupo Neoenergia e seus parceiros.
- Incentivo à atividade física por meio da implementação de academia de ginástica dentro das instalações de algumas empresas ou convênios com academias locais, quando a empresa não dispõe de contingente de colaboradores que assegure o custo-benefício de uma academia própria; clube de corrida; massagem terapêutica; feiras de saúde; campanhas e palestras educativas voltadas para a promoção da saúde e prevenção de doenças, principalmente aquelas adquiridas pela realização das atividades laborais sem o devido cuidado e atenção.
- Segurança do Trabalho (próprios e terceirizados):** Programa de Prevenção de Riscos Ambientais - PPRA; constituição e coordenação das Comissões Internas de Prevenção de Acidentes - CIPA; palestras e reuniões de segurança; inspeções de segurança em imóveis administrativos, subestações e turmas; formação de brigadistas e planos de emergência; recepções e auditorias de saúde e segurança nas Empresas Prestadoras de Serviços - EPS; fiscalização de alojamentos; realização do IX Seminário de Saúde e Segurança para EPS; controle e acompanhamento dos indicadores de accidentalidade.
- Segurança da População:** realização de ações diretas como palestras e inspeções de segurança; treinamento para profissionais da construção civil; campanhas com orientações à sociedade visando à prevenção de acidentes, veiculadas em diversas mídias, tais como mensagem na conta de energia, jornal e entrevistas em rádio/TV.

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Rating Corporativo	NACIONAL		NACIONAL		NACIONAL		GLOBAL	GLOBAL	GLOBAL	GLOBAL
NEOENERGIA	A-	A	A+	AA-	AA+	AA+	AAA	BBB-	AAA	BBB-
Perspectiva	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável
COELBA	A-	A	A+	AA-	AA+	AA+	AAA	BBB-	AAA	BBB-
Perspectiva	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável
CELPE	BBB+	BBB+	BBB+	A+	AA-	AA-	AA+	BB+	AAA	BBB-
Perspectiva	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável
COSERN	A-	A	A+	AA-	AA+	AA+	AAA	BBB-	AAA	BBB-
Perspectiva	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável
ITAPEBI (Debêntures)	A-	A	A+	AA-	AA	AA	AA+	AA+	AA+	AA+
Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável
TERMOPE (Debêntures)	A-	A	A+	AA	AA	AA	AA+	AA+	AA+	AA+
Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável

Fonte: Standard & Poor's 28/5/2013.

11. AUDITORES INDEPENDENTES

Nos termos da Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, destacamos que a Companhia utiliza os serviços de auditoria independente fornecidos pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes, desde 11 de julho de 2012, que incluem a auditoria de suas demonstrações contábeis e regulatórias, bem como a revisão de informativos contábeis, para um período de 2 (dois) anos. Até 31 de dezembro de 2013, a Companhia não possui com os referidos Auditores nenhum outro contrato de prestação de serviços que não o referente aos próprios serviços de Auditoria Independente. A política de atuação da Companhia, quanto à contratação de serviços não-relacionados à auditoria junto a empresa de auditoria externa, se fundamenta nos princípios que preservam a independência do auditor independente.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

Dessa forma, ciente das suas responsabilidades com a sociedade a qual serve e participa, o Grupo Neoenergia assegura seu compromisso com a saúde e segurança de seus colaboradores e da população.

9.2. Capacitação e Desenvolvimento

Em 2013, seguindo a orientação de que "Valorizamos e inspiramos as pessoas", como define o valor PESSOAS, tivemos como primeira iniciativa a realização de uma Pesquisa de Clima, com o intuito de conhecer quais os pontos percebidos pelos colaboradores que podem fortalecer o engajamento de todos em torno dos objetivos da Organização. A pesquisa nos trouxe insumos, que já foram transformados em plano de ação para os anos de 2013 e 2014, além de orientar algumas ações de gestão relativas ao desenvolvimento, oportunidade de carreira, comunicação, entre outras. Demos continuidade a diversos programas de treinamento direcionados para a melhoria de competência funcional dos colaboradores, visando mantê-los num processo permanente de aprendizagem e desenvolvimento, sem perder de vista a integração dessas ações com os objetivos estratégicos da Organização.

Algumas iniciativas de treinamento marcaram o ano de 2013:

- Formação de eletricitistas, aproveitando colaboradores advindo da comunidade e do Programa Jovem Aprendiz;
- Realização do programa de formação de líderes, em parceria com a Fundação Dom Cabral, que contribuiu fortemente para o alinhamento de nossa liderança com as necessidades da Organização;
- Realização de MBA em *Smart Grid*, visando importar conhecimentos que coloquem o Grupo Neoenergia atualizado com a forte tendência do segmento de energia;
- Realização de *assessment* em 100% da liderança, visando identificar profissionais com talento para ocupar futuramente posições de liderança, fortalecendo nosso processo de Sucessão e promovendo a retenção desses talentos;
- Realização de mais uma edição do Comitê de Desenvolvimento de Pessoas - CDP onde são definidos os sucessores dos atuais líderes. Esse processo, viabiliza a elaboração do "mapa de sucessão" do Grupo;
- Realização de mais uma edição do Programa de Preparação para Aposentadoria, denominado "Meu Momento", destinado a dar suporte a todos os colaboradores em fase de aposentadoria, levando-o a realizar essa transição com menor impacto;
- Continuidade do Programa de Estágio, que viabiliza o ingresso de estudantes em nossos quadros de estagiários, viabilizando formação e experiência em ambientes organizacionais, que tem como objetivo tomar os estagiários a base da cadeia de talentos da Organização, garantindo um pool de profissionais preparados para ascender aos primeiros cargos dos níveis técnico e superior;
- Programa de Gestão de Desempenho - PGD foi totalmente revisado em 2013; além de implantar uma nova metodologia, onde todos os colaboradores possuem objetivos individuais, o PGD contou com um novo sistema informatizado, auxiliando na consolidação da filosofia de que o colaborador é o protagonista de sua carreira.

Outra importante evolução em nosso processo de formação e desenvolvimento de pessoas foi a implantação da #redeaprender, que é uma ferramenta de Educação a Distância (EAD) que viabiliza a oferta de cursos online, promovendo a interação, o aprendizado e a informação, além de reforço à cultura de autodesenvolvimento e democratização do conhecimento.

10. OUTROS DESTAQUES

10.1. Missão, Visão e Valores

O Grupo Neoenergia começou o ano de 2013 com nova Missão, nova Visão e Valores, o que teve forte impacto em todas as ações de Gestão de Pessoas. A partir desse ano temos como missão do Grupo é "*Ser a energia que movimenta e ilumina a vida para o bem-estar e o desenvolvimento da sociedade, com eficiência, qualidade, segurança, sustentabilidade e respeito ao indivíduo*".

A nova visão é "*Ser admirada pelos clientes, governo, investidores e colaboradores e reconhecida nacionalmente como referência em inovação, padrões de operação, qualidade de atendimento, rentabilidade e crescimento*".

Os novos valores, definidos para orientar a atuação dos colaboradores e, consequentemente, a condução dos negócios, foram assim descritos:

- SEGURANÇA:** Colocamos a vida das pessoas em primeiro lugar.
- PESSOAS:** Valorizamos e inspiramos as pessoas.
- RESPEITO AO CLIENTE:** Geramos valor para nossos clientes, por meio de serviços de qualidade e atendimento de suas necessidades.
- INOVAÇÃO E EMPREENDEDORISMO:** Estimulamos o pensamento criativo e atuação autônoma.
- EXCELÊNCIA SEM FRENTEIRAS:** Quebramos os limites organizacionais (áreas, empresas) para trabalharmos em equipe e geramos melhores resultados.
- SUSTENTABILIDADE:** Consideramos as dimensões ambiental, social e econômica em todas as nossas decisões.
- CRIAÇÃO DE VALOR:** Buscamos crescimento sustentável (rentabilidade, comprometimento, eficiência), com geração de valor para o acionista, nossos colaboradores e a sociedade.
- INTEGRIDADE:** Fazemos o nosso trabalho com ética, honestidade, garantindo que a informação passada seja clara, correta e confiável.

EXCELÊNCIA: Abordamos os desafios com planejamento e cuidado com os detalhes. Tanto a nova Missão, quanto a nova Visão e os novos Valores, trouxeram um novo olhar sobre as práticas de Gestão de Pessoa do Grupo Neoenergia, que continua vendo o colaborador com um ativo imprescindível para a realização dos resultados previstos e que traduzem nosso compromisso com o acionista e a sociedade.

10.2. Rating

Em 28 de maio de 2013, a Standard & Poor's *Rating*s Services reafirmou os *ratings* de crédito corporativo atribuídos à NEOENERGIA S.A. e às suas controladas COEBA, CELPE e COSERN 'BBB-' na Escala Global e 'brAAA' na Escala Nacional Brasil. A perspectiva é estável. Ao mesmo tempo, reafirmou os *ratings* de emissão atribuídos à Termopernambuco S.A. e Itapebi S.A. 'brAAA+' com base na garantia incondicional e irrevogável das NEOENERGIA, empresa controladora. O quadro abaixo apresenta a evolução dos *ratings* de créditos corporativos atribuídos à NEOENERGIA e às distribuidoras do Grupo, além das emissões de debêntures das geradoras.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.

o Brasil.



BALANÇOS PATRIMONIAIS - EM 31 DE DEZEMBRO

Em milhares de reais

	Notas	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012		Notas	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012
ATIVO					PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO				
CIRCULANTE			(Reapresentado)	(Reapresentado)	CIRCULANTE			(Reapresentado)	(Reapresentado)
Caixa e equivalentes de caixa	5	573.253	252.479	180.756	Fornecedores	15	500.450	555.511	395.330
Contas a receber de clientes e outros	6	817.883	987.586	939.057	Empréstimos e financiamentos	16	346.583	290.934	312.973
Títulos e valores mobiliários	7	22.094	26.726	34.667	Debêntures	17	103.218	185.967	102.932
Impostos e contribuições a recuperar	8	171.603	121.871	108.237	Salários e encargos a pagar	18	50.056	48.395	33.326
Estoques		12.462	14.018	10.481	Taxas regulamentares	19	31.599	59.199	54.233
Despesas pagas antecipadamente		13.494	1.637	3.669	Impostos e contribuições a recolher	20	136.303	221.768	201.785
Entidade de previdência privada		6.002	9.952	6.156	Dividendos e juros sobre capital próprio	21	114.778	167.595	31.247
Serviços em curso	9	32.878	43.826	44.958	Provisões	22	33.978	23.899	18.403
Outros ativos circulantes	11	42.267	31.391	22.700	Outros passivos circulantes	23	343.135	113.920	178.277
TOTAL DO CIRCULANTE		1.691.936	1.489.486	1.350.681	TOTAL DO CIRCULANTE		1.660.100	1.667.188	1.328.506
NÃO CIRCULANTE					NÃO CIRCULANTE				
Contas a receber de clientes e outros	6	85.999	133.441	256.602	Fornecedores	15	51.177	27.397	25.397
Títulos e valores mobiliários	7	213	50.169	627	Empréstimos e financiamentos	16	2.977.995	2.611.726	1.974.595
Impostos e contribuições a recuperar	8	69.742	75.407	58.794	Debêntures	17	-	98.566	272.532
Impostos e contribuições diferidos	10	288.852	425.919	354.900	Taxas regulamentares	19	2.736	1.078	30.787
Partes relacionadas		310	257	211	Impostos e contribuições a recolher	20	15.860	14.034	12.245
Depósitos judiciais	12	203.955	183.748	139.809	Provisões	22	166.689	140.824	109.361
Entidade de previdência privada		14.983	14.770	30.845	Entidade de previdência privada		242.246	358.776	235.479
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	13	1.593.886	1.516.172	518.653	Partes relacionadas		94	89	80
Outros ativos não circulantes	11	2.524	2.855	8.075	Recursos destinados a aumento de capital		2.402	2.402	2.402
Outros investimentos		8.323	11.432	12.117	Outros passivos não circulantes	23	15.607	45.665	24.018
Intangível	14	3.666.472	3.079.510	3.160.069	TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		3.474.806	3.300.557	2.686.896
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		5.935.259	5.493.480	4.540.702	PATRIMÔNIO LÍQUIDO	24			
ATIVO TOTAL		7.627.195	6.982.966	5.891.383	Capital social		542.163	542.163	542.163
					Reservas de capital		698.050	698.050	698.050
					Reservas de lucros		1.230.353	848.442	647.625
					Outros resultados abrangentes		21.723	(76.825)	45.244
					Proposta de distribuição de dividendos adicionais		-	3.391	284.091
					Lucro (prejuízo) do exercício		-	-	(341.192)
					TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO		2.492.289	2.015.221	1.875.981
					PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO TOTAL		7.627.195	6.982.966	5.891.383

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

Em milhares de reais

	Notas	31/12/2013	31/12/2012
RECEITA LÍQUIDA	25	4.984.637	5.813.614
Custo do serviço	26	(3.626.801)	(4.151.685)
LUCRO BRUTO		1.357.836	1.661.929
Despesas com vendas	26	(356.390)	(478.442)
Despesas gerais e administrativas	26	(281.479)	(257.601)
LUCRO OPERACIONAL		719.967	925.886
Resultado financeiro		(132.428)	(159.683)
Receitas financeiras	27	648.734	362.642
Despesas financeiras	27	(781.162)	(522.325)
LUCRO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		587.539	766.203
Imposto de renda e contribuição social		(92.410)	(103.197)
Corrente		(107.593)	(249.104)
Diferido		(69.153)	51.067
Imposto de renda - SUDENE		101.284	113.058
Amortização do benefício fiscal do ágio e reversão PMIPL		(16.948)	(18.218)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		495.129	663.006
LUCRO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO:			
Ordinária		2,55	3,42
Preferencial A		2,55	3,42
Preferencial B		2,81	3,76

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

Em milhares de reais

	31/12/2013	31/12/2012
Lucro do exercício	495.129	663.006
Outros resultados abrangentes		
Resultado das obrigações de benefícios pós-emprego	149.312	(112.124)
Tributos	(50.767)	38.121
Outros resultados abrangentes do exercício, líquidos de impostos	98.545	(74.003)
Total de resultados abrangentes do exercício, líquido dos efeitos tributários	593.674	589.003

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

Em milhares de reais

	31/12/2013	31/12/2012
RECEITAS		
Vendas brutas de energia, serviços e outros	6.758.270	8.033.105
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(52.379)	(162.597)
Resultado alienação/desativação bens e direitos	(22.162)	(9.272)
6.683.729	7.861.236	
INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS		
Energia elétrica comprada para revenda*	(2.256.777)	(2.389.935)
Encargos de uso da rede básica de transmissão*	(216.160)	(363.495)
Materiais, serviços de terceiros e outros*	(1.392.797)	(1.697.001)
(3.865.734)	(4.450.431)	
VALOR ADICIONADO BRUTO	2.817.995	3.410.805
Amortização*	(286.128)	(252.909)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	2.531.867	3.157.896
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA		
Receitas financeiras	648.734	362.642
648.734	362.642	
VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR	3.180.601	3.520.538
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO		
Pessoal		
Remunerações	132.765	128.280
Encargos sociais (exceto INSS)	34.617	33.060
Entidade de previdência privada	9.972	7.347
Auxílio-alimentação	15.738	13.532
Convênio assistencial e outros benefícios	6.220	5.535
Despesas com desligamento	14.286	16.328
Férias e 13º salário	32.166	34.200
Plano de saúde	11.745	6.757
Indenizações trabalhistas	17.327	18.151
Participação no resultado	21.104	30.517
Administradores	3.418	4.490
Encerramento de ordem em curso	2.878	4.158
(-) Transferência para ordens	(58.984)	(93.563)
Subtotal	243.252	208.792
Impostos, Taxas e Contribuições		
INSS (sobre folha de pagamento)	33.406	33.244
ICMS	1.134.145	1.298.133
PIS/COFINS sobre faturamento	303.058	389.610
Imposto de renda e contribuição social	92.410	103.197
Obrigações intraspetoriais	83.081	287.480
Outros	9.200	9.499
Subtotal	1.655.300	2.121.163
Remuneração de Capitais de Terceiros		
Juros e variações cambiais	781.162	522.325
Aluguéis*	5.758	5.252
Subtotal	786.920	527.577
Remuneração de Capitais Próprios		
Juros sobre capital próprio	113.430	113.167
Dividendos distribuídos	-	52.932
Dividendos propostos	-	3.391
Reserva de incentivo fiscal - SUDENE	101.284	113.058
Reserva de retenção de lucro	280.415	-
Reserva de lucro a realizar	-	39.266
Absorção do prejuízo (exercícios anteriores)	-	341.192
Subtotal	495.129	663.006
VALOR ADICIONADO TOTAL DISTRIBUÍDO	3.180.601	3.520.538

* Valor bruto, não deduzidos dos créditos de PIS/COFINS.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO - EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

Em milhares de reais

	Reserva de Capital				Reservas de Lucros							Lucros	Proposta de Distribuição de Dividendos Adicionais	Total do Patrimônio Líquido
	Remuneração de Bens e Direitos Constituídos	Reserva Especial	Reserva de Incentivo Fiscal	Reserva de Incentivo Fiscal	Reserva de Incentivo Legal	Reserva de Retenção de Lucros	Reserva de Lucros a Realizar	Outras Reservas	Outros Resultados	Prejuízos Acumulados				
Saldos em 1º de janeiro de 2012 (Reapresentado)	542.163	18.569	339.052	340.429	538.744	108.433	-	-	448	45.244	(341.192)	284.090	1.875.980	
Reversão de dividendos/JSCP prescritos	-	-	-	-	-	-	-	-	427	-	-	-	427	
Aprovação da proposta de dividendos adicional	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(284.090)	(284.090)	
Transações de capital com os sócios	-	-	-	-	-	-	-	48.065	427	(48.065)	-	(284.090)	(283.663)	
Lucro líquido do período	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	663.006	-	663.006	
Resultado das obrigações de benefícios pós-emprego	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(74.003)	-	-	(74.003)	
Resultado abrangente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(74.003)	-	-	(74.003)	
Destinações:														
Reserva de incentivo fiscal SUDENE	-	-	-	-	113.058	-	-	-	-	(113.058)	-	-	-	
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(113.167)	-	-	(113.167)	
Reserva de retenção de lucros	-	-	-	-	-	39.266	-	-	-	(39.266)	-	-	-	
Dividendos a distribuir - Complemento 25% mínimos obrigatórios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(52.932)	-	-	(52.932)	
Dividendos propostos (nota 21)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.391)	3.391	-	-	
Saldos em 31 de dezembro de 2012 (Reapresentado)	542.163	18.569	339.052	340.429	651.802	108.433	39.266	48.065	875	(76.824)	-	3.391	2.015.221	
Reversão de dividendos/JSCP prescritos	-	-	-	-	-	-	-	-	214	-	-	-	214	
Aprovação da proposta de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.391)	(3.391)	
Transações de capital com os sócios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.391)	(3.177)	
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	495.129	-	495.129	
Resultado das obrigações de benefícios pós-emprego	-	-	-	-	-	-	-	-	-	98.545	-	-	98.545	
Resultado abrangente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	98.545	-	-	98.545	
Destinações:														
Reserva de incentivo fiscal SUDENE	-	-	-	-	101.284	-	-	-	-	(101.284)	-	-	-	
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(113.429)	-	-	(113.429)	
Reserva de retenção de lucros	-	-	-	-	-	280.416	-	-	-	(280.416)	-	-	-	
Saldos em 31 de dezembro de 2013	542.163	18.569	339.052	340.429	753.086	108.433	319.682	48.065						



As políticas contábeis descritas em detalhes abaixo foram aplicadas de maneira consistente a todos os períodos apresentados nessas demonstrações financeiras.

2.2 - Conversão de saldos em moeda estrangeira

As demonstrações financeiras estão apresentadas em milhares de Reais (R\$), que é a moeda funcional da Companhia.

Na elaboração das demonstrações financeiras da Companhia, os ativos e passivos monetários denominados em moeda estrangeira são convertidos para a moeda funcional usando-se a taxa de câmbio vigente na data dos respectivos balanços patrimoniais. Os ganhos e perdas cambiais resultantes da atualização desses ativos e passivos verificados entre a taxa de câmbio vigente na data da transação e os encerramentos dos exercícios são reconhecidos como receitas ou despesas financeiras no resultado.

2.3 - Reconhecimento de receita

A receita é reconhecida na extensão em que for provável que benefícios econômicos serão gerados para a Companhia e quando possa ser mensurada de forma confiável. A receita líquida é mensurada com base no valor justo da contraprestação recebida, excluindo descontos, abatimentos e impostos sobre vendas.

a) Receita faturada

Os serviços de distribuição de energia elétrica são medidos através da entrega de energia elétrica ocorrida em um determinado período. Essa medição ocorre de acordo com o calendário de leitura estabelecido pela Companhia. O faturamento dos serviços de distribuição de energia elétrica é, portanto, efetuado de acordo com esse calendário de leitura, sendo a receita de serviços registrada na medida em que as faturas são emitidas.

b) Receita não faturada

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

c) Receita de construção

A Interpretação Técnica ICPC 01(R1) estabelece que o concessionário de energia elétrica deva registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 (R1) - Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 (R1) - Receitas (serviços de operação - fornecimento de energia elétrica), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão.

A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionada. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais.

d) Receita de juros

A receita de juros é reconhecida quando for provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade.

A receita de juros é reconhecida pelo método linear com base no tempo e na taxa de juros efetiva sobre o montante do principal em aberto, sendo a taxa de juros efetiva aquela que desconta exatamente os recebimentos de caixa futuros estimados durante a vida estimada do ativo financeiro em relação ao valor contábil líquido inicial deste ativo.

2.4 - Impostos e contribuições

As receitas de vendas e de serviços estão sujeitas à tributação pelo Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS e Imposto Sobre Serviços - ISS às alíquotas vigentes, assim como à tributação pelo Programa de Integração Social - PIS e pela Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS.

Os créditos decorrentes da não cumulatividade do PIS e da COFINS são apresentados deduzindo os custos operacionais na demonstração do resultado.

Os créditos decorrentes da não cumulatividade do ICMS, PIS e da Cofins relacionados às aquisições para ativo imobilizado são apresentados deduzindo o custo de aquisição dos respectivos ativos.

Receitas, despesas e ativos são reconhecidos líquidos dos impostos sobre vendas exceto:

- Quando os impostos sobre vendas incorridos na compra de bens ou serviços não for recuperável junto às autoridades fiscais, hipótese em que o imposto sobre vendas é reconhecido como parte do custo de aquisição do ativo ou do item de despesa, conforme o caso;

- Quando os valores a receber e a pagar forem apresentados juntos com o valor dos impostos sobre vendas; e
- Quando o valor líquido dos impostos sobre vendas, recuperável ou a pagar, é incluído como componente dos valores a receber ou a pagar no balanço patrimonial.

As antecipações ou valores passíveis de compensação são demonstrados no ativo circulante ou não circulante, de acordo com a previsão de sua realização.

A tributação sobre o lucro compreende o imposto de renda e a contribuição social calculados com base nos resultados tributáveis (lucro ajustado) e às alíquotas aplicáveis segundo a legislação vigente são de 25% e 9%, respectivamente.

As despesas de imposto de renda e contribuição social são calculadas e registradas conforme legislação vigente e incluem os impostos corrente e diferido. Os impostos sobre a renda são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto para os casos em que estiverem diretamente relacionados a item registrados diretamente no patrimônio líquido. Nesse caso, o imposto também é reconhecido no patrimônio líquido.

O imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber/compensar esperado sobre o lucro ou prejuízo tributável do exercício. Para o cálculo do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro corrente, a Companhia adotou o Regime Tributário de Transição - RTT, que permite expurgar os efeitos decorrentes das mudanças promovidas pelas Leis 11.638/2007 e 11.941/2009, da base de cálculo desses tributos. No dia 11 de novembro de 2013 foi publicada a Medida Provisória (MP) nº 627 que revoga o Regime Tributário de Transição (RTT) e traz outras providências, dentre elas: (i) alterações no Decreto-Lei nº 1.598/77 que trata do imposto de renda das pessoas jurídicas, bem como altera a legislação pertinente à contribuição social sobre o lucro líquido; (ii) estabelece que a modificação ou a adoção de métodos e critérios contábeis, por meio de atos administrativos emitidos com base em competência atribuída em lei comercial, que sejam posteriores à publicação desta MP, não terá implicação na apuração dos tributos federais até que lei tributária regule a matéria; (iii) inclui tratamento específico sobre potencial tributação de lucros ou dividendos; (iv) inclui disposições sobre o cálculo de juros sobre capital próprio; e (v) inclui considerações sobre investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial. As disposições previstas na MP têm vigência a partir de 2015. A sua adoção antecipada para 2014 pode eliminar potenciais efeitos tributários, especialmente relacionados com pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio efetivamente pagos até a data de publicação desta MP, bem como resultados de equivalência patrimonial.

A Companhia elaborou estudo dos possíveis efeitos que poderiam advir da aplicação dessa nova norma e concluiu que a não-adoção antecipada pode resultar em ajustes, especialmente relacionados com juros sobre capital próprio e dividendos pagos excedentes ao Lucro tributável. A Administração aguarda a evolução e tratativas das emendas ao texto da referida Medida Provisória para que possa decidir sobre sua adoção antecipada dentro dos prazos estabelecidos pela referida norma tributária.

A Companhia tem direito a redução do Imposto de Renda (Incentivo Fiscal SUDENE), calculada com base no lucro da exploração (vide nota explicativa nº 24).

O imposto diferido é gerado por diferenças temporárias na data do balanço entre as bases fiscais de ativos e passivos e seus valores contábeis. O imposto diferido passivo é integralmente reconhecido para todas as diferenças tributárias temporárias. O imposto diferido ativo é reconhecido para todas as diferenças temporárias dedutíveis, créditos e perdas tributárias não utilizadas, na extensão em que seja provável que o lucro tributável dos próximos anos esteja disponível para ser usado na compensação do ativo fiscal diferido, com base em projeções de resultados elaboradas e fundamentadas em premissas internas e em cenários econômicos futuros que possibilitem a sua utilização. Periodicamente, os valores contabilizados são revisados e os efeitos, considerando os de realização ou liquidação, estão refletidos em consonância com o disposto na legislação tributária. Impostos diferidos ativos e passivos são apresentados líquidos se existe um direito legal ou contratual para compensar o ativo fiscal contra o passivo fiscal e os impostos diferidos são relacionados à mesma entidade tributada e sujeita à mesma autoridade tributária.

2.5 - Subvenções governamentais

Subvenções governamentais são reconhecidas quando houver razoável certeza de que o benefício será recebido e que todas as correspondentes condições serão satisfeitas. Quando o benefício se refere a um item de despesa, é reconhecido como receita ao longo do período do benefício, de forma sistemática em relação aos custos cujo benefício objetiva compensar. Quando o benefício se referir a um ativo, é reconhecido como receita diferida e lançado no resultado em valores iguais ao longo da vida útil esperada do correspondente ativo.

Quando a Companhia receber benefícios não monetários, o bem e o benefício são registrados pelo valor nominal e refletidos na demonstração do resultado ao longo da vida útil esperada do bem, em prestações anuais iguais.

A Companhia goza de incentivos fiscais (benefício ADENE) com redução de 75% do imposto de renda e adicionais não restituíveis, calculado sobre o lucro da exploração, referente às suas atividades de distribuição até o ano-base de 2020. Os valores correspondentes à redução do imposto de renda são contabilizados como redução das correspondentes despesas de impostos no resultado do exercício e posteriormente transferido para o patrimônio líquido na conta "Reserva de Incentivo Fiscal".

2.6 - Instrumentos financeiros

a) Ativos financeiros

Os ativos financeiros da Companhia estão classificados como ativos financeiros a valor justo por meio do resultado (os mantidos para negociação e os designados assim no reconhecimento inicial), empréstimos e recebíveis, investimentos mantidos até o vencimento, ativos financeiros disponíveis para venda ou derivativos classificados como instrumentos de *hedge* eficazes, conforme a situação. A Companhia determina a classificação dos seus ativos financeiros no momento do seu reconhecimento inicial, quando ele se torna parte das disposições contratuais do instrumento.

Ativos financeiros são reconhecidos inicialmente ao 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 do ativo financeiro.

Os ativos financeiros da Companhia incluem caixa e equivalentes de caixa, contas a receber de clientes, títulos e valores mobiliários e ativo financeiro de concessão.

a.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

Ativos financeiros são classificados como mantidos para negociação se forem adquiridos com o objetivo de venda no curto prazo.

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

- Empréstimos e recebíveis

Empréstimos e 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 (taxa de juros efetiva), menos perda por redução ao valor recuperável. O custo amortizado é calculado levando em consideração qualquer desconto ou "prêmio" na aquisição e taxas ou custos incorridos. A amortização do método de juros efetivos é incluída na linha de receita financeira na demonstração de resultado. As perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas como despesa financeira no resultado.

- 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. O custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, menos perdas por redução ao valor recuperável.

- Ativos financeiros disponíveis para venda

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

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

a.2) Desreconhecimento (baixa) dos ativos financeiros

Um ativo financeiro (ou, quando for o caso, uma parte de um ativo financeiro ou parte de um grupo de ativos financeiros semelhantes) é baixado quando:

- Os direitos de receber fluxos de caixa do ativo expirarem

A Companhia transferiu os seus direitos de receber fluxos de caixa do ativo ou assumiu uma obrigação de pagar integralmente os fluxos de caixa recebidos, sem demora significativa, a um terceiro por força de um acordo de "repasse"; e (a) a Companhia transferiu substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo, ou (b) a Companhia não transferiu nem reteve substancialmente todos os riscos e benefícios relativos ao ativo, mas transferiu o controle sobre o ativo.

b) Passivos financeiros

Os passivos financeiros da Companhia referem-se a empréstimos e financiamentos e derivativos classificados como valor justo por meio do resultado, 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 empréstimos e financiamentos, são acrescidos do custo da transação diretamente relacionado.

Os passivos financeiros da Companhia incluem contas a pagar a fornecedores e outras contas a pagar, empréstimos e financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos.

b.1) Mensuração subsequente dos passivos financeiros

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

- Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado

Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado incluem derivativos.

- Empréstimos e financiamentos

Após reconhecimento inicial, empréstimos e financiamentos são mensurados subsequentemente pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa efetiva de juros. Ganhos e perdas são reconhecidos na demonstração do resultado no momento da baixa dos passivos, bem como durante o processo de amortização pelo método da taxa efetiva de juros.

b.2) Desreconhecimento (baixa) dos passivos financeiros

Um passivo financeiro é baixado quando a obrigação for revogada, cancelada ou expirar. 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.

c) 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 técnicas de avaliação. Essas técnicas podem incluir o uso de transações recentes de mercado (com insenção de interesses); referência ao valor justo corrente de outro instrumento similar; análise de fluxo de caixa descontado ou outros modelos de avaliação.

2.7 - Instrumentos financeiros derivativos

A Companhia firma contratos derivativos de *swap* com o objetivo de administrar a exposição de riscos associados com variações nas taxas cambiais e nas taxas de juros.

A Companhia não tem contratos derivativos com fins comerciais e especulativos (vide nota explicativa nº 29). Os instrumentos financeiros derivativos designados em operações de *hedge* são inicialmente reconhecidos ao valor justo na data em que o contrato de derivativo é contratado, sendo reavaliados subsequentemente também ao valor justo.

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

Quaisquer ganhos ou perdas resultantes de mudanças no valor justo desses derivativos durante o exercício são lançados diretamente na demonstração de resultado, no resultado financeiro.

2.8 - Caixa e equivalentes de caixa

Os equivalentes de caixa são mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo, e não para investimento ou outros fins.

Caixa e equivalentes de caixa incluem saldos de caixa, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras com liquidez imediata, três meses ou menos, a contar da data da contratação, enquanto que aquelas com vencimento superior a três meses são normalmente classificadas como títulos e valores mobiliários.

2.9 - Contas a receber de clientes e outros

Engloba as contas a receber de fornecimento de energia e uo da rede, faturado e não faturado, este por estimativa, serviços prestados, acréscimos moratórios, energia comercializada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e outros, até a data do balanço, contabilizado com base no regime de competência, sendo demonstradas pelo valor de realização. São considerados ativos financeiros classificados como empréstimos e recebíveis.

As contas a receber de clientes e outros estão apresentadas líquidas da provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD reconhecida em valor considerado suficiente pela administração para cobrir as prováveis perdas na realização das contas a receber de consumidores e títulos a receber cuja recuperação é considerada improvável.

A PCLD é constituída com base nos valores a receber dos consumidores da classe residencial vencidos há mais de 90 dias, da classe comercial vencidos há mais de 180 dias e das classes industrial, rural, poderes públicos, iluminação pública e serviços públicos vencidos há mais de 360 dias. Considera também, uma análise individual dos títulos a receber e do saldo de cada consumidor, 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.

2.10 - Títulos e valores mobiliários

São classificados como ativos financeiros mantidos até o vencimento, e estão demonstrados ao custo amortizado, acrescido das remunerações contratadas, reconhecidas proporcionalmente até as datas base das demonstrações financeiras.

2.11 - Estoques

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

2.12 - Outros investimentos

Representam investimentos em bens imóveis e quotas de direitos sobre a comercialização de obra audiovisual, que não se destinam ao objetivo da concessão e estão registrados pelo custo de aquisição, líquidos de provisão para perdas, quando aplicável.

2.13 - Concessão do serviço público (ativo financeiro)

Refere-se à parcela estimada dos investimentos realizados e que não serão 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 das Interpretações Técnicas ICPC 01 (R1) - Contrato de concessão e ICPC 17 - Contrato de Concessão: Evidenciação e da Orientação Técnica OCPC 05 - Contrato de concessão.

Essa parcela de infraestrutura classificada como ativo financeiro é remunerada por meio do denominado WACC regulatório, que consiste na remuneração do investimento e que é cobrada mensalmente na tarifa dos clientes.

A atualização monetária do ativo financeiro, incidente sobre os investimentos realizados até o 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica "3CRTP" (base blindada), é reconhecida mensalmente no resultado, considerando a atualização pelo IGPM, como forma de distribuir linearmente ao longo do exercício o reajuste da denominada Base Tarifária, que é corrigida anualmente por esse índice. Diferenças entre o valor justo contabilizado e o novo valor justo apurado são reconhecidas no patrimônio líquido como Outros Resultados Abrangentes.

Na data da próxima revisão tarifária da Companhia, que ocorre a cada cinco anos, o ativo financeiro (base incremental) poderá ser ajustado ao valor justo de acordo com a base de remuneração determinada ao valor novo de reposição pelos critérios tarifários.

Este ativo financeiro, representado pelo valor indenizatório da Companhia, está classificado como "disponível para venda".

2.14 - Intangível

Compreende o direito de uso da infraestrutura, construída ou adquirida pelo operador ou fornecida para ser utilizada pela outorgante como parte do contrato de concessão do serviço público de energia elétrica (direito de cobrar dos usuários do serviço público por ela prestado), em consonância com as disposições das Deliberações CVM nºs 553 de 12 de novembro de 2008, 677 de 13 de dezembro de 2011 e 654 de 28 de dezembro de 2010, que aprovam respectivamente o CPC 04 (R1) - Ativo Intangível, a ICPC 01 (R1) - Contrato de Concessão, a ICPC 17 Contrato de Concessão: Evidenciação e o OCPC 05 - Contrato de Concessão.

O ativo intangível está sendo amortizado de forma não linear e limitado ao prazo remanescente do contrato de concessão da Companhia ou vida útil do bem relacionado, dos dois o menor. Esse ativo intangível é avaliado ao custo de aquisição, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável.

A Companhia entende não haver qualquer indicativo de que o valor contábil dos bens do ativo intangível exceda o seu valor recuperável. Tal conclusão é suportada pela metodologia de avaliação da base de remuneração utilizada para cálculo da amortização cobrada via tarifa, já que enquanto os registros contábeis estão a custo histórico a base de cálculo da amortização regulatória corresponde aos ativos avaliados a valor novo de reposição.

Contudo, a fim de corroborar seu entendimento a Companhia efetua anualmente o teste de recuperabilidade utilizando o método do valor presente dos fluxos de caixa futuros gerados pelos ativos resultando um valor superior àquele registrado contabilmente (vide nota explicativa nº 13).

2.15 - Análise do valor de recuperação dos ativos

A Administração da Companhia revisa anualmente o valor contábil líquido dos seus ativos com o objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Sendo tais evidências identificadas e o valor contábil líquido exceder o valor recuperável, é constituída provisão para desvalorização ajustando o valor contábil líquido ao valor recuperável.

O valor recuperável de um ativo ou de determinada unidade geradora de caixa é definido como sendo o maior entre o valor em uso e o valor líquido de venda.

Na estimativa do valor em uso do ativo, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao seu valor presente, com base no resultado operacional e projeções da Companhia até o término da concessão, tendo como principais premissas:

- Crescimento orgânico compatível com os dados históricos e perspectivas de crescimento da economia brasileira; e
- Taxa média de desconto obtida através de metodologia usualmente aplicada pelo mercado, levando em consideração o custo médio ponderado de capital.

Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013, 2012 e 1º de janeiro de 2012, não foi identificada necessidade de reconhecimento de perda por redução ao valor recuperável.

2.16 - Empréstimos, financiamentos e debêntures

As obrigações em moeda nacional e estrangeira são atualizadas pela variação monetária e pelas taxas efetivas de juros, incorridos até as datas dos balanços, de acordo com os termos dos contratos financeiros, deduzidas dos custos de transação incorridos na captação dos recursos.

Os custos de empréstimos atribuídos à aquisição, construção ou produção de ativos qualificados, nesse caso o ativo intangível correspondente ao direito de uso da infraestrutura para a prestação do serviço público, estão incluídos no custo do intangível em curso até a data em que estejam prontos para o uso pretendido, conforme disposições das Deliberações CVM nºs 553, de 12 de novembro de 2008 e 672, de 20 de outubro de 2011, que aprovaram, respectivamente, os CPCs 04 (R1) - Ativo Intangível e CPC 20 (R1) - Custos de Empréstimos. Os ganhos decorrentes da aplicação temporária dos recursos obtidos com empréstimos específicos ainda não gastos com o ativo qualificável são deduzidos dos custos com empréstimos qualificados para capitalização. Todos os outros custos com empréstimos são reconhecidos no resultado do período, quando incorridos.

2.17 - Taxas regulamentares

a) Reserva Global de Reversão (RGR)

Encargo do setor elétrico pago mensalmente pelas empresas concessionárias de energia elétrica, com a finalidade de prover recursos para reversão, expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica. Seu valor anual é regulamentado através de despachos emitidos pela Superintendência de Fiscalização Econômica Financeira (SFF) da ANEEL e equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, limitado a 3,0% de sua receita anual. A partir de 1º de janeiro de 2013, a Lei nº 12.783 extinguiu a arrecadação do RGR.

b) Conta Consumo de Combustível (CCC)

Parcela da receita tarifária paga pelas distribuidoras, nos sistemas interligados com dupla destinação: pagar as despesas com o combustível usado nas térmicas que são acionadas para garantir as incertezas hidrológicas; e subsidiar parte das despesas com combustível nos sistemas isolados para permitir que as tarifas elétricas naqueles locais tenham níveis semelhantes aos praticados nos sistemas interligados. A partir de 1º de janeiro de 2013, a Lei nº 12.783 extinguiu a arrecadação da CCC.

c) Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Tem o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida, a partir de fontes alternativas, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, permitindo a universalização do serviço de energia elétrica. Os valores a serem pagos também são definidos pela ANEEL. A partir de 1º de janeiro de 2013, a Lei nº 12.783 reduziu em 75% a arrecadação da CDE.

d) Programas de Eficiência Energética (PEE) - Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) - Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

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

e) Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica (TFSEE)

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

f) Encargo do Serviço do Sistema - ESS

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

2.18 - Participação nos resultados

A Companhia reconhece um passivo e uma despesa de participação nos resultados com base em uma fórmula que leva em consideração o alcance de metas operacionais e objetivos específicos, estabelecidos e aprovados no início de cada exercício. O valor atribuído a essa participação é registrado como despesa operacional.

2.19 - Distribuição de dividendos

A política de reconhecimento contábil de dividendos está em consonância com as normas previstas no Pronunciamento Técnico CPC 25 - Provisões, passivos contingentes e ativos contingentes e na Interpretação Técnica ICPC 08 (R1) - Contabilização da proposta de pagamento de dividendos, 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, após destinação da reserva legal. Desse modo, no encerramento do exercício social e após as devidas destinações legais a Companhia registra a provisão equivalente ao dividendo mínimo obrigatório ainda não distribuído no curso do exercício, ao passo que registra os dividendos propostos excedentes ao mínimo obrigatório como "dividendo adicional proposto" no patrimônio líquido. A Companhia distribui juros a título de remuneração sobre o capital próprio, nos termos do Art. 9º, parágrafo 7º, da Lei nº 9.249, de 26/12/95, os quais são dedutíveis para fins fiscais e considerados parte dos dividendos obrigatórios.

Os dividendos e juros sobre o capital próprio, não reclamados no prazo de três anos, são revertidos para a Companhia.

2.20 - Obrigações com benefícios pós-emprego e outros benefícios

A Companhia patrocina planos de benefícios a empregados, descritos em detalhes na nota explicativa nº 32. Os compromissos atuariais com os planos de benefícios de pensão e aposentadoria e assistência saúde são calculados anualmente utilizando o método da unidade de crédito projetada, por atuarial independente, com data-base que coincide com o encerramento do exercício e são registrados nos termos da deliberação CVM nº 695, de 13/12/2012 e CPC 33 (R1).

O método da unidade de crédito projetada considera cada período de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que são acumuladas para o cômputo da obrigação final. O objetivo desse método é diluir o custo do benefício de cada empregado ao longo do período no qual é previsto que este irá trabalhar para a empresa. Para os aposentados ou já elegíveis ao benefício esse custo equivale ao valor presente total dos benefícios atuais.

Adicionalmente são utilizadas outras premissas atuariais e financeiras tais como hipóteses biométricas e econômicas e, também, dados históricos de gastos incorridos e de contribuição dos empregados. Eventuais superávits com planos de benefícios a empregados também são contabilizados, reconhecidos até o montante provável de redução nas contribuições futuras da patrocinadora para estes planos, em conformidade com a Resolução do Conselho de Gestão da Previdência Complementar (CGPC) nº 26, de 29/9/2008 e aprovação da Superintendência Nacional de Previdência Complementar - PREVIC.

Os ganhos e prejuízos atuariais são reconhecidos como resultado abrangente diretamente no Patrimônio Líquido, de forma que o ativo ou passivo líquido do plano de pensão sejam reconhecidos no Balanço Patrimonial para refletir o valor integral do déficit ou superávit dos planos.

2.21 - Provisões

A Companhia registrou provisões, as quais envolverem considerável julgamento por parte da Administração, para contingências fiscais, trabalhistas e cíveis que como resultado de um acontecimento passado, é provável que uma saída de recursos envolvendo benefícios econômicos seja necessária para liquidar a obrigação e uma estimativa razoável possa ser feita do montante dessa obrigação. A Companhia também está sujeita a reclamações cíveis e trabalhistas cobrindo uma ampla faixa de assuntos que advém do curso normal das atividades de negócios. O julgamento da Companhia é baseado na opinião de seus consultores jurídicos. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais. Os resultados reais podem diferir das estimativas.

2.22 - Outros ativos e passivos circulares e não circulares

São demonstrados pelos valores de realização (ativos) e pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e atualizações monetárias incorridas por força de legislação ou cláusulas contratuais, de forma a refletir os valores atualizados até a data das demonstrações financeiras (passivos).

2.23 - Operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

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

2.24 - Questões ambientais

A Companhia capitaliza gastos referentes a demandas ambientais consubstanciada



Os valores de longo prazo compreendem as operações realizadas no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002 vinculadas a processos judiciais em andamento movido por agentes do setor que contestam a contabilização da CCEE para o período. Dada a incerteza de sua realização a Companhia constituiu Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, em valor equivalente à totalidade do crédito. O saldo a receber em 31/12/2013 é de R\$ 14.829 (R\$ 47.432 em 31/12/2012 e R\$ 17.989 em 1º/01/2012).

(d) Subvenções

(d.1) O Governo Federal, por meio das Leis nºs 12.212, de 20 de janeiro de 2010 e 10.438, de 26 de abril de 2002, determinou a aplicação da tarifa social de baixa renda com a finalidade de contribuir para a modernidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda.

O saldo a receber em 31 de dezembro de 2013 é R\$ 45.969 (R\$ 59.123 em 31 de dezembro de 2012 e R\$ 16.147 em 1º de janeiro de 2012), relativo às subvenções dos meses de novembro e dezembro de 2013.

(d.2) O Decreto Presidencial nº 7.583, de 13 de outubro de 2011 definiu as fontes para concessão de subvenção econômica, a ser custeada com recursos da CDE e com alterações na estrutura tarifária de cada concessionária. A Resolução Normativa ANEEL nº 472, de 24 de janeiro de 2012 estabeleceu a metodologia de cálculo para apurar a Diferença Mensal de Receita - DMR e o montante de recursos a ser repassado a cada distribuidora para custear essa diferença.

O saldo a receber em 31/12/2013 é R\$ 38.136 é relativo às subvenções dos meses de novembro e dezembro de 2013.

As referidas subvenções são calculadas mensalmente pela distribuidora e submetida à ANEEL para aprovação e homologação através de Despacho, após o qual ocorre o repasse.

(e) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - PCLD

A provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída após criteriosa análise das contas a receber vencidas, com base na análise de risco dos créditos, que contempla o histórico de perdas, a situação individual dos consumidores e as garantias reais para os débitos, e é considerada suficiente pela Administração da Companhia para cobrir eventuais perdas na realização dos valores a receber. Para fins fiscais, o excesso de provisão calculado em relação aos termos dos Artigos 9 e 10 da Lei nº 9.430/96, está adicionado ao lucro real e à base de cálculo da contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL.

7 Títulos e Valores Mobiliários

Os Títulos e Valores Mobiliários referem-se às aplicações financeiras de operações contratadas em instituições financeiras nacionais, a preços e condições de mercado, que estão vinculados como contraparte de garantias oferecidas para participação em leilões de energia e contratações de financiamentos, com carência para resgate acima de 90 dias.

Agente	Tipo de						
Financeiro	Ref.	Aplicação	Vencimento	Indexador	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Banco do Brasil	(b)	Fundo BB Polo	(*)	CDI	4.732	8.179	19.071
Banco Itaú	(a)	Títulos Públicos	jul-14	CDIC	766	1.045	999
Banco Nordeste do Brasil	(c)	CDB	jul-16	CDI	11.661	43.927	-
Bradesco	(b)	Fundo Recife	(*)	CDI	5	11.684	2.390
Bradesco	(a)	LFT	mar-14	CDI	867	16	552
Bradesco	(a)	CDB	abr-14	CDI	11	2.184	2.000
Caixa Econômica Federal	(a)	CDB	dez-13/jan-14/fev-14/dez-14/jan-15/fev-17	CDI	1.614	7.374	5.555
Votorantim	(a)	CDB	jan-14	CDI	2.651	2.486	4.727
Total					22.307	76.895	35.294
Circulante					22.094	26.726	34.667
Não circulante					213	50.169	627

(*) Aplicações sem vencimento pré-determinado.

(a) Constituem garantia suplementar para pagamento de contrato de energia.

(b) Aplicações em fundo exclusivo composto por papéis com vencimentos no longo prazo.

(c) Carteira própria - Aplicações compostas por papéis com vencimentos no longo prazo e/ou baixa liquidez. Os CDBs são títulos emitidos por bancos de primeira linha com liquidez diária, recompra garantida, com variação da taxa de juros com base no percentual do CDI, valorização diária, com registro na CETIP e com portabilidade total e imediata.

A mutação dos títulos e valores mobiliários é a seguinte:

Saldo em 1º de janeiro de 2012	35.294
Aplicações	174.358
Resgates	(135.392)
Remuneração	2.635
Saldos em 31 de dezembro de 2012	76.895
Aplicações	418.372
Resgates	(476.552)
Remuneração	3.592
Saldos em 31 de dezembro de 2013	22.307

8 Impostos e Contribuições a Recuperar

	Ref.	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Circulante				
Imposto de Renda - IR	(a)	42.923	35.699	39.736
Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL	(a)	20.544	11.234	6.483
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	(b)	50.338	55.226	43.399
Programa de Integração Social - PIS	(c)	43.973	3.012	1.430
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	(c)	11.911	13.901	15.093
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS		1.849	1.537	1.354
Outros		65	1.262	742
Total		171.603	121.871	108.237
Não circulante				
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	(b)	67.329	72.994	56.382
Recuperação Fiscal - REFIS	(d)	2.413	2.413	2.412
		69.742	75.407	58.794
Total		241.345	197.278	167.031

(a) Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) antecipados correspondem aos valores recolhidos quando das apurações tributárias mensais, nos termos do Artigo 2º da Lei 9.430, de 27/12/1996, além das antecipações de aplicações financeiras, retenções de órgãos públicos e na fonte referente a serviços prestados.

(b) Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) composto da seguinte forma:

b.1) ICMS a recuperar sobre Ativo Permanente (CIAP) decorrente das aquisições de bens destinados ao ativo operacional, para fins contábeis registrado no ativo financeiro e no ativo intangível e foi apurado com base na Lei Complementar nº 102, de 11 de julho de 2000, no montante de R\$ 117.023 (R\$ 118.397 em 31 de dezembro de 2012 e R\$ 97.478 em 1º de janeiro de 2012).

b.2) Diversos créditos de ICMS a recuperar, no montante de R\$ 643 (R\$ 9.823 em 31 de dezembro de 2012 e R\$ 2.303 em 1º de janeiro de 2012).

(c) PIS e COFINS a compensar decorrente de:

c.1) Regime de apuração não-cumulativo estabelecido pelas Leis 10.637/02 e 10.833/03, respectivamente, nos montantes de R\$ 14.503 em 31/12/2013, R\$ 16.913 em 31/12/2012 e R\$ 246 em 01/12/2012;

c.2) Decisão favorável à Companhia na do Mandato de Segurança impetrado em 1998 com relação ao PIS recolhido a maior, em razão da majoração realizada pelos Decretos nºs 2.445 e 2.249, no período de setembro/88 a outubro/95, quanto à semestralidade da base de cálculo. O reconhecimento do crédito no montante de R\$ 41.382 ocorreu após a emissão do trânsito em julgado, em 29/10/2013. A Companhia entrou com o pedido de compensação junto à Receita Federal e aguarda homologação.

(d) Crédito decorrente do pagamento de parcelas adicionais a título de Recuperação Fiscal (REFIS), em virtude da existência de uma diferença entre o valor do débito parcelado consolidado e o declarado pela Companhia, derivado de multas moratórias calculadas sobre o IRPJ, CSLL e FINSOCIAL. A Companhia impetrou Agravo de Instrumento e obteve a suspensão da exigibilidade do débito tributário. Caso a decisão do mérito da demanda judicial seja favorável, a Companhia procederá à compensação do valor pago a maior. Vide nota explicativa nº 22 - Provisões.

9 Serviços em Curso

	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Serviço próprio	6.900	5.898	15.970
Serviços prestados a terceiros	25.978	37.928	28.988
Total	32.878	43.826	44.958

As Ordens de Serviço em Curso representam um processo de registro, acompanhamento e controle de valores, que é utilizado para apuração de custos referentes aos serviços executados para terceiros ou para a própria concessionária e permissionária. Quando da conclusão dos serviços esses custos são transferidos para outras contas patrimoniais e/ou de resultado a depender da natureza do serviço. Os valores recebidos a título de adiantamento para execução desses serviços técnicos estão contabilizados a crédito da conta de Adiantamentos Recebidos (vide nota explicativa 23 - Outros Passivos).

10 Tributos e Contribuições Diferidos

A composição dos tributos e contribuições diferidos é a seguinte:

	Ref.	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Imposto de renda e contribuição social	(a)	115.433	235.351	146.314
Diferido ativo		211.130	364.455	237.743
Diferido passivo	(95.697)	(129.104)	(91.429)	
Benefício fiscal do ágio e reversão PMIPL	(b)	173.419	190.368	208.586
Total		288.852	425.719	354.900

(a) Imposto de renda e contribuição social diferidos

A Companhia registrou os tributos e contribuições sociais diferidos sobre as diferenças temporárias, cujos efeitos financeiros ocorrerão no momento da realização dos valores que deram origem as bases de cálculos. O IR é calculado à alíquota de 15%, considerando o adicional de 10%, e a CSLL está constituída à alíquota de 9%. No quadro a seguir, estão demonstrados os tributos e contribuições sociais diferidos pelo líquido, conforme CPC 32:

	31/12/13		31/12/12		Ativo 01/01/12	
	Base de Cálculo	Tributo Diferido	Base de Cálculo	Tributo Diferido	Base de Cálculo	Tributo Diferido
Imposto de renda						
Diferenças temporárias	327.609	81.962	891.626	172.535	408.305	105.019
Contribuição social						
Diferenças temporárias	371.900	33.471	697.953	62.816	458.838	41.295
Total		115.433		235.351		146.314

A base de cálculo das diferenças temporárias é composta como segue:

Ativo	31/12/13		31/12/12		01/01/12	
	IR	CSLL	IR	CSLL	IR	CSLL
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	36.701	36.701	32.829	32.829	61.338	61.338
Provisão para passivo atuarial	241.116	241.116	356.974	356.974	233.791	233.791
Provisão desvalorização de ativos financeiros	-	-	5.000	5.000	5.000	5.000
Provisão jurídicas	183.188	183.188	147.244	147.244	127.763	127.763
Provisão agente arrecadador	-	-	-	-	-	-
Provisão PLR	14.428	14.428	15.640	15.640	2.560	2.560
Incentivo fiscal Sudene	25.781	-	262.537	-	144.475	-
Baixa líquida de gastos capitalizados indevidamente	(69.432)	-	201.711	269.934	129.246	185.718
Reculta de ultrapassagem	28.598	28.598	-	-	-	-
Perda CCEE	17.093	17.093	-	-	-	-
Ajustes RTT						
Déficit plano previdenciário	1.251	1.251	1.996	1.996	1.996	1.996
Ativos e passivos regulatórios	112.113	112.113	15.576	15.576	-	-
Outros	19.078	19.078	84.418	84.418	16.794	16.794
Total Ativo	609.915	653.566	1.123.925	929.611	722.963	634.960

Passivo (-)

Precatório Finsocial/PAES	-	-	(4.154)	(4.154)	(8.122)	(8.122)
Depreciação/amortização acelerada						
Ajustes RTT						
Valor justo de derivativos financeiros	(22.000)	(22.000)	(9.171)	(9.171)	(1.647)	(1.647)
Diferença entre o valor justo do ano corrente e o valor justo na adoção inicial	(154.632)	(153.991)	(85.415)	(84.774)	(134.833)	3.702
Ajuste da quota anual de amortização	(13.944)	(13.944)	(20.234)	(20.234)	(17.262)	(17.262)
Capitalização(amortização) de juros de acordo com o IFRS	(63.536)	(63.536)	(65.947)	(65.947)	(71.833)	(71.833)
Déficit plano previdenciário	(237)	(237)	(308)	(308)	(308)	(308)
Superávit plano previdenciário	(20.869)	(20.869)	(24.606)	(24.606)	(49.139)	(49.139)
Ativos e passivos regulatórios	-	-	(13.119)	(13.119)	(17.532)	(17.532)
Custo de captação	(7.088)	(7.089)	(9.345)	(9.345)	(13.982)	(13.981)
Total Passivo	(282.306)	(281.666)	(232.299)	(231.658)	(314.658)	(176.122)
Total Líquido	327.609	371.900	891.626	697.953	408.305	458.838

Estudos técnicos de viabilidade aprovados pelo Conselho de Administração e apreciados pelo Conselho Fiscal da Companhia, indicam a plena capacidade de recuperação, nos exercícios subsequentes, dos valores de impostos diferidos reconhecidos e correspondem às melhores estimativas da Administração sobre a evolução futura da Companhia e do mercado em que a mesma opera, conforme deliberação CVM nº 371.

Como a base tributável do IR e da CSLL decorre não apenas do lucro que pode ser gerado, mas também da existência de receitas não tributáveis, despesas não dedutíveis, incentivos fiscais e outras variáveis, não existe uma correlação imediata entre o lucro líquido da Companhia e o resultado de IR e CSLL.

Portanto, a expectativa da utilização dos créditos fiscais não deve ser tomada como único indicativo de resultados futuros da Companhia.

A seguir é apresentada reconciliação da (receita) despesa dos tributos sobre a renda divulgados e os montantes calculados pela aplicação das alíquotas oficiais em 31 de dezembro de 2013 e 2012.

Ref.	31/12/13		31/12/12	
	IR	CSLL	IR	CSLL
Lucro contábil antes do imposto de renda e contribuição social	587.539	587.539	766.203	766.203
Amortização do ágio e reversão da PMIPL	(16.948)	(16.948)	(18.218)	(18.218)
Ajustes decorrentes do RTT	(a)	48.836	48.836	17.643
Juros sobre capital próprio	(113.429)	(113.429)	(113.167)	(113.167)
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social após ajuste RTT	505.998	505.998	652.461	652.461
Alíquota do imposto de renda e contribuição social	25%	9%	25%	9%
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas da legislação	126.500	45.540	163.115	58.721
Ajustes ao lucro líquido que afetam o resultado fiscal do período:				
(+) Adições				
Juros sobre obras em andamento - JOA	-	17	-	17
Contribuições e doações	91	33	361	130
Multas indedutíveis	183	66	6.442	2.320
Depreciação veículos executivos	42	15	50	18
Outras adições	16.596	8.250	436	199
	16.912	8.381	7.289	2.684
(-) Exclusões				
Reversão da PMIPL	(8.226)	(2.961)	(8.841)	(3.183)
Incentivo fiscal SUDENE	(101.284)	-	(131.668)	-
Incentivos audiovisual/Rouanet e PAT	(1.965)	-	(5.173)	-
	(111.475)	(2.961)	(145.682)	(3.183)
Imposto de renda e contribuição social no período	31.937	50.960	24.722	58.222
Diferido de diferença temporária de RTT	(3.064)	(4.371)	3.605	(1.570)
Imposto de renda e contribuição social no resultado	28.873	46.589	28.327	56.652
Corrente	(24.372)	30.681	68.694	67.352
Recolhidos e pagos	25.899	38.549	36.041	53.461
Compensados e deduzidos	2.604	-	6.280	16.106
Impostos antecipados a recuperar	(52.875)	(7.868)	26.373	(2.215)
Diferido	53.245	15.908	(40.367)	(10.700)
	28.873	46.589	28.327	56.652

Regime Tributário de Transição

A Medida Provisória 449/2008, de 3 de dezembro de 2008, convertida na Lei 11.941/09, instituiu o RTT - Regime Tributário de Transição, que tem como objetivo neutralizar os impactos dos novos métodos e critérios contábeis introduzidos pela Lei 11.638/07, na apuração das bases de cálculos de tributos federais. A aplicação do RTT foi opcional para os anos de 2008 e 2009 e obrigatória a partir de 2010 para as pessoas jurídicas sujeitas ao Imposto de Renda da Pessoa Jurídica (IRPJ) de acordo com a sistemática de lucro real ou de lucro presumido. A Companhia efetuou sua opção pela adoção do RTT na Declaração de Informações Econômico-Fiscais da Pessoa Jurídica de 2009, (DIPJ) ano-calendário 2008 e adicionalmente em 30 de novembro de 2009 efetuou a elaboração do Controle Fiscal Contábil de Transição (FCONT) criado pela Instrução Normativa 949/2009 da Receita Federal do Brasil. Foram excluídos na apuração das bases de cálculos dos tributos federais da Companhia, conforme determinado no RTT, os ajustes contábeis decorrentes da aplicação dos CPCs: Estrutura Conceitual Básica (Reconhecimento



14 Intangível

Por natureza, o intangível está constituído da seguinte forma:

		31/12/2013		31/12/12		01/01/12	
Taxas Anuais Médias							
Ponderadas de Amortização (%)	Custo	Amortização Acumulada	Obrigações Especiais	Valor Líquido	Valor Líquido	Valor Líquido	
Em Serviço							
Direito de uso da concessão	3,96	7.662.069	(3.353.642)	(1.534.612)	2.773.815	2.391.889	2.475.649
Em Curso							
Direito de uso da concessão		1.075.720	(183.063)	892.657	687.621	684.420	
Total		8.737.789	(3.353.642)	(1.717.675)	3.666.472	3.079.510	3.160.069

A movimentação do saldo do intangível está demonstrada a seguir:

Ref.	Em serviço			Em curso			Total
	Amortização	Obrigações	Valor	Obrigações	Valor		
	Custo	Acumulada	Especiais	Líquido	Custo	Especiais	Líquido
Saldos em 1º de janeiro de 2012							
Adições	6.903.135	(2.780.324)	(1.647.162)	2.475.649	795.922	(111.503)	684.419
Adições	-	-	-	1.406.501	(237.928)	1.168.573	1.168.573
Baixas	(110.823)	47.863	(62.960)	(7.666)	-	(7.666)	(70.626)
Amortizações	-	(321.761)	85.307	(236.454)	-	-	(236.454)
Transferências - Intangíveis	813.753	-	(83.061)	730.692	(813.753)	83.061	(730.692)
Transferências - Ativos financeiros	(607.182)	-	91.782	(515.400)	(520.931)	87.826	(433.105)
Transferências - Outros	(47)	11	398	362	(5.120)	11.212	6.092
Saldos em 31 de dezembro de 2012	6.998.836	(3.054.211)	(1.552.736)	2.391.889	854.953	(167.332)	687.621
Adições	-	-	-	1.040.745	(183.199)	857.546	857.546
Baixas	(81.668)	69.884	(11.784)	(11.776)	-	(11.776)	(23.560)
Amortizações	-	(369.315)	92.572	(276.743)	-	-	(276.743)
Transferências - Intangíveis	440.806	-	(85.421)	355.385	(440.806)	85.421	(355.385)
Transferências - Ativos financeiros	(a) 286.885	-	286.885	(363.820)	73.836	(289.984)	(3.099)
Transferências - Outros	(b) 17.210	-	10.973	28.183	(3.576)	8.211	4.635
Saldos em 31 de dezembro de 2013	7.662.069	(3.353.642)	(1.534.612)	2.773.815	1.075.720	(183.063)	892.657

(a) Transferência do intangível em curso em decorrência do reconhecimento de novos ativos incorporados no período.

(b) Referem-se às transferências de material técnico, materiais de escritório e mão de obra.

A agência reguladora ANEEL é responsável por estabelecer a vida útil-econômica estimada de cada bem integrante da infraestrutura de distribuição, para efeitos de determinação da tarifa, bem como para apuração do valor da indenização dos bens reversíveis no vencimento do prazo da concessão. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como uma estimativa razoável/adequada para efeitos contábeis e regulatórios e que representa a melhor estimativa de vida útil dos bens.

A Administração da Companhia entende que a amortização do ativo intangível deve respeitar a vida útil estimada de cada bem integrante do conjunto de bens tangíveis contidos na infraestrutura de distribuição, limitada ao prazo de vencimento da concessão, dos dois o menor. Como resultado da utilização desse critério de amortização, o total do ativo intangível será sempre amortizado de forma não linear.

O valor residual de cada bem que ultrapassa o prazo do vencimento da concessão está alocado como Concessão do Serviço Público (Ativo Financeiro). (Vide nota explicativa nº 13).

A Resolução Normativa ANEEL nº 474 de 7/2/2012 estabeleceu novas taxas de depreciação para os ativos em serviço outorgado no setor elétrico, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2012, determinando alteração na vida útil-econômica dos bens integrantes da infraestrutura de distribuição. Anteriormente à edição da Resolução ANEEL 474, a vida útil média do conjunto de ativos da Companhia era em torno de 22 anos, variando entre 21 e 24 anos. Com a implementação da Resolução ANEEL 474, a vida útil desses ativos passou a se situar entre 25 e 28 anos, com média de 26 anos, o que corresponde ao acréscimo de 4 anos em relação à vida útil econômica média anterior.

Considerando esse aumento da vida útil, houve uma diminuição da amortização e um aumento da parcela residual da infraestrutura que a Companhia espera receber como indenização ao final do período da Concessão.

Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica

As obrigações especiais (não remuneradas) representam as contribuições da União, dos Estados, dos Municípios e dos Consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno em favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição.

As obrigações especiais estão sendo amortizadas às mesmas taxas de amortização dos bens que compõem a infraestrutura, usando-se uma taxa média, a partir do segundo ciclo de revisão tarifária periódica.

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

15 Fornecedores

A composição do saldo em 31 de dezembro de 2013, 2012 e 1º de janeiro de 2012 é como segue:

Fornecedores	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Energia elétrica:	351.565	372.467	220.632
Terceiros	263.627	326.537	176.539
Partes relacionadas	87.938	45.930	44.093
Encargos de uso da rede	13.953	31.019	26.239
Terceiros	12.034	28.968	24.165
Partes relacionadas	1.919	2.051	2.074
Materiais e serviços	156.515	152.025	148.459
Terceiros	156.095	151.609	147.878
Partes relacionadas	420	416	581
Energia livre	29.594	27.397	25.397
Total	551.627	582.908	420.727
Circulante	500.450	555.511	395.330
Não circulante	51.177	27.397	25.397

Os montantes classificados no não circulante referem-se a valores remanescentes de energia livre, fixados pela ANEEL através do Despacho nº 2517/2010, a serem repassados pelas distribuidoras às geradoras, e que estão sendo contestados pelos concessionários de distribuição, representados pela ABRADÉE, os quais impetraram Mandado de Segurança Coletivo com pedido de liminar (Processo nº 437399120104013400/DF), requerendo o reconhecimento da ilegalidade do ato e a anulação do despacho. Em 28 de setembro de 2010 obteve-se o deferimento da antecipação da tutela recursal e em 22 de novembro de 2010 a liminar foi deferida.

16 Empréstimos e Financiamentos

As obrigações por empréstimos e financiamentos são representadas como segue:

Composição da Dívida	Ref.	Encargos		Principal		Total	
		Circulante	Circulante	Circulante	Circulante	31/12/13	31/12/12
		Taxa Efetiva				01/01/12	
Moeda nacional							
BNB		10,41% a.a.					
a 13,20% a.a.	1.369	65.864	205.625	272.858	339.021	389.340	
(-) Custos de transação	-	(712)	(1.054)	(1.766)	(2.675)	(3.752)	
BNDES FINEM	(a.1/)	5,38% a.a.					
a 8,06% a.a.	2.859	184.095	791.113	978.607	741.778	521.705	
(-) Custos de transação	-	(69)	(199)	(268)	(41)	(81)	
Eletronas	(a.3)	5,00% a.a.					
a 5,45% a.a.	-	27.183	139.107	166.290	180.906	170.163	
(-) Custos de transação	-	(252)	(979)	(1.231)	(1.250)	(636)	
FINEP	(a.4)	5,02% a.a.					
a 5,41% a.a.	111	11.621	39.527	51.259	49.940	51.497	
(-) Custos de transação	-	(121)	(183)	(304)	(315)	(358)	
BANCO DO BRASIL	(a.5)	13,55% a.a./					
13,76% a.a.	744	-	400.000	400.744	450.121	536.072	
(-) Custos de transação	-	(579)	(2.131)	(2.710)	(3.109)	(5.365)	
Operações com swap	-	-	-	-	(14.757)	(6.014)	
BONDS BRL		9,97% a.a.					
a 15,93% a.a.	8.225	-	400.000	408.225	408.225	408.225	
(-) Custos de transação	-	(865)	(1.146)	(2.011)	(2.877)	(3.627)	
Total moeda nacional	8.225	(865)	398.854	406.214	405.348	404.598	
Total moeda estrangeira	13.308	286.165	1.969.680	2.269.153	2.144.967	2.057.169	

Moeda	Estrangeira	Ref.	Taxa Efetiva	Encargos		Principal		Total	
				Circulante	Circulante	Circulante	Circulante	31/12/13	31/12/12
TÍTULOS EXTERNOS	(a.6)	Libor 6M + 1,875% a.a.							
(-) Custos de transação	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operações com swap	-	-	106,75%, 107,25%, 101,61%, 101,72%, 103,27%, 100,40%, 102,87% do CDI	-	(40.090)	(29.871)	(69.961)	(27.489)	9.214
BANK OF AMERICA	(a.7)	Libor 3M + 1,7% a.a.		393	9.495	478.047	487.935	401.252	-
(-) Custos de transação	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operações com swap	-	-	CDI + 0,552% a.a., CDI + 0,60% a.a. e CDI + 0,61% a.a./ 106% do CDI	-	32.707	(90.214)	(57.507)	6.752	-
BANK OF TOKYO		Libor 3M + 0,8% a.a.		51	1.243	110.854	112.148	95.860	-
(-) Custos de transação	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operações com swap	-	-	CDI + 0,60% a.a.	-	9.029	(18.128)	(9.099)	7.316	-
CITIBANK	(a.7)	Libor 3M + 0,970% a.a. 104,5% do CDI		216	2.710	217.154	220.080	-	-
JP MORGAN	(a.7)	2,94% a.a. 105% do CDI		70	1.633	53.889	55.592	-	-
Total moeda estrangeira	748	46.362	1.046.455	1.093.565	794.436	282.370	332.527	2.977.995	3.324.578
(-) Garantias depósitos vinculados	-	-	-	-	(38.140)	(38.140)	(36.743)	(51.971)	
Total	14.056	332.527	2.977.995	3.324.578	2.902.660	2.287.568			

(a) Captações e renegociações de recursos no exercício

a.1) Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES - A Companhia recebeu R\$ 85.860 para financiamentos de investimentos realizados em 2012, provenientes do Contrato de Abertura de Limite de Crédito Rotativo nº 08.2.10.89.1, assinado em março de 2009 e aditado em novembro de 2009, outubro de 2010, março e novembro de 2011 e agosto de 2012.

a.2) Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES - A Companhia recebeu R\$ 279.665 para financiamento de investimentos realizados em 2013, provenientes do Contrato de Abertura de Limite de Crédito Rotativo nº 13.2.02.94.1, assinado em maio de 2013 e aditado em junho de 2013.

(c) Condições contratuais dos empréstimos da Companhia em 31 de dezembro de 2013:

Fonte	Data de Assinatura	Moeda	Objetivo	Juros	Swap	Vencimento	Garantias
TÍTULOS EXTERNOS 2013	30/12/13	Dólar	Renegociação de Dívida	USD Libor 6M + 1,5% a.a.	103,27%/100,40%/102,87% do	28/12/18	-
BANK OF AMÉRICA 2012	13/11/12	Dólar	Capital de Giro	USD Libor 3M + 1,70% a.a.	1% a.a./CDI + 0,60% a.a./CDI	14/06/18	-
BANCO DE TOKYO 2012	10/12/12	Dólar	Capital de Giro	USD Libor 3M + 0,80% a.a.	CDI + 0,60% a.a.	14/06/18	-
CITIBANK 2013	03/12/13	Dólar	Capital de Giro	USD Libor 3M + 0,970% a.a.	104,5% do CDI	03/12/18	-
JP MORGAN 2013	03/12/13	Dólar	Capital de Giro	2,94% a.a.	105% do CDI	17/12/18	-
BANK OF AMÉRICA 2013	05/12/13	Dólar	Capital de Giro	USD Libor 3M + 1,70% a.a.	106% do CDI	20/12/18	-
BNB 2A DR/SA	27/06/08	Real	Prog. de Investimentos Expansão/Melhor Rede Transmissão/Distribuição	10,00% a.a.	-	27/06/16	Centralização de Recebíveis, Fundo de Liquidez e Fiança Neoenergia
BNB 2B DR	22/08/08	Real	Prog. de Investimentos Expansão/Melhor Rede Transmissão/Distribuição	10,00% a.a.	-	22/08/16	Centralização de Recebíveis, Fundo de Liquidez e Fiança Neoenergia
BNB 3 - LPT VI	09/09/10	Real	Programa Luz para Todos 6ª Tranche	10,00% a.a.	-	09/09/18	Centralização de Recebíveis, Fundo de Liquidez e Fiança Neoenergia
FINEP 2	14/10/09	Real	Projeto de Inovação	5,00% a.a.	-	15/02/18	Fiança Neoenergia
FINEP 3	06/02/12	Real	Projeto de Inovação	5,00% a.a.	-	15/02/19	Fiança Neoenergia
BNDES 5 FINEM 2009	16/03/09	Real	Invest. de Transmissão/Distribuição de Energia/Modernização Operacional	4,50% a.a./TJLP + 2,12% a.a./TJLP + 3,12% a.a.	-	15/06/15	Fiança Neoenergia
BNDES 5 FINEM 2010	16/03/09	Real	Invest. de Transmissão/Distribuição de Energia/Modernização Operacional	5,50% a.a./TJLP + 1,82% a.a./TJLP + 2,82% a.a.	-	15/06/16	Fiança Neoenergia
BNDES 5 FINEM 2011/2012	16/03/09	Real	Invest. de Transmissão/Distribuição de Energia/Modernização Operacional	5,50% a.a./TJLP + 1,82% a.a./TJLP + 2,82% a.a.	-	15/06/17, 15/02/18 e 15/06/18	Fiança Neoenergia
BNDES 6 FINEM 2013/2014	29/05/13	Real	Invest. de Transmissão/Distribuição de Energia/Modernização Operacional	3% a.a./TJLP + 1,70% /TJLP + 2,70%	-	15/06/2021 e 17/04/2023	Fiança Neoenergia
ECF - LNC 2	21/03/01	Real	Programa Luz no Campo 2ª Etapa	5,00% a.a.	-	30/05/15	Nota Promissória e Receita de Contratos entre Mutuária e Gov. Bahia - Lei 7.804
ECFS - LPT 1	09/07/04	Real	Programa Luz para Todos 1ª Tranche	5,00% a.a.	-	30/07/16	NOTA PROMISSÓRIA E RECEITA PRÓPRIA
ECFS - LPT 2	03/10/05	Real	Programa Luz para Todos 2ª Tranche	5,00% a.a.	-	30/10/17	NOTA PROMISSÓRIA E RECEITA PRÓPRIA
ECFS - LPT 3	03/08/06	Real	Programa Luz para Todos 3ª Tranche	5,00% a.a.	-	30/08/18	NOTA PROMISSÓRIA E RECEITA PRÓPRIA
ECFS - LPT 4	06/08/07	Real	Programa Luz para Todos 4ª Tranche	5,00% a.a.	-	30/08/19	NOTA PROMISSÓRIA E RECEITA PRÓPRIA
ECFS - LPT 5	03/09/08	Real	Programa Luz para Todos 5ª Tranche	5,00% a.a.	-	30/09/20	NOTA PROMISSÓRIA E RECEITA PRÓPRIA
ECFS - LPT 6	23/11/09	Real	Programa Luz para Todos 6ª Tranche	5,00% a.a.	-	30/01/22	NOTA PROMISSÓRIA E RECEITA PRÓPRIA
ECFS - LPT 7	10/01/12	Real	Programa Luz para Todos 7ª Tranche	5,00% a.a.	-	31/01/24	NOTA PROMISSÓRIA E RECEITA PRÓPRIA
3ª EMISSÃO DEBÊNTURES	27/01/04	Real	Programa de Investimento e Alongamento de Dívida	VC + 10,80% a.a.	IGPM + 13,95% a.a.	27/01/14	Fiança Neoenergia e Vinculação de Receita
6ª EMISSÃO DEBÊNTURES	01/12/07	Real	Resgate Antecipado de Parte de 5ª Emissão de Debêntures 1ª Série	CDI + 0,60% a.a.	-	01/12/14	-
7ª EMISSÃO							



(b) Garantias:

Para a 3ª Emissão de debêntures foi dada garantia de receita própria e aval do acionista controlador. A mutação das debêntures é a seguinte:

	Moeda Nacional		Total
	Circulante	Não Circulante	
Saldos em 1º de janeiro de 2012	102.932	272.532	375.464
Encargos	27.313	-	27.313
Varição monetária e cambial	467	107	574
Swap	3.299	3.392	6.691
Efeito cumulativo marcação a mercado	(484)	92	(392)
Transferências	177.557	(177.557)	-
Amortizações e pagamentos de juros	(125.589)	-	(125.589)
(-) Custos de transação	472	-	472
Saldos em 31 de dezembro de 2012	185.967	98.566	284.533
Encargos	11.867	-	11.867
Varição monetária e cambial	924	(45)	879
Swap	2.691	483	3.174
Efeito cumulativo marcação a mercado	(232)	(3)	(235)
Transferências	99.001	(99.001)	-
Amortizações e pagamentos de juros	(197.236)	-	(197.236)
(-) Custos de transação	236	-	236
Saldos em 31 de dezembro de 2013	103.218	-	103.218

18 Salários e Encargos a Pagar

	Ref.	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Salários		4.087	3.179	5.384
Encargos sociais		7.687	7.638	6.619
Provisões férias e 13º salário		21.092	18.310	15.883
Encargos sobre provisões de férias e 13º salário		2.601	3.400	2.745
Provisão PLR	(a)	14.427	15.641	2.560
Outros		162	227	135
Total		50.056	48.395	33.326

(a) A Companhia mantém o programa de participação dos empregados nos lucros e resultados, nos moldes da Lei nº 10.101/00 e Artigo nº 189 da Lei das Sociedades por Ações, baseado em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecidas com os mesmos; metas estas que vem desde o plano estratégico da Companhia até sua respectiva área. O montante estimado dessa participação para o exercício de 2013 é de R\$ 14.427 (R\$ 15.641 em 31 de dezembro de 2012 e R\$ 2.560 em 1º de janeiro de 2012).

19 Taxas Regulamentares

	Ref.	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Conta de Consumo de Combustível - CCC		-	8.740	16.255
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		877	3.162	2.850
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT		1.610	1.842	1.519
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(a)	24.862	35.898	34.160
Programa de Eficientização Energética - PEE	(a)	5.886	7.330	10.431
Taxa de Fiscalização Serviço Público de Energia Elétrica - TFSEE		810	760	760
Encargo do Consumidor - Tesouro Nacional		-	2.190	1.779
Ministério de Minas e Energia - MME		290	355	-
Total		34.335	60.277	85.020
Circulante		31.599	59.199	54.233
Não circulante		2.736	1.078	30.787

(a) A Companhia reconheceu passivos relacionados a valores já faturados em tarifas (1% da Receita Operacional Líquida), líquido dos valores aplicados nos Programas de Eficientização Energética - PEE e Pesquisa e Desenvolvimento - P&D, atualizados mensalmente, a partir do 2º mês subsequente ao seu reconhecimento até o momento de sua efetiva realização, com base na Taxa SELIC, conforme as Resoluções ANEEL nºs 300/2008, 316/2008 e 504/2012.

20 Impostos e Contribuições a Recolher

	Ref.	31/12/13	31/12/12	01/01/12
Circulante				
Imposto de Renda - IR		57.160	109.547	80.380
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS		37.092	49.171	72.810
Programa de Integração Social - PIS		4.602	6.930	5.722
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS		21.205	32.191	26.625
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS		3.135	4.002	3.271
Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS		1.011	1.053	1.116
Imposto Sobre Serviços - ISS		615	606	736
Impostos e contribuições retidos na fonte		9.742	12.592	10.139
Outros		1.741	5.676	986
Total		136.303	221.768	201.785
Não circulante				
Imposto de Renda - IR		1.378	1.330	1.276
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS		5.245	3.854	2.361
Programa de Integração Social - PIS		2.018	1.943	1.859
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS		7.146	6.907	6.634
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS		73	-	115
Total		15.860	14.034	12.245
Total		152.163	235.802	214.030

21 Dividendos e Juros sobre Capital Próprio

O Conselho de Administração e/ou Assembleia de Acionistas da Companhia aprovaram a declaração de dividendos propostos e juros sobre capital próprio:

Deliberação	Provento	Valor		Valor por Ação	
		Deliberado	ON	PNA	PNB
2013					
AGOE de 29 de abril de 2013	Dividendos	3.391	0,0174727	0,0174727	0,0192200
RCA de 30 de dezembro de 2013	JSCP	113.429	0,5843593	0,5843593	0,6427953
		116.820			
2012					
AGOE de 18 de abril de 2012	Dividendos	219.021	1,1283426412	1,1283426412	1,2411769053
AGOE de 18 de abril de 2012	Dividendos				
	- Reserva	65.069	0,3352206133	0,3352206133	0,3687426746
RCA de 28 de dezembro de 2012	JSCP	113.167	0,5830060591	0,5830060591	0,6413066650
Estatuto da Companhia - Capítulo VI (Art 37)	Complemento Dividendos Mínimos Obrigatórios	52.933	0,2726961842	0,2726961842	0,2999658026
		450.190			
2011					
RCA de 31 de março de 2011	JSCP	28.341	0,1460057	0,1460057	0,1606063
AGO de 27 de abril de 2011	Dividendos	469.099	2,4166742	2,4166742	2,6583417
RCA de 30 de Junho de 2011	JSCP	28.342	0,1460108	0,1460108	0,1606119
RCA de 29 de agosto de 2011	Dividendos Intermediários	275.043	0,1416952	0,1416952	0,1558648
RCA de 30 de setembro de 2011	JSCP	28.342	0,1460108	0,1460108	0,1606119
RCA de 29 de dezembro de 2011	JSCP	28.341	0,1460057	0,1460057	0,1606063
		857.508			

O pagamento dos juros sobre o capital próprio está sendo considerado no cômputo do dividendo mínimo obrigatório. O Artigo 9º da Lei nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995, permite a dedutibilidade, para fins de imposto de renda e da contribuição social, dos juros sobre o capital próprio pagos aos acionistas, calculados com base na variação da Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP.

De acordo com o previsto no estatuto social da Companhia, o dividendo mínimo obrigatório é de 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação societária. As ações preferenciais classe "B" terão direito ao recebimento de dividendos no mínimo 10% superiores àqueles atribuídos às ações ordinárias. A base de cálculo para os dividendos mínimos obrigatórios é como segue:

	31/12/2013	31/12/2012
Dividendos mínimos - sobre o lucro líquido ajustado		
Lucro líquido do exercício	495.129	805.497
Incentivo fiscal SUDENE	(101.284)	(141.100)
Amortização do ágio incorporado	49.849	53.582
Reversão da provisão para manutenção do patrimônio líquido	(32.902)	(35.364)
Benefício fiscal da amortização do ágio incorporado	(16.948)	(18.218)
Base de cálculo dos dividendos	393.844	664.397
Dividendos mínimos obrigatórios	98.461	166.099
Dividendos mínimos - sobre o lucro líquido		
Ações ordinárias	55.444	93.532
Ações preferenciais classe "A"	9.920	16.735
Ações preferenciais classe "B"	33.096	55.832
Total	98.461	166.099
Juros sobre capital próprio propostos		
Juros sobre capital próprio - R\$ 0,583006059 por ação ON,	113.429	113.167
R\$ 0,583006059 por ação PNA e R\$ 0,641306665 por ação PNB	113.429	113.167
Total bruto	113.429	113.167
Imposto de renda retido na fonte sobre os juros sobre capital próprio 15% (*)	(1.552)	(1.548)

(*) Na parcela de acionistas imunes não ocorre a incidência de imposto de renda.

A movimentação dos saldos de dividendos e juros sobre capital próprio a pagar em 31 de dezembro de 2013, 2012 e 1º de janeiro de 2012, é como segue:

	Saldos em 1º de janeiro de 2012	31.247
Declarados	397.257	
Propostos	52.933	
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	(1.548)	
Pagos no período	(311.866)	
Prescritos	(428)	
Saldos em 31 de dezembro de 2012	167.595	
Declarados	116.821	
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	(1.552)	
Pagos no período	(167.873)	
Prescritos	(213)	
Saldos em 31 de dezembro de 2013	114.778	

22 Provisões

As provisões constituídas para contingências passivas, no montante de R\$ 33.978, classificada no passivo circulante (R\$ 23.899 em 31 de dezembro de 2012 e R\$ 18.403 em 1º de janeiro de 2012) e R\$ 166.689 no não circulante (R\$ 140.824 em 31 de dezembro de 2012 e R\$ 109.361 em 1º de janeiro de 2012) estão compostas como segue:

	Contingências				
	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	Regulatórias	Total
Saldos em 1º de janeiro de 2012	73.993	43.950	9.821	-	127.764
Constituição	34.526	20.883	979	17.479	73.867
Baixas/reversão	(39.674)	(25.183)	-	-	(64.857)
Atualização	18.754	8.264	623	308	27.949
Saldos em 31 de dezembro de 2012	87.599	47.914	11.423	17.787	164.723
Constituição	28.796	27.571	875	-	57.242
Baixas/reversão	(32.133)	(30.209)	(2.005)	-	(64.347)
Atualização	25.600	11.938	1.083	4.428	43.049
Saldos em 31 de dezembro de 2013	109.862	57.214	11.376	22.215	200.667

A Administração da Companhia, consubstanciada na opinião de seus consultores jurídicos quanto à possibilidade de êxito nas diversas demandas judiciais, entende que as provisões constituídas registradas no balanço são suficientes para cobrir prováveis perdas com tais causas.

Trabalhistas

Referem-se às ações movidas por ex-empregados contra a Companhia, envolvendo cobrança de horas-extras, adicional de periculosidade, equiparação/reenquadramento salarial, discussão sobre plano de cargos e salários e outras e também, ações movidas por ex-empregados de seus empreiteiros (responsabilidade subsidiária e/ou solidária) envolvendo cobrança de parcelas indenizatórias e outras.

Contingências	Valor	Expectativa	Valor Provisionado			
			Trabalhistas	Atualizado	Instância	de Perda
Ex-empregados da Companhia	66.686	1ª, 2ª e 3ª	Provável	66.686	49.241	40.610
	200.101	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
	64.206	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-
Ex-empregados de empreiteiras	34.613	1ª, 2ª e 3ª	Provável	34.613	32.338	28.723
	194.992	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
	44.007	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-
Empregados	8.563	1ª, 2ª e 3ª	Provável	8.563	6.020	4.660
	31.019	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
	14.108	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-
Total	658.295			109.862	87.599	73.993

Os valores foram atualizados monetariamente pela variação da Taxa Referencial (TR) índice de atualização de processos trabalhistas divulgado pelo Conselho Superior da Justiça do Trabalho, acrescidos de juros de 1% a.m.

Cíveis

Referem-se às ações de natureza comercial e indenizatória, movidas por pessoas físicas e jurídicas, envolvendo repetição de indébito, danos materiais e/ou danos morais.

Contingências	Valor	Expectativa	Valor Provisionado				
			Cíveis	Atualizado	Instância	de Perda	
Cientes - tarifas plano cruzado	(a)	11.991	1ª, 2ª e 3ª	Provável	11.991	11.192	10.836
Indenização por perdas	(b)	42.586	1ª, 2ª e 3ª	Provável	42.586	35.623	30.593
		758.433	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
		17.341	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-
Acidente terceiros/trabalho Comerc. energia e produtos	(c)	4.031	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
		300	1ª, 2ª e 3ª	Provável	300	3	-
		25.932	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
		17.682	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-
Irregularidade de consumo	(c)	2.157	1ª, 2ª e 3ª	Provável	2.157	826	612
		60.382	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
		2.659	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-
Racionamento de energia elétrica		85	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
Outras	(c)	180	1ª, 2ª e 3ª	Provável	180	270	165
		17.742	1ª, 2ª e 3ª	Possível	-	-	-
		391	1ª, 2ª e 3ª	Remota	-	-	-
Total		961.892			57.214	47.914	43.950

Os valores foram atualizados monetariamente pela variação do INPC, acrescidos de juros de 1% a.m.

(a) **Cientes - Plano Cruzado** - Ações movidas por consumidores industriais e comerciais questionando a legalidade da majoração da tarifa de energia elétrica ocorrida na vigência do Plano Cruzado, conforme portarias nº 38 e 45 do DNEAE, de 27/1 e de 04/3, ambas de 1986, pleiteando a restituição de valores envolvidos.

(b) **Indenização por Perdas** - Ações movidas por pessoas físicas e jurídicas, nas quais a Companhia figura como ré, e que tem por objeto indenizações por morte, por danos materiais, danos morais e danos elétricos.

(c) **Outras** - Diversas ações movidas por pessoas físicas e jurídicas envolvendo repetição de indébito, revisão de débito de consumo medido e não medido (irregularidade de consumo), cancelamento de débito, restabelecimento do fornecimento de energia elétrica, anulação de dívida, litígios com agentes arrecadadores de contas de energia elétrica, demanda relativa à multa contratual com fornecedores de energia elétrica e serviços e outros.

Fiscais

Referem-se às ações tributárias e impugnções de cobranças, intimações e autos de infração fiscal. A Companhia constitui provisões, com base em estimativas cabíveis, para possíveis consequências de auditorias por parte das autoridades fiscais das respectivas jurisdições



Cada ação ordinária dá direito a um voto nas deliberações da Assembleia Geral. As ações preferenciais, de ambas as classes, não possuem direito de voto, ficando assegurado ainda: (i) as ações preferenciais "Classe A" têm prioridade na distribuição de dividendos, que serão no mínimo 10% (dez por cento) sobre o capital social representado por ações preferenciais "Classe A"; (ii) as ações preferenciais "Classe B", têm prioridade na distribuição de dividendos, somente após a distribuição de dividendos às preferenciais "Classe A", sendo tais dividendos no mínimo 10% (dez por cento) maiores do que os atribuídos às ações ordinárias.

Reservas de Capital
a) Reserva especial de ágio
 Essa reserva no montante de R\$ 339.052 foi gerada em função da reestruturação societária da Companhia, que resultou no reconhecimento do benefício fiscal diretamente no patrimônio, quando o ágio foi transferido para a Companhia através da incorporação.

b) Reserva de incentivo fiscal
 A legislação do imposto de renda possibilita que as empresas situadas na Região Nordeste, e que atuam no setor de infraestrutura, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de ampliação da sua capacidade instalada, conforme determina o Artigo 551, § 3º, do Decreto nº 3.000, de 26 de março de 1999.

O saldo da reserva de incentivo fiscal apurado até 31 de dezembro de 2007 no montante de R\$ 340.429 foi mantido como reserva de capital e somente poderá ser utilizado conforme previsto em lei.

Reservas de Lucros
a) Reserva de Incentivo Fiscal
 Em atendimento à Lei nº 11.638/07 e CPC 07, o valor correspondente ao incentivo SUDENE apurado a partir da vigência da lei foi contabilizado no resultado do exercício, e posteriormente transferido para a reserva de lucro devendo somente ser utilizado para aumento de capital social ou para eventual absorção de prejuízos contábeis conforme previsto no Artigo 545 do Regulamento de Imposto de Renda. O incentivo fiscal SUDENE foi renovado em novembro de 2011, através do Laudo Constitutivo nº 0145/2011, com validade até 2020, tendo sido assegurada à Companhia o benefício fiscal da redução de 75% do IRPJ, calculado com base no lucro da exploração.

A Companhia apurou no exercício findo em 31 de dezembro de 2013 o valor de R\$ 101.284 (R\$ 113.058 em 31 de dezembro 2012) de incentivo fiscal SUDENE, calculado com base no Lucro da Exploração, aplicando a redução de 75% do imposto de renda apurado pelo Lucro Real.

b) Reserva legal
 A reserva legal é calculada com base em 5% de seu lucro líquido conforme previsto na legislação em vigor, limitada a 20% do capital social. A Companhia não constituiu reserva legal no exercício por já ter atingido esse limite.

c) Reserva de retenção de lucros
 A Lei das S.A. permite às sociedades reterem parcela do lucro líquido do exercício, prevista em orçamento de capital, previamente aprovado pela Assembleia Geral.

Outros Resultados Abrangentes
 Estão sendo reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes os ajustes decorrentes da alteração da regra contábil, CPC 33 (R1)/IAS 19 - Benefícios a Empregados, decorrente da mudança no conceito de retornos esperados sobre ativos do plano de benefício definido de previdência privada.

25 Receita Líquida

Segue a composição da receita líquida por natureza e suas deduções:

	Ref.	31/12/2013	31/12/2012
Fornecimento de energia	(a)	2.001.534	2.635.296
Receita de distribuição		1.714.242	2.339.996
Remuneração financeira wacc		287.292	295.300
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	(b)	2	74.875
Receita pela disponibilidade da rede elétrica	(c)	3.590.341	4.075.798
Receita de distribuição		3.583.136	4.067.517
Remuneração financeira wacc		7.205	8.281
Receita de construção da infraestrutura da concessão		832.873	1.166.645
Outras receitas	(d)	333.520	80.691
Total receita bruta		6.758.270	8.033.105
(-) Deduções da receita bruta	(e)	(1.773.633)	(2.219.491)
Total receita operacional líquida		4.984.637	5.813.614

(a) Fornecimento de energia
 Composição do fornecimento de energia elétrica, por classe de consumo:

Ref.	Nº de Consumidores		MWh (*)		R\$ mil	
	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12
Consumidores:						
Residencial	4.731.623	4.577.295	6.131.219	5.493.414	2.387.749	2.715.529
Industrial	19.407	19.919	2.585.376	2.814.172	676.179	928.027
Comercial	330.556	317.615	3.018.352	2.827.182	1.282.036	1.503.507
Rural	208.241	204.776	1.470.390	1.350.827	263.333	303.649
Poder público	47.049	46.386	674.279	626.250	248.564	295.169
Iluminação pública	16.399	16.233	879.791	789.645	154.463	171.780
Serviço público	10.360	9.720	859.553	812.447	176.118	204.613
Consumo próprio	437	391	15.437	14.327	-	-
Suprimento	-	1	-	-	-	-
Fornecimento não faturado	-	-	-	(24.149)	75.620	-
Reclassificação da receita pela disponibilidade da rede elétrica - Consumidor cativo	(1)	-	-	(3.453.011)	(3.892.915)	-
Total	5.364.072	5.192.336	15.634.387	14.728.264	1.711.282	2.304.979

(1) Em atendimento ao Despacho ANEEL nº 1.618 de 23/04/2008, a Companhia efetuou a segregação da receita de comercialização e distribuição utilizando uma "turd média" calculada a partir da turd homologada para consumidores cativos.

(*) Informações não auditadas
Revisão Tarifária Periódica
 A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1.511 de 16 de abril de 2013, publicada no Diário Oficial da União do dia 19 de abril de 2013, homologou o resultado da Revisão Tarifária Periódica da Companhia, em -6,06%, sendo -5,91% referentes ao reposicionamento tarifário econômico e -0,15% relativos aos componentes financeiros pertinentes, o que corresponde a um efeito médio de -7,92% a ser percebido pelos consumidores cativos.

	Ref.	(1)	4.120.723
Receita verificada			
Encargos setoriais			237.360
Compra de energia elétrica			1.856.107
Transporte de energia			130.674
Parcela A			2.224.141
Remuneração bruta de capital			427.501
Quota de reintegração regulatória			285.459
Custo anual das instalações móveis e imóveis			86.434
Custos operacionais			896.894
Inadimplência			52.523
Parcela B			1.748.812
Diferencial de X (ΔX)			1,12%
Multiplicador (m)			2,430
Ajuste em função dos investimentos realizados			(47.430)
Parcela B* com ajuste do ZCRTP			1.701.382
Índice de produtividade da parcela B			0,84%
Parcela B* com ajuste de mercado			1.687.015
Receita requerida (parcela A + B*)			3.911.156
(-) Outras receitas			(34.164)
Receita requerida líquida	(2)		3.876.992
Componentes financeiros	(3)		(6.419)
CVA			2.406
Neutralidade			(7.486)
Subsídios			37.990
Outros componentes			(39.330)
Reposicionamento econômico [(2)/(1)]	(4)		(5.91%)
Componentes financeiros	(5)		(0,15%)
Reposicionamento tarifário [(4) + (5)]			(6,06%)

(*) Informações não auditadas
 As novas tarifas entraram em vigor a partir do dia 22 de abril de 2013 com vigência até 21 de abril de 2014.

(b) Câmara de Comercialização de Energia - CCEE
 Os montantes de receitas/despesas faturados e/ou pagos pelas concessionárias que tiveram excedente/falta de energia, comercializados no âmbito da CCEE, foram informados pela mesma e referendados pela Companhia.

(c) Receita pela disponibilidade da rede elétrica
 A receita com Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD refere-se, basicamente, à venda de energia para consumidores livres e cativos com a cobrança de tarifa pelo uso da rede de distribuição.

	Ref.	31/12/13	31/12/12
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - Consumidor livre		137.330	182.883
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - Consumidor cativo	(1)	3.453.011	3.892.915
Total		3.590.341	4.075.798

(1) Vide comentários nota (a), acima.
(d) Outras receitas

	31/12/13	31/12/12
Renda da prestação de serviços	34.197	24.559
Arrendamentos e alugueis	26.667	28.673
Serviço taxado	12.154	11.080
Taxa de iluminação pública	4.811	5.046
Administração de faturas de fraudes	1.077	(1.970)
Comissão serviços de terceiros	3.821	4.062
Ressarcimento energia	80.833	-
Subvenção CDE	167.780	-
Outras receitas	2.180	9.241
Total	333.520	80.691

(e) Deduções da receita bruta

	31/12/13	31/12/12
IMPOSTOS:		
ICMS	(1.134.145)	(1.298.133)
PIS	(89.735)	(113.613)
COFINS	(471.044)	(523.314)
ISS	(5.205)	(6.073)

	31/12/13	31/12/12
ENCARGOS SETORIAIS:		
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR (*)	(5.378)	(46.888)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(10.526)	(37.947)
Subvenção - Conta Consumo de Combustível - CCC (*)	(8.740)	(134.942)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(19.643)	(21.374)
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	(8.513)	(8.542)
Empresa de Pesquisa Energética - EPE	(4.257)	(4.271)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(8.513)	(8.542)
Encargos do Consumidor - Tesouro Nacional	(7.934)	(12.812)
Outros	-	(3.040)
Total	(1.773.633)	(2.219.491)

(*) RGR e CCC foram extintas.

26 Custos e Despesas Operacionais do Serviço

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

	31/12/13		31/12/12	
	Custos dos Serviços	Despesas com Vendas	Despesas Gerais e Administrativas	Total
Pessoal	(94.358)	(65.281)	(102.963)	(262.602)
Administradores	-	-	(4.084)	(4.084)
Entidade de previdência privada	(4.866)	(1.955)	(3.151)	(9.972)
Material	(25.445)	(1.980)	(1.046)	(28.471)
Serviços de terceiros	(200.821)	(187.836)	(88.466)	(477.123)
Taxa de Fiscalização Serviço	-	-	-	-
Energia Elétrica - TFSEE	(9.577)	-	-	(9.577)
Energia elétrica comprada para revenda	(2.020.492)	-	(2.020.492)	(2.177.823)
Encargos de uso de rede	(202.484)	-	(202.484)	(336.383)
Amortização	(229.690)	(40.983)	(7.825)	(278.498)
Arrendamentos e alugueis	(1.050)	(208)	(4.116)	(5.374)
Tributos	(234)	(1.779)	(1.982)	(3.995)
Provisões líquidas - PCLD	-	(7.183)	(7.183)	(79.318)
Perdas conta a receber/consumidores	-	(45.196)	-	(45.196)
Provisões líquidas - contingências	-	-	7.981	9.448
Custo de construção da infraestrutura da concessão	(832.873)	-	-	(832.873)
Outros ganhos/perdas/alienação/cancelamento/desativação	-	-	(22.162)	(22.162)
Outros	(4.911)	(3.989)	(53.665)	(62.565)
Total custos/despesas	(3.626.801)	(356.390)	(281.479)	(4.264.670)

(a) Custo e despesa de pessoal

	31/12/13	31/12/12
Remunerações	(132.738)	(128.283)
Encargos sociais	(67.357)	(65.511)
Auxílio-alimentação	(15.737)	(13.531)
Convênio assistencial e outros benefícios	(6.247)	(5.535)
Rescisões	(14.286)	(16.327)
Férias e 13º salário	(32.166)	(34.200)
Plano de saúde	(11.744)	(6.757)
Contencioso trabalhista	(17.326)	(18.151)
Participação nos resultados	(21.105)	(30.516)
Encerramento de ordem em curso	(2.875)	(4.159)
(-) Transferências para ordens	58.979	93.563
Total	(262.602)	(229.407)

	31/12/13		31/12/12	
	R\$	MWh (1)	R\$	MWh (1)
Terceiros	(1.524.851)	15.106.292	(1.720.900)	15.276.437
Partes relacionadas	(494.150)	2.815.067	(459.774)	2.801.256
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	(264.424)	565.977	(94.176)	327.511
Proimfa	(85.323)	391.175	(75.511)	400.402
Encargo de Energia de Reserva - EER	(11.343)	-	(33.851)	-
Recursos CDE	124.499	-	-	-
Créditos de PIS e COFINS	235.100	-	206.389	-
Total	(2.020.492)	18.878.511	(2.177.823)	18.805.606

(1) Informações não auditadas

(c) Custo com encargos de uso do sistema de transmissão

	31/12/13	31/12/12
Terceiros	(133.085)	(294.830)
Partes relacionadas	(18.110)	(12.903)
Encargo serviço sistema	(215.737)	(55.763)
Recursos CDE	150.773	-
Crédito PIS/COFINS	13.675	27.113
Total	(202.484)	(336.383)

	31/12/13	31/12/12
(d) Amortização		
Quota de amortização no exercício	(285.919)	(252.688)
(-) Amortização transferida para ordens em curso	209	-
	7.630	7.460
(-) Crédito PIS/COFINS	(278.498)	(245.449)

29 Saldos e Transações com partes Relacionadas

A Companhia mantém operações comerciais com partes relacionadas pertencentes ao mesmo grupo econômico, cujos saldos e natureza das transações estão demonstrados a seguir:

Empresas	Ref.	Natureza de Operação	31/12/13		31/12/12	
			Ativo	Passivo	Resultado	Resultado
CELPE	(b)	Uso da rede	-	149	(2.612)	-
	(h)	Debêntures - aplicação/emissão	1.655	-	685	(6.659)
			1.655	149	(2.612)	685
COSERN	(h)	Debêntures - aplicação/emissão	129	-	107	-
			-	-	-	-
TERMOVERNAMBUCO	(a.1)	Energia comprada	-	21.234	(91.473)	11.676
			-	21.234	(91.473)	11.676
ITAPEBI	(g)	Energia fornecida	13	-	263	31
	(a.1)	Energia comprada	-	58.944	(344.700)	27.646
	(h)	Debêntures - aplicação/emissão	2.597	-	1.076	-
			2.610	58.944	(344.437)	1.107
NC ENERGIA	(a.1)	Energia comprada	-	2.151	(10.041)	2.104
		Reembolso de despesa	-	-	2	-
			-	2.151	(10.041)	2
BAGUARI I	(a.2)	Energia comprada	-	442	(3.709)	400
			-	442	(3.709)	400
BAHIA PCH I	(b)	Uso da rede	119	-	652	64



Em 31 de dezembro de 2013, os principais instrumentos financeiros estão descritos a seguir:

- Caixa e equivalentes de caixa - valores considerados como mantido para negociação e por isso, classificados como mensurados a valor justo por meio do resultado.
- Títulos e valores mobiliários - (a) Ativos financeiros destinados para garantias de empréstimos, financiamentos e leilões de energia são classificados como mantidos até o vencimento e registrados contabilmente pelo custo amortizado. Além disso, os títulos e valores mobiliários também representam os fundos exclusivos compostos por papéis com vencimentos acima de 90 dias, considerados como mantidos para negociação e classificados como mensurados a valor justo por meio do resultado.
- Contas a receber de clientes e outros - decorrem diretamente das operações da Companhia, são classificados como empréstimos e recebíveis, e estão registrados pelos seus valores originais, sujeitos a provisão para perdas e ajuste a valor presente, quando aplicável.
- Concessão do Serviço Público (Ativo Financeiro) - Indenização - Composto pelo reconhecimento das indenizações previstas pela construção de ativos de distribuição que não foram amortizados durante o período de concessão.
- Fornecedores - decorrem diretamente das operações da Companhia e são classificados como passivos financeiros mensurados pelo custo amortizado.
- Empréstimos, financiamentos e debêntures

O principal propósito desse instrumento financeiro é gerar recursos para financiar os programas de expansão da Companhia e eventualmente gerenciar as necessidades de seus fluxos de caixa no curto prazo.

- Empréstimos e financiamentos em moeda nacional - são classificados como passivos financeiros não mensurados ao valor justo, e estão contabilizados pelos seus valores contratuais (custo amortizado), e atualizados pela taxa efetiva de juros da operação. Os valores justos destes empréstimos são equivalentes aos seus valores contábeis. Trata-se de instrumentos financeiros com características oriundas de fontes de financiamento específicas para financiamento de investimentos em distribuição de energia, com custos subsidiados, atrelados à TJLP - Taxa de Juros do Longo Prazo ou com taxas prefixadas, e do capital de giro da Companhia, com custos atrelados à CDI - Certificado de Depósito Interbancário.
- Debêntures em moeda nacional - são classificados como passivos financeiros não mensurados ao valor justo, e estão contabilizados pelos seus valores contratuais (custo amortizado), e atualizados pela taxa efetiva de juros da operação. Para fins de divulgação, as debêntures tiveram seus valores justos calculados com base em taxas de mercado secundário da própria dívida ou dívida equivalente, divulgadas pela ANBIMA, sendo utilizadas como projeção dos seus indicadores as curvas da BM&F em vigor na data do balanço.

- Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira e debêntures em moeda nacional indexada a variação cambial são considerados como itens objeto de hedge, classificado como passivo financeiro mensurado a valor justo por meio do resultado.
- Instrumentos Financeiros Derivativos:

Os derivativos são mensurados a valor justo por meio do resultado da mesma forma como as dívidas a eles atreladas. Embora a Companhia faça uso de derivativos com o objetivo de proteção, ela não aplica a chamada contabilização de *hedge (hedge accounting)*.

- Operação com derivativo para proteção contra variações cambiais - têm por objetivo a proteção contra variações cambiais nas captações realizadas em moeda estrangeira e em moeda nacional indexada a variação cambial sem nenhum caráter especulativo. Esses se apresentam com prazo e volumes semelhantes.
- Operação com derivativo para troca de taxa de juros - consiste na troca do resultado financeiro apurado pela aplicação de taxa pré-fixada, equivalente aos juros de um empréstimo, pelo resultado financeiro apurado pela aplicação, sobre o mesmo valor, de percentual da taxa DI, sem nenhum caráter especulativo. Esses se apresentam com prazo e volumes semelhantes.

A Companhia não possui outros instrumentos financeiros derivativos, reconhecidos ou não como ativo ou passivo no balanço patrimonial, tais como contratos futuros ou opções (compromissos de compra ou venda de moeda estrangeira, índices ou ações), contratos a termo ou qualquer outro derivativo, inclusive aqueles denominados "exóticos".

A Companhia possui instrumentos derivativos com objetivo de proteção econômica e financeira contra a variação cambial, utilizando *swap* dólar para CDI e IGP-M, e troca de taxa de juros, utilizando *swap* de taxa prefixada para CDI, conforme descrito a seguir:

- Operação de "hedge" para a totalidade do endividamento com exposição cambial, de forma que os ganhos e perdas dessas operações decorrentes da variação cambial sejam compensados pelos ganhos e perdas equivalentes das dívidas em moeda estrangeira.

A política da Companhia não permite a contratação de derivativos exóticos, bem como a utilização de instrumentos financeiros derivativos com propósitos especulativos.

Os derivativos e respectivos itens objeto de proteção foram ajustados ao valor justo. A valorização ou a desvalorização do valor justo do instrumento destinado à proteção foram registradas em contrapartida da conta de receita ou despesa financeira, no resultado do exercício.

Os contratos de derivativos, considerados instrumentos de proteção de fluxo de caixa, vigentes em 31 de dezembro de 2013 e 2012 são como segue:

Descrição	Contraparte	Data dos Contratos	Data de Vencimento	Posição	Valores de Referência				Valor Justo	Valor a Receber/ Recebido - a Pagar/ Pago
					Moeda Estrangeira		Moeda Local			
					31/12/13	31/12/12	31/12/13	31/12/12		
Contratos de swaps:										
Swap	Bancos Santander e Citibank									
Ativa		11/07/06/15/06/09/22/06/10/26/08/10/10/12/10	26/06/2013/26/06/2015	USD 6M LIBOR + 1% a.a./USD 6M LIBOR + 1,875 % a.a.	USD 150.000	USD 150.000	R\$ 284.912	R\$ 282.704	355.194	310.422
Passiva	Merrill Lynch e BNP Paribas	106,75%/107,25%/101,61%/101,72%/103,27%/100,40% e 102,87% do CDI							285.233	282.933
									69.961	27.489
Swap										
Ativa	Banco Votorantim	30/07/04	27/01/14	USD + 13,4853% a.a.	USD 1.373	USD 2.979	R\$ 4.150	R\$ 9.003	7.366	12.599
Passiva				IGPM + 13,35% a.a.					24.014	43.319
									(16.648)	(30.720)
Swap										
Ativa	Banco de Tokyo	03/12/12	14/06/18	114,29% * (USD Libor 3M + 0,80% a.a.)	USD 50.000	USD 50.000	R\$ 104.005	R\$ 104.005	113.514	96.988
Passiva				CDI + 0,60% a.a.					104.416	104.305
									9.098	(7.317)
Swap										
Ativa	Bank of America Merrill Lynch	13/11/12/16/11/12/19/11/12/05/12/2013	14/06/2018/20/12/2018	117,65% * (USD Libor 3M + 1,0% a.a.)	USD 209.900	USD 200.000	R\$ 439.032	R\$ 415.500	498.233	409.944
Passiva				CDI + 0,552% a.a./CDI + 0,60% a.a./CDI + 0,61% a.a./106% do CDI					440.727	416.696
									57.507	(6.752)
Swap										
Ativa	Banco do Brasil	06/05/2010	Liquidado em 30/12/2013	12,16% a.a. -				R\$ 100.000		143.693
Passiva				99,5% do CDI						128.936
										14.757
Swap										
Ativa	Citibank	22/11/13	03/12/18	117,65% * (USD Libor 3M + 0,970% a.a.)	USD 98.000	-	R\$ 225.400	-	225.090	-
Passiva				104,5% do CDI					227.063	-
									(1.973)	(1.973)
Swap										
Ativa	JP Morgan	03/12/13	17/12/18	3,4588% a.a.	USD 24.500	-	R\$ 58.065	-	56.995	-
Passiva				105% do CDI					58.291	-
									(1.296)	(1.296)
Total									116.650	(2.543)

Valor Justo

O Valor Justo de um instrumento financeiro é o montante pelo qual o mercado precifica determinados ativos e passivos financeiros, considerando o não favorecimento das partes envolvidas.

A Companhia entende que valor justo de conta a receber e fornecedores, por possuir a maior parte dos seus vencimentos no curto prazo, já está refletido em seu valor contábil. Assim como para os títulos e valores mobiliários classificados como mantidos até o vencimento. Nesse caso a companhia entende que o seu valor justo é similar ao valor contábil registrado, pois estes têm taxas de juros indexadas à curva DI (Depósitos Interbancários) que reflete as variações das condições de mercado.

Para os passivos financeiros classificados e mensurados ao custo amortizado a metodologia utilizada é a de taxas de juros efetiva. Na maioria dos casos, essas operações foram fechadas com bancos de fomento ou agentes repassadoros de linhas subsidiadas. Essas operações são bilaterais e não possuem mercado ativo nem outra fonte similar com condições comparáveis as já apresentadas que possam ser parâmetro a determinação de seus valores justos. Dessa forma, a Companhia entende que os valores contábeis refletem o valor justo da operação.

Os ativos financeiros classificados como mensurados a valor justo estão, em sua maioria, aplicados em fundos restritos, dessa forma o valor justo está refletido no valor da cota do fundo. As assets possuem suas metodologias de marcação a mercado, em conformidade com o Código ANBIMA de Regulação e Melhores práticas.

Para os passivos financeiros classificados como mensurados a valor justo, aos quais são as dívidas vinculadas aos instrumentos financeiros derivativos com a finalidade de proteção (hedge), a Companhia adota a metodologia de determinação de valor justo projetando os fluxos com as características contratuais e a curva da BM&F. Para isso utiliza como taxa de desconto a taxa da ponta passiva do swap contratado. Não existe no mercado liquidez para as dívidas em moeda estrangeira, por isso foi adotada essa metodologia, considerando principalmente que a taxa da ponta passiva do swap reflete a precificação do mercado para o instrumento em questão.

A mensuração contábil da indenização e dos recebíveis decorrente da concessão é feita mediante a aplicação de critérios regulatórios contratuais e legais já descritos nesta demonstração. Para esses ativos não existe mercado ativo, e uma vez que todas as características contratuais estão refletidas nos valores contabilizados, o Grupo entende que o valor contábil registrado reflete os seus valores justos. O quadro a seguir apresenta os valores contábil e justo dos instrumentos financeiros da Companhia em 31 de dezembro de 2013, 2012 e 1º de janeiro de 2012, classificados pelas categorias de instrumentos financeiros, conforme disposto no CPC 38 e a comparação com os seus valores justos:

	31/12/13		31/12/12		01/01/12	
	Contábil	Valor Justo	Contábil	Valor Justo	Contábil	Valor Justo
Ativos financeiros						
(Circulante/não circulante)						
Empréstimos e recebíveis	903.882	903.882	1.121.027	1.121.027	1.195.659	1.195.659
Contas a receber de clientes e outros	903.882	903.882	1.121.027	1.121.027	1.195.659	1.195.659
Mantidos até o vencimento	20.960	20.960	68.716	68.716	16.223	16.223
Títulos e valores mobiliários	20.960	20.960	68.716	68.716	16.223	16.223
Mensurados pelo valor justo por meio do resultado	574.600	574.600	260.658	260.658	199.827	199.827
Caixa e equivalentes de caixa	573.253	573.253	252.479	252.479	180.756	180.756
Títulos e valores mobiliários	1.347	1.347	8.179	8.179	19.071	19.071
Disponível para venda	1.593.886	1.593.886	1.516.172	1.516.172	518.653	518.653
Concessão do serviço público - indenização	1.593.886	1.593.886	1.516.172	1.516.172	518.653	518.653
Passivos financeiros						
(Circulante/não circulante)						
Mensurado pelo custo amortizado	2.861.845	2.861.714	2.803.415	2.802.994	2.676.514	2.675.949
Fornecedores	551.627	551.627	582.908	582.908	420.727	420.727
Empréstimos e financiamentos	2.231.012	2.231.012	2.062.598	2.062.598	1.938.192	1.938.192
Debêntures*	79.206	79.074	157.908	157.488	317.594	317.030
Concessão do serviço público (uso do bem público)						
Mensurados pelo valor justo por meio do resultado	1.117.577	1.117.577	966.686	966.686	407.245	407.245
Empréstimos e financiamentos	1.226.862	1.226.862	951.549	951.549	346.176	346.176
Debêntures*	7.365	7.365	12.595	12.595	17.471	17.471
Derivativos não designados como <i>hedge accounting</i>						
Bank of America	(57.507)	(57.507)	6.752	6.752	-	-
Banco de Tokyo	(9.098)	(9.098)	7.317	7.317	-	-
Títulos externos	(69.961)	(69.961)	(27.489)	(27.489)	9.214	9.214
3ª emissão debêntures	16.648	16.648	30.720	30.720	40.398	40.398
Banco do Brasil	-	-	(14.757)	(14.757)	(6.014)	(6.014)
Citibank	1.973	1.973	-	-	-	-
JP Morgan	1.296	1.296	-	-	-	-

* Valor de mercado é meramente informativo.

Hierarquia de Valor Justo

A tabela abaixo apresenta os instrumentos financeiros classificados como mensurados a valor justo por meio do resultado, de acordo com o nível de mensuração de cada um, considerando a seguinte classificação conforme previsto pelo CPC 40:

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

	31/12/2013			
	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Ativos				
Ativos financeiros				
Disponível para venda				
Concessão do serviço público - indenização	-	-	1.593.886	1.593.886
Mantidos para negociação				
Caixa e equivalentes de caixa	573.253	-	-	573.253
Títulos e valores mobiliários	1.347	-	-	1.347
Passivos				
Passivos financeiros				
Mantidos para negociação				
Empréstimos e financiamentos	-	-	-	-
Bank of America	-	487.935	-	487.935
Banco de Tokyo	-	112.148	-	-
Títulos externos	-	351.107	-	-
3ª emissão debêntures	-	7.365	-	-
Citibank	-	220.080	-	-
JP Morgan	-	55.592	-	-
Outros passivos financeiros				
Derivativos não designados como <i>hedge</i>				
Bank of America	-	(57.507)	-	(57.507)
Banco de Tokyo	-	(9.098)	-	(9.098)
Títulos externos	-	(69.961)	-	(69.961)
3ª emissão de debêntures	-	16.648	-	16.648
Citibank	-	1.973	-	-
JP Morgan	-	1.296	-	-
	574.600	1.117.577	1.593.886	2.536.502

Fatores de Risco

- Riscos financeiros

- Risco de variação cambial

Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de elevação nas taxas de câmbio, que aumentem os saldos de passivo de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira e das debêntures em moeda nacional indexada a variação cambial captadas no mercado. A Companhia, visando assegurar que oscilações significativas nas cotações das moedas a que está sujeito seu passivo com exposição cambial não afetem seu resultado e fluxo de caixa, possui em 31 de dezembro de 2013, operações de "hedge" cambial, representando 100% do endividamento com exposição cambial.

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2013, a Companhia apurou um resultado positivo nas operações de "hedge" cambial no montante de R\$ 71.581 (R\$ 6.447, resultado positivo em 2012 e R\$ 1.618, resultado positivo em 1º de janeiro de 2012).

A tabela abaixo demonstra a análise de sensibilidade do risco da variação da taxa de câmbio do dólar no resultado da Companhia, mantendo-se todas as outras variáveis constantes.

Para a análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros derivativos a Administração da Sociedade entende que há necessidade de considerar os passivos com exposição à flutuação das taxas de câmbio e seus respectivos instrumentos derivativos registrados no balanço patrimonial.

Como 100% das dívidas em moeda estrangeira estão protegidas por *swaps*, o risco de variação cambial é irrelevante, conforme demonstrado no quadro a seguir:

Operação	Moeda	Risco	Cotação	RSMil		
				Saldo	Cenário Provável	Cenário (II)
Dívida em Dólar			2,3426	1.255.293	(21.816)	(27.270)
	Dólar(\$)	Alta do Dólar				(32.724)
Swap Ponta Ativa em Dólar			2,3426	1.255.530	25.806	32.258
Exposição Líquida					3.990	4.987

Para o cálculo dos valores no cenário provável acima, foram projetados os encargos e rendimentos para o período seguinte, considerando os saldos e as taxas de câmbio vigentes ao final do período. No cenário II esta projeção foi majorada em 25% e no cenário III em 50% em relação ao cenário provável. Os derivativos para proteção contra a variação cambial são mensurados pelo valor justo e seus ajustes são reconhecidos no resultado financeiro da Companhia.

Este risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de dívida, tais como índices de preço que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado. O Grupo monitora continuamente as taxas de juros de mercado com o objetivo de avaliar a eventual necessidade de contratação de proteção contra o risco de volatilidade dessas taxas.

A Companhia possui, em 31 de dezembro de 2013, aplicações financeiras atreladas ao CDI, bem como contratos de empréstimos e financiamentos atrelados ao CDI e à TJLP. Além desses contratos, como mencionado no item "Risco de variação cambial", a empresa possui *swaps* para cobertura das dívidas em moeda estrangeira e em moeda nacional indexada a variação cambial, trocando a exposição à variação do Dólar pela exposição à variação do CDI e IGP-M. Desta forma, o risco da Companhia referente a essas operações passa a ser a exposição à variação do CDI e IGP-M.

A Companhia possui contratos corrigidos por taxas pré-fixadas no montante de R\$ 994.657 registrados pelo valor contábil. Alterações nas taxas de juros não influenciam o resultado decorrente desses contratos, por este motivo não foram considerados na análise de sensibilidade.

A análise de sensibilidade demonstra os impactos no resultado da Companhia de uma possível mudança nas taxas de juros, mantendo-se todas as outras variáveis constantes. A tabela abaixo demonstra a perda (ganho) que poderá ser reconhecida no resultado da Companhia no exercício seguinte, caso ocorra um dos cenários apresentados abaixo.

Operação	Indexador	Risco	Taxa no Período	Saldo	Cenário Provável	Cenário (II)	Cenário (III)
ATIVOS FINANCEIROS							
Aplicações financeiras em CDI							
CDI	Queda do CDI	8,0%	536.323	43.013	32.260	21.507	
PASSIVOS FINANCEIROS							
Empréstimos, financiamentos e debêntures							
Dividas em CDI	Alta do CDI	8,0%	377.240	30.255	37.818	45.382	
Divida em CDI	Alta do CDI	8,0%	1.115.729	89.481	111.852	134.222	
Divida em TJLP	T						



As contribuições arrecadadas dos aposentados, pensionistas e ex-funcionários são reajustadas pela inflação (INPC).

Avaliação Atuarial dos Planos Previdenciários e Assistencial

A Companhia registra as parcelas de custos, *déficits* e *superávits* desses planos de acordo com a avaliação atuarial preparada anualmente por atuários independentes com base nas regras estabelecidas pela Deliberação CVM nº 695, de 13/12/2012 e CPC 33 (R1).

A Deliberação CVM nº 695/12, em linha com os procedimentos contábeis estabelecidos no CPC 33 (R1) - Benefícios a Empregados determina o registro de um passivo quando o montante das obrigações ultrapassa o valor dos ativos do plano de benefícios, e de um ativo quando o montante dos ativos supera o valor das obrigações do plano. Nesta última hipótese o ativo somente deverá ser registrado quando existirem evidências de que este poderá reduzir efetivamente as contribuições da patrocinadora ou que será reembolsável no futuro. Os ganhos e perdas atuariais deverão ser reconhecidos em outros resultados abrangentes retrospectivamente.

A avaliação atuarial dos planos de benefícios definidos é calculada pelo método do crédito unitário projetado. O ativo líquido do plano de benefícios é avaliado pelos valores de mercado (marcação a mercado).

As premissas econômicas e financeiras para efeitos dessa avaliação atuarial são discutidas com os atuários independentes e aprovadas pela Administração da Companhia.

As principais premissas atuariais usadas foram as seguintes:

	Planos de Previdência Complementar								
	CD			BD			Plano de Saúde Pós-Emprego		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011	2013	2012	2011
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	9,20%	9,20%	10,99%	9,20%	9,20%	10,99%	9,20%	10,99%	Não aplicável
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano	9,20%	9,20%	11,35%	9,20%	9,20%	10,49%	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Índice estimado de aumento nominal dos salários	7,10%	7,10%	7,10%	7,10%	7,10%	7,10%	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	5,00%	5,00%	5,00%	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Taxa estimada de inflação no longo prazo	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Taxa de rotatividade esperada	0,15% (tempo de serviço + 1)	0,15% (tempo de serviço + 1)	0,15% (tempo de serviço + 1)	Nula	Nula	Nula	0,15% (tempo de serviço + 1)	0,15% (tempo de serviço + 1)	0,15% (tempo de serviço + 1)
Fator de capacidade	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Tábua biométrica de mortalidade geral	AT-2000 segregada por sexo	AT-2000 segregada por sexo	AT-2000 segregada por sexo	AT-2000 masculina	AT-2000 masculina	AT-2000 masculina	AT-2000 segregada por sexo	AT-2000 segregada por sexo	AT-2000 segregada por sexo
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	AT-83 masculina	AT-83 masculina	AT-83 masculina	AT-83 segregada por sexo	AT-83 segregada por sexo	AT-83 segregada por sexo
Tábua biométrica de entrada em invalidez	Ligth-média	Ligth-média	Ligth-média	Ligth-média	Ligth-média	Ligth-média	Ligth-média	Ligth-média	Ligth-média
Probabilidade de ingresso em aposentadoria	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	100% na data da aposentadoria normal	100% na data da aposentadoria normal	100% na data da aposentadoria normal	56 anos, conforme experiência COELBA	56 anos, conforme experiência COELBA	56 anos, conforme experiência COELBA

Vencimentos esperados de benefícios não descontados de planos de pensão e benefícios de saúde pós-emprego:

	Menos de 1 Ano	Entre 1-2 Anos	Entre 2-5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
	Em 31 de dezembro de 2013				
Benefícios de aposentadoria - BD	23.945	24.908	79.475	148.990	277.318
Benefícios de aposentadoria - CD	-	-	-	-	-
Benefícios de saúde pós-emprego	15.786	16.862	102.228	-	134.876

Número de participantes dos planos de pensão e benefícios de saúde pós-emprego:

	Planos de Previdência Complementar			Plano de Saúde Pós-Emprego		
	CD		BD	CD		BD
	31/12/2013 (Reapresentado)	01/01/2012 (Reapresentado)	31/12/2013 (Reapresentado)	01/01/2012 (Reapresentado)	31/12/2013 (Reapresentado)	01/01/2012 (Reapresentado)
Número de Participantes:						
Ativos	2.480	2.505	2.499	9	10	10
Inativos	-	-	-	975	986	997
Total incluído nos custos de pessoal	2.480	2.505	2.499	984	996	1.007

Demonstramos a seguir os valores reconhecidos no ativo, passivo, demonstração de resultado e resultado abrangente relacionados aos planos previdenciários e assistencial em 31 de dezembro de 2013, 2012 e 1º de janeiro de 2012:

	31/12/2013	31/12/2012 (Reapresentado)	01/01/2012 (Reapresentado)
Obrigações registradas no balanço patrimonial com			
Benefícios de previdência - CD	(1.130)	(2.846)	(3.598)
Benefícios de previdência - BD	14.983	8.100	10.976
Benefícios de saúde pós-emprego	241.116	356.974	233.791
	254.969	362.228	241.169

	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012
Despesas reconhecidas na demonstração de resultado com			
Benefícios de previdência - CD	(888)	(780)	(534)
Benefícios de previdência - BD	672	1.146	4.234
Benefícios de saúde pós-emprego	38.522	29.065	-
	38.306	29.431	3.700

	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012
Remensurações atuariais reconhecidas no resultado abrangente no exercício			
Benefícios de previdência - CD	(1.788)	(749)	1.363
Benefícios de previdência - BD	6.210	4.021	32.611
Benefícios de saúde pós-emprego	(142.358)	107.163	-
	(137.936)	110.435	33.974

A mutação das obrigações de benefício pós emprego em 31 de dezembro de 2013, 2012 e 1º de janeiro de 2012:

	Planos de Previdência Complementar		Plano de Saúde Pós-Emprego
	CD	BD	
Em 1º de janeiro de 2012	4.954	252.081	233.791
Custo do serviço corrente	381	54	3.965
Custo financeiro	587	26.508	25.101
Contribuições dos participantes do plano	7	-	-
Benefício pago pelo plano	-	(27.236)	(13.046)
Remensurações atuariais	424	45.014	76.824
Premissas financeiras	(96)	8.705	30.339
Experiência do plano	6.257	305.126	356.974

	Planos de Previdência Complementar		Plano de Saúde Pós-Emprego
	CD	BD	
Em 31 de dezembro de 2012	6.257	305.126	356.974
Custo do serviço corrente	662	72	6.322
Custo financeiro	576	27.010	32.200
Contribuições dos participantes do plano	9	-	-
Benefício pago pelo plano	-	(27.851)	(12.022)
Remensurações atuariais	(628)	(60.513)	(91.297)
Premissas financeiras	(1.512)	7.646	(51.061)
Experiência do plano	5.364	251.490	241.116

A movimentação do valor justo dos ativos do plano de benefícios nos exercícios apresentados é a seguinte:

	Planos de Previdência Complementar		Plano de Saúde Pós-Emprego
	CD	BD	
Em 1º de janeiro de 2012	1.356	384.537	-
Receita de juros sobre os ativos do plano	1.076	92.398	-
Remensurações atuariais	784	-	13.046
Contribuições do empregador	7	-	-
Contribuições de empregados	-	(27.237)	(13.046)
Benefícios pagos	188	41.058	-
Juros sobre valor justo	3.411	490.756	-

Receita de juros sobre os ativos do plano

	Planos de Previdência Complementar		Plano de Saúde Pós-Emprego
	CD	BD	
Em 31 de dezembro de 2012	3.411	490.756	-
Receita de juros sobre os ativos do plano	(352)	(108.805)	-
Remensurações atuariais	816	-	12.022
Contribuições do empregador	9	-	-
Contribuições de empregados	-	(27.850)	(12.022)
Benefícios pagos	350	44.088	-
Juros sobre valor justo	4.234	398.189	-

As taxas esperadas de retorno dos investimentos de longo prazo relativa aos planos avaliados foram selecionadas pela Companhia, tendo sido determinadas a partir das expectativas de rentabilidade de longo prazo fornecidas pela FAELBA.

Os percentuais de alocação do valor justo dos ativos do plano ao total dos ativos, em 31 de dezembro de 2013, 2012 e 1º de janeiro de 2012 são os seguintes:

	Planos de Previdência Complementar			31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012
	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012			
Renda fixa	76,88%	77,88%	75,31%	95,51%	96,80%	95,09%
Renda variável	17,69%	16,50%	18,75%	1,13%	0,89%	1,11%
Empréstimos	3,99%	4,31%	4,23%	1,84%	0,95%	1,65%
Imóveis	1,43%	1,31%	1,71%	1,52%	1,36%	2,15%
	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Outros Benefícios

Além dos benefícios concedidos por intermédio dos planos de previdência complementar, a Companhia oferece outras vantagens a seus empregados, tais como: auxílios refeição, transporte, funeral e creche, capacitação e desenvolvimento profissional, que são periodicamente negociadas por ocasião dos acordos coletivos de trabalho. No exercício findo em 31 de dezembro de 2013, a Companhia despendeu com essas rubricas o montante de R\$ 38.019 (R\$ 33.598 em 2012).

33 Seguros

A especificação por modalidade de risco e data de vigência dos principais seguros, de acordo com os corretores de seguros contratados pela Companhia está demonstrado a seguir:

Riscos	Data da Vigência	Importância	Prêmio (R\$)
Riscos Nomeados - Subestações e Usinas	08/10/2013 a 08/10/2014	324.591	783
Riscos Nomeados - Imóveis próprios e locados	08/10/2013 a 08/10/2014	190.861	460
Responsabilidade Civil Geral - Operações	08/10/2013 a 08/10/2014	-	618
Transporte Nacional	08/10/2013 a 08/10/2014	-	-
Transporte Internacional	08/10/2013 a 08/10/2014	-	-
Veículos	08/10/2013 a 08/10/2014	-	41

Os seguros da Companhia são contratados conforme as respectivas políticas de gerenciamento de riscos e seguros vigentes, com as principais apólices descritas a seguir:

Riscos nomeados - imóveis próprios, locados (de/ou para terceiros), almoxarifados, subestações e usinas - pela apólice contratada estão cobertos os principais equipamentos das subestações e usinas, com seus respectivos valores segurados e limites máximos de indenização. Tem cobertura securitária básica contra incêndio, queda de raio e explosão de qualquer natureza, sendo que as subestações e usinas têm cobertura adicional contra danos elétricos e tumulto.

Responsabilidade civil geral - cobertura às reparações por danos involuntários, pessoais e/ou materiais causados a terceiros, em consequência das operações comerciais da Companhia. O Limite Máximo de Indenização - LMI contratado para a Apólice de Responsabilidade Civil Geral da Companhia é de R\$ 10.000, aplicado por sinistro ou série de sinistros resultantes de um mesmo evento.

A soma de todas as indenizações e despesas pagas pela presente apólice de Responsabilidade Civil em todos os sinistros reclamados durante a vigência, não poderá exceder, em hipótese alguma, ao limite agregado de uma vez e meia a importância segurada, ou seja, ao valor de R\$ 15.000.

Transporte (Nacional e Internacional) - garante o pagamento de uma indenização ao segurado caso os bens (novos ou usados) em trânsito, transportados através das vias marítimas, fluviais, lacustres, aéreas, rodoviárias ou ferroviárias; devidamente averbados, sofram uma avaria (sinistro), em qualquer localidade do território nacional (transporte nacional) ou no exterior (transporte internacional).

Veículos - coberturas básicas de responsabilidade civil facultativa de veículos, casco e acidentes pessoais coletivos; e coberturas adicionais de quebra de vidros, assistência 24 horas e carro reserva por sete dias em caso de sinistro ou roubo. Os Veículos são segurados a valor de mercado, tomando como base a "Tabela Fipe", não tendo um valor fixo a título de importância segurada.

34 Questões Ambientais*

A Companhia pauta sua conduta pela conservação do meio ambiente e respeito à legislação ambiental, por meio de diversas ações, bem como o cumprimento de sua Diretriz Integrada de Gestão (Qualidade e Meio Ambiente).

Em 2013, destacam-se algumas ações voltadas para a sustentabilidade e à conservação ambiental: **Manejo da Vegetação** - Gestão voltada para a melhoria da arborização urbana e rural, através de cursos de qualificação para profissionais que realizam poda de árvores, com foco em técnicas de poda, ferramenta adequado, planejamento da arborização urbana, incentivo ao plantio de espécies adequadas e legislação ambiental, em parceria com as Prefeituras Municipais.

Projeto de Meliponicultura em uma Unidade de Conservação - Parceria firmada em maio de 2012 com a Fundação Terra Mirim, a fim de incrementar a meliponicultura com a criação racional da abelha urucu (*Melipona scutellaris*) no Vale do Itambó, região remanescente da Mata Atlântica, dentro dos limites da Área de Proteção Ambiental (APA) Joanes Ipitanga. Em 2013, o projeto inaugurou o Meliponário Escola para auxiliar no diagnóstico da criação de abelhas e no estudo de soluções viáveis para o manejo das colônias, além da qualificação realizada com produtores rurais. Este projeto é fruto de um condicionante ambiental dos empreendimentos LD 69 kV CIA III LFR - Shopping Salvador Norte, LD 69 kV UTE Solvi (ATERRO) - CIA III e LD 69 kV CIA III - ENGEFACK.

Gestão de Resíduos - Ações que contribuem para a melhoria da gestão dos resíduos gerados no processo produtivo da empresa, a exemplo de:

- **Projeto Logisverde** - reutilização de carretéis de madeira proveniente da aquisição de condutores usados nas redes e linhas da COELBA.
- **Reforma de Equipamentos do Sistema Elétrico** - Este processo evita o descarte de equipamentos e materiais utilizados no sistema elétrico da COELBA, pois são reformados por uma empresa qualificada e retornam como equipamentos novos para o sistema, a exemplo de transformadores de distribuição de várias potências, reguladores monofásicos, chaves seccionadoras de operação sobrecarga. Os insumos gerados neste processo são destinados de maneira adequada por meio de empresas especializadas no tratamento de resíduos.

A Companhia realiza ainda diversos projetos voltados à compensação ambiental, que se encontram inseridos em programas de investimentos, e que tem por motivadores os "condicionantes ambientais", que se originam do processo de licenciamento ambiental. Tais projetos visam reparar, atenuar ou restaurar impactos no meio ambiente, provenientes de empreendimentos da empresa.

Destacamos abaixo os recursos aplicados, de modo a atender a seus compromissos ambientais.

	31/12/13	31/12/12	01/01/12	31/12/13	31/12/12
Recursos aplicados	99.937	42.157	36.798	18.631	19.750

* Informações não auditadas

MANIFESTAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA tendo examinado, em reunião nesta data, as Demonstrações Financeiras relativas ao Exercício Social de 2013, compreendendo o relatório da administração, o balanço patrimonial, as demonstrações do resultado, do resultado abrangente, de mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa, e do valor adicionado, complementadas por notas explicativas, bem como a proposta de destinação de lucro, ante os esclarecimentos prestados pela Diretoria e pelo contador da Companhia e considerando, ainda, o relatório dos auditores independentes PricewaterhouseCoopers e o parecer do Conselho Fiscal, aprovou os referidos documentos e propõe sua aprovação pela Assembleia Geral Ordinária da Companhia.

Salvador, 27 de fevereiro de 2014
Marco Giovanna Tobias da Silva

Presidente

Gonzalo Gómez Alcántara
Gonzalo Pérez Fernandes
Marcelo Souza Marinho
Solange Maria Pinto Ribeiro
Wilsa Figueiredo

PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA, dando cumprimento ao que dispõe o artigo 163 da Lei nº 6.404/76, e suas posteriores alterações, examinou o relatório da administração e demonstrações financeiras referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2013, compreendendo: balanço patrimonial, demonstrações do resultado, do resultado abrangente, de mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa e do valor adicionado, complementadas por notas explicativas.

Com fundamento nas análises apresentadas e na opinião refletida no relatório dos Auditores Independentes, este Conselho opina no sentido de que as Demonstrações Financeiras, acima referidas, estão em condições de serem submetidas à apreciação dos Senhores Acionistas.

Salvador, 24 de fevereiro de 2014
Mônica Romero Monteiro Marinho

Presidente

Fabício Duque Estrada Meyer Chagas
Leonardo Silva de Loyola Reis
Luiz Carlos Faria Ribeiro

MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO

DIRETORIA EXECUTIVA

Moisés Afonso Sales Filho

Diretor-Presidente

Erik da Costa Breyer

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Lady Batista de Moraes

Diretora de Gestão de Pessoas

Elvira Baracuchy Cavalcanti Presta

Diretora de Planejamento e Controle

José Eduardo Pinheiro Santos Tanure

Diretor de Regulação

Eduardo Girandi

Superintendente de Operações

Emmanuel Sampaio Lôpo

Superintendente Financeiro e de Relações com Investidores

CONSELHO FISCAL

Mônica Romero Monteiro Marinho

Presidente

Membros Titulares

Fabício Duque Estrada Meyer Chagas

Leonardo Silva de Loyola Reis

Luiz Carlos Faria Ribeiro

Membros Suplentes