NEOENERGIA S.A.

Demonstrações Financeiras

31 de dezembro de 2014

Neoenergia S.A.

Demonstrações Financeiras

31 de dezembro de 2014

Relatório da administração
Balanço social
Balanços patrimoniais
Demonstração do resultado do exercício
Demonstrações do resultado abrangente
Demonstrações da controladora e consolidado das mutações do patrimônio líquido
Demonstrações dos fluxos de caixa
Demonstrações do valor adicionado
Notas explicativas às demonstrações financeiras
Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras
Membros da Administração
Manifestação do Conselho de Administração
Declaração dos Diretores da Companhia
Parecer do Conselho Fiscal
Plano de Investimento

Relatório de Administração - 2014

MENSAGEM DO PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Prezados Acionistas,

O ano de 2014 foi de desafios e realizações para o Grupo Neoenergia. Frente a um complexo cenário econômico e de escassez hidrológica, a solidez construída pelo Grupo ao longo dos últimos anos nos levou a grandes marcos e importantes conquistas. Reafirmamos nossa essência, a missão de "ser a energia que movimenta e ilumina a vida para o bem-estar e desenvolvimento da sociedade". Nos consolidamos como maior Grupo privado do setor elétrico brasileiro em número de clientes, superando a marca de 10 milhões de unidades consumidoras na Bahia, em Pernambuco e no Rio Grande do Norte. Tal feito é resultado de um trabalho realizado com eficiência, qualidade, segurança e respeito ao indivíduo. Nosso propósito é continuar atuando fortemente para o crescimento e desenvolvimento do nosso país.
Com inovação e empreendedorismo, implantamos a leitura e o faturamento simultâneos em 100% da nossa base de clientes. Um número inédito de utilização em larga escala dessa tecnologia e que representou investimentos da ordem de R$ 62 milhões. Para atingirmos essa marca, a perseverança, o compromisso com nossos clientes e a qualidade da gestão fizeram com que um projeto-piloto, iniciado em outubro de 2013, chegasse de forma gradual, ao longo de pouco mais de um ano, a todos os consumidores atendidos pela Coelba, pela Celpe e pela Cosern.
Em 2014, o Grupo Neoenergia totalizou um volume de 37.360 GWh de energia distribuída, o que representou um crescimento de 4,6% em relação a 2013. Nos últimos dez anos, tivemos um crescimento acumulado de 72,1% da energia distribuída pelas empresas do Grupo, enquanto que, no mesmo período, a distribuição de energia no Nordeste e no Brasil cresceu 49,8% e 43,6%, respectivamente. É a nossa excelência a serviço do desenvolvimento da sociedade, da transformação de uma região e do avanço de um país.
Em geração, ampliamos nossos investimentos em fontes renováveis. Conquistamos em leilões seis parques eólicos no Nordeste, por meio da Força Eólica do Brasil. Com esses novos empreendimentos, o Grupo conta agora com 16 parques eólicos nos Estados da Paraíba, do Rio Grande do Norte e da Bahia.
O Grupo foi além das fontes tradicionais de geração de energia e diversificou sua atuação ao inaugurar, em 2014, a primeira usina solar fotovoltaica da Ilha de Fernando de Noronha. Um projeto que agrega o nosso trabalho em pesquisa e desenvolvimento ao nosso compromisso com sustentabilidade e inovação.

Compromisso que se fez presente durante a construção da Usina Hidrelétrica de Teles Pires, entregue antes mesmo do cronograma previsto. Concluída em tempo recorde, a 10ª maior usina em potência instalada do país representará um acréscimo de 1.820 megawatts no sistema brasileiro, suficiente para atender a quase 11 milhões de pessoas. A qualidade de implantação dos 44 programas socioambientais na região e a abrangência dos resultados para a população local renderam à Companhia Hidrelétrica Teles Pires o prêmio de "Melhor Projeto Ambiental" do ano concedido pela HydroVision Brasil.

Mesmo com o cenário adverso, a Neoenergia atingiu um EBITDA de R$ 2,4 bilhões e lucro líquido de R$ 657 milhões. Os investimentos em geração, distribuição e transmissão ultrapassaram os R$ 3,9 bilhões em 2014. Pelo quinto ano consecutivo, o *rating* de crédito corporativo dado a Neoenergia pela S&P foi de brAAA na Escala Brasil.
Além de contribuir para mover o país a novos patamares de crescimento e levar um bem essencial para a vida das pessoas, temos consciência da nossa responsabilidade em atuar e produzir boas práticas com sustentabilidade. Por isso, ao longo de 2014, demos continuidade às ações do Programa de Eficiência Energética, que tem por objetivo despertar no consumidor comportamentos mais seguros e eficientes no uso da energia elétrica.

Firmamos também, no ano passado, uma parceria com o Fundo das Nações Unidas para a Infância (Unicef), com o objetivo de apoiar o "Selo Unicef - Município Aprovado" nos Estados da Bahia, de Pernambuco e do Rio Grande do Norte, além de levar às comunidades do semiárido do Nordeste conhecimento sobre sustentabilidade, segurança e eficiência energética.

Todo esse trabalho não seria possível sem o apoio dos nossos mais de cinco mil colaboradores, que são a força motriz que nos permite alcançar e manter uma posição de destaque no mercado. Estamos entre os 50 maiores grupos econômicos do país, resultado do compromisso de um time de profissionais dispostos a criar valor para todos os nossos públicos de relacionamento: clientes, fornecedores, comunidades e acionistas.

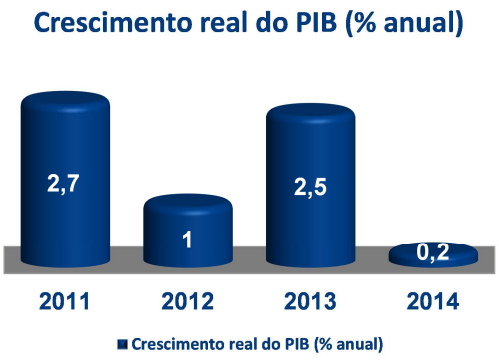
Justamente por valorizar as pessoas, 2014 foi o ano de dar protagonismo à segurança e de alinhar nossas ações voltadas para a segurança no trabalho e nas comunidades à nossa missão. “Acima de tudo, a vida!” passou a ser o nosso lema. O rigor com a segurança está presente em todos os projetos e iniciativas abrangendo nossa força de trabalho, empresas parceiras e, sobretudo, a comunidade.

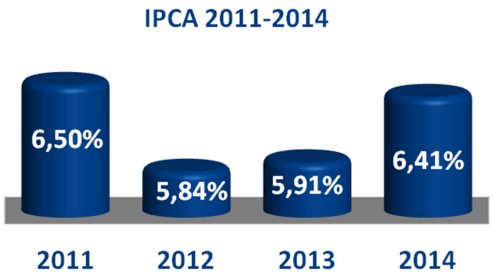
Esperamos que em 2015 nossa experiência, nosso profissionalismo e nosso comprometimento nos deem condições de enfrentar os desafios trazidos pelo cenário econômico e pela crise hidrológica e nos ajudem a sedimentar o caminho que nos levará a um futuro de grandes realizações.

1. CONJUNTURA ECONÔMICA

Mesmo com um fraco desempenho econômico, motivado por um cenário geral de incertezas que perdurou por todo o ano de 2014, o consumo de energia elétrica no Brasil cresceu 2,13%. A queda no preço internacional das commodities refletiu na retração dos setores extrativos e de bens primários. O aumento das taxas básicas de juros afetou o consumo das famílias, com efeitos também sobre o setor de serviços e industrial.

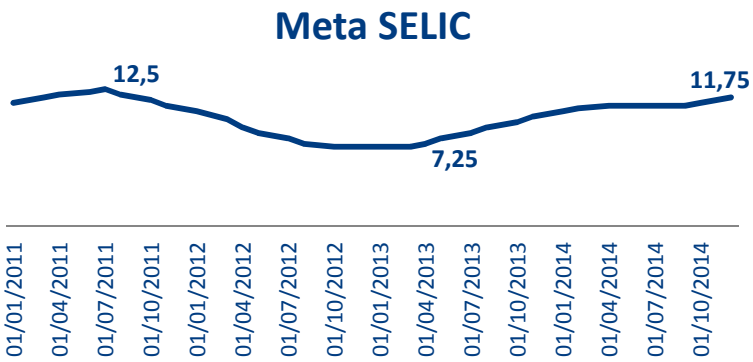
O comportamento do cenário econômico brasileiro em 2014 pode ser observado através da trajetória dos indicadores a seguir:

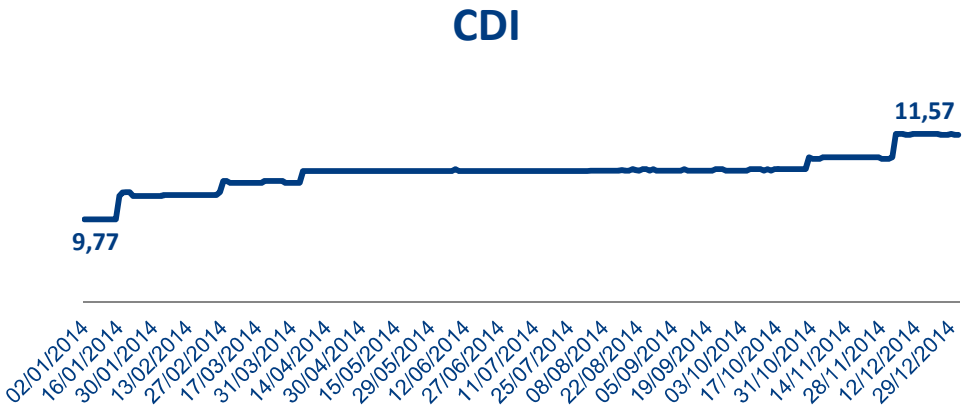




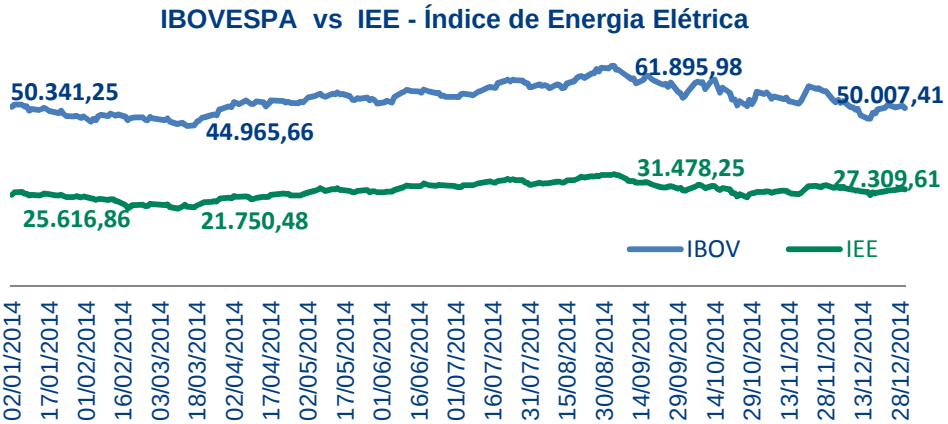
• A Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), que serve de referência para empréstimos do BNDES ao setor produtivo, de janeiro a dezembro de 2014 foi mantida no patamar de 5% já no período de janeiro a março de 2015 a taxa sofreu acréscimo de 0,5%. A taxa básica de juros (SELIC) sofreu seguidos aumentos em 2014 e terminou o ano em 11,75%. Esta política de sucessivos aumentos da SELIC teve como finalidade a contenção da inflação. A taxa CDI acompanhou o mesmo comportamento da SELIC com uma trajetória de aumento durante o ano de 2014, atingindo o patamar de 11,57 no final do ano.

TJLP	
2015	
Janeiro a Março	5,50%
2014	
Outubro a Dezembro	5,00%
Julho a Setembro	5,00%
Abril a Junho	5,00%
Janeiro a Março	5,00%





• A Bovespa refletiu a conjuntura econômica brasileira e o índice IBOVESPA recuou 0,7%, entretanto, o IEE que agrega as ações dos principais *players* do setor elétrico apresentou um aumento de 6,6%. Porém, esse aumento não foi capaz de retornar o IEE ao patamar apresentando antes de 2012.



2. BREVE HISTÓRICO DA COMPANHIA

A Neoenergia S.A. é uma sociedade por ações de capital aberto com o objetivo de atuar como *holding*, participando no capital de outras sociedades dedicadas às atividades de distribuição, transmissão, geração e comercialização de energia elétrica.

Em 1997 a Neoenergia iniciou seus investimentos no segmento de distribuição de energia com a aquisição no leilão de privatização da Coelba (Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia), maior empresa de distribuição do Nordeste.

No mesmo ano o Grupo adquiriu, também através de leilão de privatização, a Cosern (Companhia Energética do Rio Grande do Norte), ambas com concessão federal de 30 anos.

Em abril de 1999, foi outorgada à Companhia a concessão de uso de bem público para exploração do aproveitamento hidrelétrico denominado Itapebi no rio Jequitinhonha. Em outubro de 2003, 42% das ações da Itapebi que pertenciam à Coelba foram vendidas para a Neoenergia. Itapebi foi a primeira usina construída pela Neoenergia.

Em 2000, a Neoenergia arrematou em leilão de privatização a CELPE (Companhia Energética do Estado de Pernambuco). O negócio incluía o compromisso de construção de uma usina termoelétrica no Estado. Ainda em 2000 iniciaram-se as obras da UTE Termopernambuco. Em paralelo, deu-se início à construção da UTE Termoaçu, localizada no Estado do Rio Grande do Norte, em parceria com a Petrobras. A Neoenergia vendeu sua participação na Termoaçu para a Petrobras em 2013. Ainda em 2000, a Neoenergia criou a comercializadora NC Energia para atender a indústrias, grandes e pequenas geradoras de energia e empresas de serviços interessadas na compra e venda de energia.

Em 2004, para aproveitar a sinergia dos negócios e melhorar sua gestão, o Grupo Neoenergia se reestruturou e implementou um novo modelo de governança corporativa. O Grupo passou a operar com um quadro diretivo único, com conselheiros da holding presentes nas principais controladas. Foram instaurados comitês para auxiliar o Conselho de Administração, conforme descrito a seguir no capítulo de Governança Corporativa. Esse também foi o ano em que a Termopernambuco entrou em operação comercial.

Em 2005 a Neoenergia venceu o leilão de concessão para construção da UHE Baguari e das PCHs Goiandira e Nova Aurora. Em agosto do mesmo ano foi constituída a Afluente Geração e Transmissão de Energia Elétrica S.A. para assumir os ativos de geração e transmissão da Coelba, que foram segregados da companhia distribuidora em atendimento ao processo de desverticalização do setor elétrico brasileiro.

Em 2006 foram adquiridas as concessões para construção e exploração das PCHs Pirapetinga, Pedra do Garrafão, da UHE Corumbá III e da UHE Dardanelos. E em 2007, a Neoenergia adquiriu autorização para construção da PCH Sítio Grande.

Em 2008 a Neoenergia adquiriu autorização para construção da UHE Baixo Iguaçu. Por motivos de licenciamento ambiental, esse empreendimento só foi iniciado no ano de 2013. Em 2009, foram inauguradas as PCHs Pirapetinga, Pedra do Garrafão, as UHEs Baguari e Corumbá. Na área de transmissão, foi adquirida autorização para construção da Subestação Narandiba, com o propósito de reforçar o suprimento de energia para a Região Metropolitana de Salvador. A obra teve início em março de 2010 e a subestação entrou em operação em 2011.

Em 2010, a Neoenergia adquiriu a participação de 10% na UHE Belo Monte, localizada no rio Xingu (PA). Também foram assinados os Contratos de Concessão referente às instalações de transmissão da Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A. e das usinas da Afluente Geração de Energia Elétrica S.A.

Em agosto de 2010, a Neoenergia ingressou no segmento de fontes alternativas e, em conjunto com a Iberdrola Renováveis, conquistou no 2º Leilão de Fontes Alternativas promovido pela ANEEL o direito de construir nove parques eólicos. Também em parceria com a Iberdrola Renováveis, a Neoenergia construiu na Bahia seu décimo Parque Eólico, Caetité 1, totalizando 288MW de capacidade instalada em eólicas. Em outubro, iniciou a operação comercial da PCH Sítio Grande, seguida da PCH Goiandira e da PCH Nova Aurora.

Em dezembro de 2010, foi arrematado em leilão o direito de construção e exploração da UHE Teles Pires por meio do Consórcio Teles Pires Energia Eficiente, formado por Neoenergia (50,1%), Furnas (24,5%), Eletrosul (24,5%) e Odebrecht (0,9%). A usina tem potência instalada de 1.820 MW. Nesse mesmo mês, foi assinado um Instrumento de Compra e Venda com a Iberdrola para aquisição das empresas de cogeração Energyworks e Capuava Energy.

Em agosto de 2011, foi concedida pela ANEEL a autorização para a entrada em operação comercial da UHE Dardanelos e em dezembro, no segmento de transmissão, a Neoenergia arrematou a concessão da Subestação Extremoz. O objetivo dessa subestação é atender à crescente demanda de energia no setor norte da Região Metropolitana de Natal.

Em junho de 2012, a Neoenergia arrematou a concessão para construção, operação e a manutenção da expansão da Subestação Brumado II localizada no Estado da Bahia. Em agosto de 2012, a Neoenergia por meio da SPE Geração Céu Azul S.A. assinou o contrato de concessão da UHE Baixo Iguaçu pelo prazo de 35 anos.

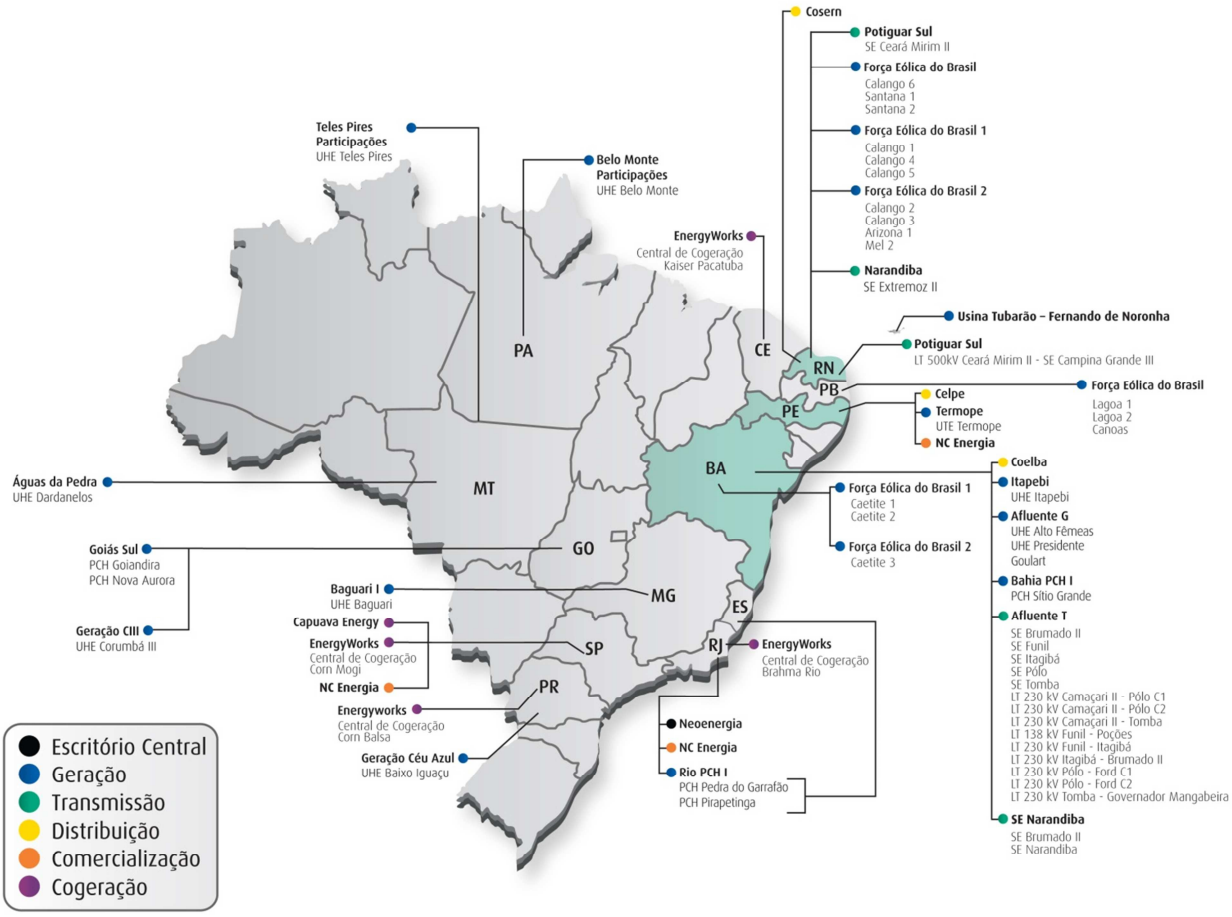
Em 2013, os parques eólicos Mel e Arizona 1 da Força Eólica do Brasil, entraram em operação comercial. Em março desse mesmo ano, os parques eólicos Caetité 2, Caetité 3, Calango 1, Calango 2, Calango 3, Calango 4 e Calango 5

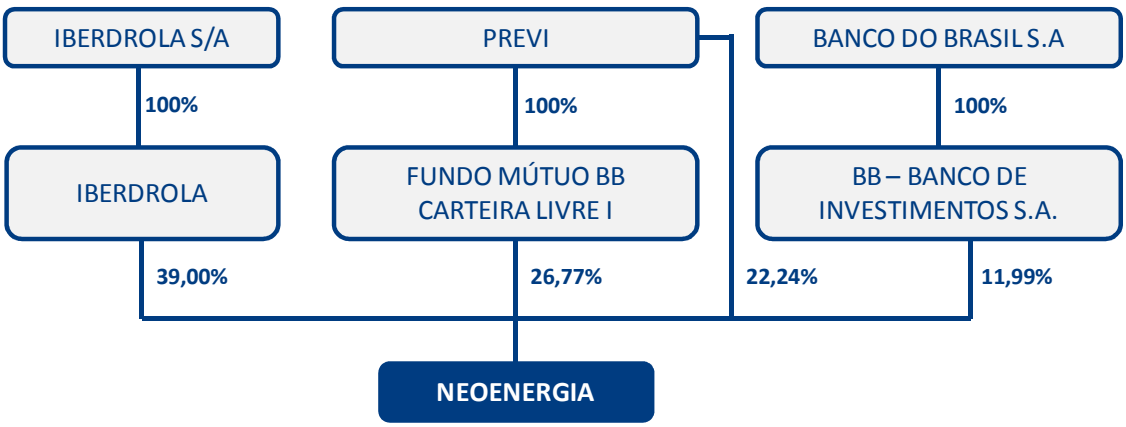
tiveram suas obras concluídas e receberam receberam o status de “Aptos a Operação Comercial”, tendo suas obras finalizadas e reconhecidas pela ANEEL.

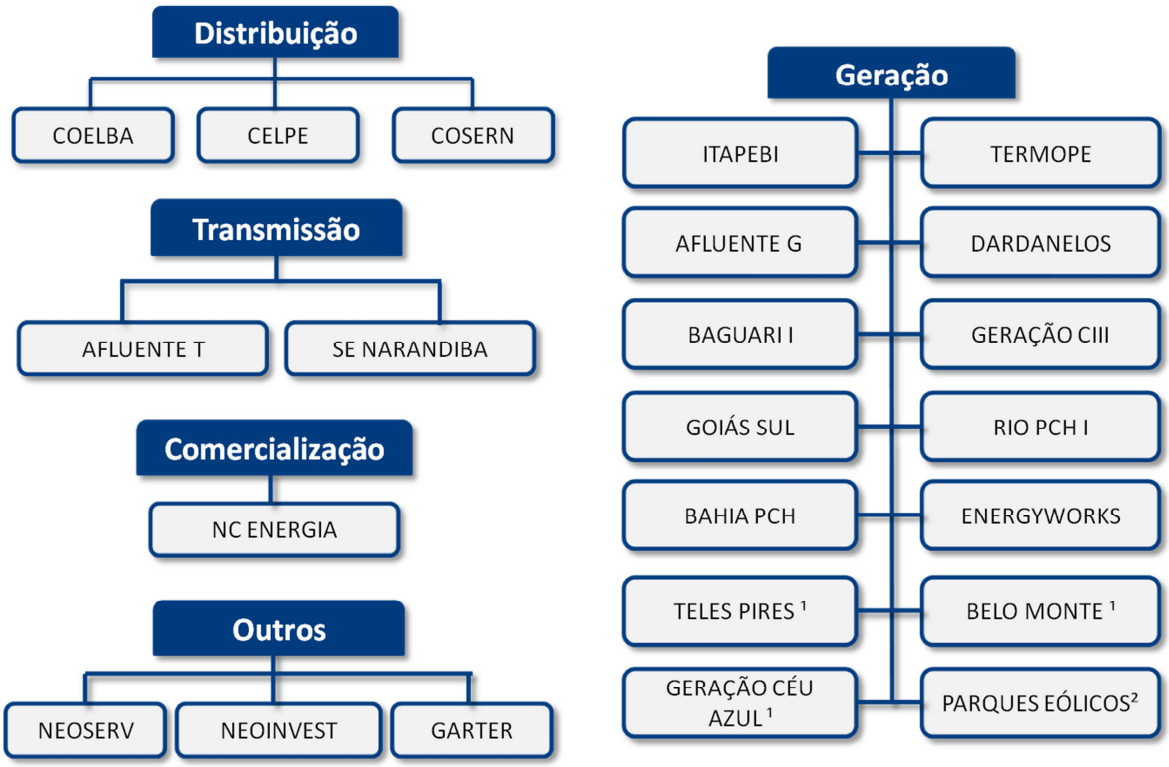
Em maio de 2013, no leilão de transmissão da ANEEL 001/2013, o Grupo Neoenergia adquiriu o lote G. O Projeto consiste na construção e instalação da Linha de Transmissão de 500 Kv para conexão nas subestações Campina Grande III, na Paraíba e Ceará-Mirim II, no Rio Grande do Norte, totalizando 196 km de linha.

Em 2014, a Força Eólica do Brasil, controlada pela Neoenergia e pela Iberdrola Renováveis, sagrou-se vencedora em mais dois leilões de energia e construirá seis novos parques eólicos, sendo três no Rio Grande do Norte e três na Paraíba. Com esses novos projetos, a Neoenergia terá 16 parques de geração eólica no Brasil.

Em outubro de 2014, os parques eólicos Caetité 1, Caetité 2 e Caetité 3 entraram em operação comercial, logo após a disponibilização da conexão. Em novembro de 2014 ocorreu o enchimento do reservatório da UHE de Teles Pires.







Nota¹: Em fase pré operacional
Nota²: Em operação comercial : Caetité 1, Caetité 2, Caetité 3, Arizona 1 e Mel 2 / Aguardando Linha de Transmissão: Calango 1, Calango 2, Calango 3, Calango 4, Calango 5 / Em construção: Calango 6, Santana 1, Santana 2, Lagoa 1, Lagoa 2, Canoas 1

3. GOVERNANÇA CORPORATIVA

As práticas de Governança Corporativa do Grupo Neoenergia buscam assegurar a transparência e a equidade nos negócios, bem como o respeito aos direitos das partes interessadas. O modelo permite o aproveitamento da sinergia dos negócios entre as empresas que integram a Grupo Neoenergia e a unificação de processos, práticas e políticas. A estrutura de governança é composta por Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria Executiva, com o apoio de comitês que contribuem para as deliberações e tomadas de decisão. O Acordo de Acionistas orienta a atuação dos conselheiros e estabelece cláusula para abstenção de voto sobre temas que possam representar conflito de interesses.

Conselho de Administração

É integrado por dez representantes dos acionistas eleitos pela Assembleia Geral Ordinária e seus respectivos suplentes, com mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição. Entre os titulares, quatro são indicados pela Iberdrola, quatro pela Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil (Previ) e dois pelo Banco do Brasil – Banco de Investimentos (BBBI).

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 de cada uma das controladas, apreciando-os antes de os temas seguirem para aprovação dos Conselhos de cada empresa. Os integrantes podem ainda se reunir extraordinariamente quando convocados pelo presidente ou pela maioria dos membros.

Conselho Fiscal

Com função independente, é composto por três membros titulares e igual número de suplentes. Os membros são eleitos pela Assembleia Geral Ordinária para mandatos de um ano. O Conselho Fiscal reúne-se mensalmente ou através de reuniões extraordinárias sempre que convocado.

Diretoria Executiva

É responsável pela gestão dos negócios, sendo composta atualmente por sete 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 Executiva 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 Grupo Neoenergia possui três diferentes comitês, instalados apenas na *holding*: de Auditoria, Financeiro e de Remuneração e Sucessão. Cada comitê, dentro de seu escopo, é responsável por análises e recomendações de grande parte das decisões do Conselho de Administração. Cada comitê é formado por três membros titulares e seus respectivos suplentes, indicados pelo Conselho de Administração. Os Comitês de Auditoria e Financeiro realizam reuniões mensais e o Comitê de Remuneração e Sucessão, trimestrais, podendo realizar de forma extraordinária sempre que necessário.

4. AMBIENTE REGULATÓRIO

4.1. GERAÇÃO

O ano de 2014 foi marcado por: cenário hidrológico desfavorável, redução do nível de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas, elevação do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), alteração da metodologia de cálculo do PLD.

O setor elétrico brasileiro tem enfrentado regimes hidrológicos desfavoráveis desde o ano de 2013, acarretando na baixa acentuada no nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas, que atingiram o nível de armazenamento mais baixo em uma década. Tal situação levou o Operador Nacional do Sistema a priorizar o despacho das usinas térmicas, buscando com isso poupar ao máximo a geração hidráulica e os níveis dos seus reservatórios. .

Como consequência, houve uma elevação no valor do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), referência para a negociação de energia no Mercado de Curto Prazo. O PLD impacta diretamente os agentes com posições contratuais negativas ou positivas no mercado de curto prazo, sejam eles geradores ou distribuidoras.

Os geradores hidrelétricos foram impactados devido à restrição de geração imposta pelo período hidrológico desfavorável, bem como pela opção, a priori, de manter praticamente todas as de térmicas operando na base do sistema. Isso acarretou em exposições financeiras por conta da insuficiência de recursos energéticos alocados pelo Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) para honrar seus contratos de venda de energia. O MRE é um mecanismo que busca repartir a produção de energia entre as usinas hidrelétricas proporcionalmente à garantia física de cada empreendimento, independentemente do seu regime de produção individual. Quando o conjunto de usinas do MRE não produz energia suficiente para atender às suas garantias físicas, verifica-se uma situação de déficit, usualmente conhecida pelo acrônimo *Generation Scaling Factor* (GSF), que resulta em exposições financeiras negativas para os geradores hidráulicos.

As usinas térmicas também foram impactadas. O seu acionamento quase ininterrupto durante o ano de 2014 elevou a necessidade de paradas programadas para execução de manutenções, o que expôs esses agentes aos elevados preços do Mercado de Curto Prazo desse período.

As distribuidoras, por sua vez, observaram exposições financeiras negativas no MCP devido à frustração na compra de energia oriunda dos leilões regulados de energia existente (Leilão A-1 e Leilão A-0), realizados nos anos de 2013 e 2014.

Diante desse cenário desfavorável, o Governo Federal realizou operação financeira com o objetivo de assegurar às distribuidoras a necessária neutralidade da Parcela A, conforme previsto nos contratos de concessão, viabilizando com isso que as mesmas pudessem honrar seus compromissos financeiros no Mercado de Curto Prazo. Os recursos financeiros tiveram origem em dois empréstimos tomados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) junto aos bancos e para operacionalização desse emprestimo, foi criada a Conta ACR. Os recursos aportados nessa conta deverão ser pagos pelas distribuidoras em um prazo de dois anos, a partir de 2015, o que implicará correspondente cobertura tarifária.

Cabe salientar que o Governo Federal já havia utilizado recursos do Tesouro Nacional para mitigar os impactos financeiros negativos ocorridos no ano de 2013, quando transferiu recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE diretamente para as distribuidoras. Esses recursos deverão ser ressarcidos ao Tesouro Nacional em um prazo de 5 anos, contados a partir de 2013, com atualização pelo IPCA e também serão objeto de cobertura tarifária.

Nesse cenário de permanecia do PLD no seu valor máximo por tempo muito prolongado, a ANEEL entendeu ser necessário revisar os critérios e metodologia de cálculo desse valor. Após consulta aos agentes de mercado, realizada por

meio da Audiência Pública nº 054/2014, a ANEEL estabeleceu o valor máximo do PLD em R$ 388,48/MWh, com vigência a partir de 01 de janeiro de 2015.

Ainda no ano de 2013, a Resolução nº 03 foi editada pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, e determinou que o custo dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS) por Segurança Energética seria rateado entre todos os agentes que atuam no mercado, incluindo geradores e comercializadores. A regra até então vigente estabelecia que os encargos fossem rateados apenas entre os consumidores de energia elétrica.

Para contornar esse problema, o Grupo Neoenergia, por meio das associações de classe do setor elétrico, impetrou uma ação judicial para suspender os efeitos da Resolução CNPE 03/13. Tal ação permitiu que uma liminar judicial suspendesse a cobrança dos encargos apurados para as empresas de geração associadas.

Em 5 de dezembro de 2014, foi proferida uma sentença, não definitiva, que declarou ser não exigível a cobrança dos encargos na forma indicada pela Resolução CNPE 03/2013 para os agentes de geração associados à APINE e a ABRAGEL, entre os quais se inclui a Neoenergia, confirmando a liminar concedida no ano anterior. Cabe ressaltar que tal sentença, embora ainda não definitiva, representa um avanço importante no reconhecimento do pleito dos geradores perante a justiça.

4.2. DISTRIBUIÇÃO

4.2.1 Cenário e Impactos

Aumento da Exposição Contratual das Distribuidoras

Diversos fatores agravaram gradativamente a cobertura contratual das distribuidoras nos últimos anos. O primeiro impacto para as distribuidoras foi provocado pelo vencimento dos contratos com as geradoras que não aderiam à proposta de renovação, conforme condições estabelecidas na MP 579, pois a energia produzida por essas geradoras não fez parte do sistema de cotas, causando logo de início uma redução da cobertura contratual das distribuidoras.

Ao longo de 2013 alguns Leilões de Energia Existente foram promovidos na tentativa de reduzir a descontratação das distribuidoras, no entanto, o resultado desses leilões foi aquém do esperado: no primeiro leilão, não houve negociação e no segundo, no final do ano, a contratação representou apenas cerca de 40% da necessidade das distribuidoras.

No início do ano de 2014 a subcontratação das distribuidoras foi ampliada em virtude do vencimento de contratos de energia existente ao final de 2013. Com o intuito de mitigar essa exposição contratual a ANEEL promoveu em abril de 2014, o 13º Leilão de Energia Existente (Leilão A de 2014), cujo início do período de fornecimento se daria no mesmo ano. O total de energia contratada nesse primeiro leilão de 2014 foi de 2.046 MWmédios, a um preço médio de R$ 268,33/MWh. Em 05 de dezembro de 2014 foi realizado outro Leilão de Energia Existente (Leilão A-1 de 2014), com entrega para janeiro de 2015, que teve como atendimento prioritário o montante de reposição declarado pelas distribuidoras, tendo como resultado a frustração de 46% do montante de reposição declarado.

A três distribuidoras do Grupo Neoenergia, Coelba, Celpe e Cosern, não apresentaram grandes volumes de energia descontratada e praticamente não tiveram contratos vencendo ao final de 2013, mas sofreram os efeitos de exposição decorrentes das postergações e liminares judiciais de algumas usinas e linhas de transmissão, além dos efeitos do risco hidrológico dos contratos de cotas decorrentes da MP 579 (convertida na Lei nº 12.783/2013) e do custo variável das térmicas contratadas em leilões por disponibilidade.

Conta ACR

Em 2 de abril de 2014, foi publicado o Decreto nº 8.221/2014 estabelecendo a criação da Conta ACR destinada a cobrir total ou parcialmente, as despesas incorridas pelas concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica em decorrência de: (i) exposição involuntária e (ii) despacho das usinas termelétricas vinculadas aos contratos no ambiente regulado (CCEAR), na modalidade por disponibilidade.

A partir da competência de jul/14, conforme Despacho ANEEL nº 3.998/14, em face ao provimento parcial de recurso administrativo interposto pela Abradee, a ANEEL passou a reconhecer como exposição involuntária os custos incorridos com o risco hidrológico das cotas de energia renovada, nos termos da Lei nº. 12.783/2013.

Em relação a esses itens, foram homologados e repassados recursos da Conta ACR, relativos às competências de fev/14 a out/14, nos seguintes valores: Coelba R$ 666,7 milhões, Celpe R$ 340,1 milhões e Cosern R$ 148,7 milhões.

Para a competências de nov/14 e dez/14, a ANEEL decidiu postergar a liquidação dos valores sem cobertura tarifária para 31/03/2015, viabilizando com isso a possibilidade de novos aportes na Conta ACR.

4.2.2 Reajuste Tarifário

Coelba

A ANEEL fixou em 14,86% o índice de reajuste das tarifas da Coelba, resultado do reajuste tarifário de 2014, com vigência a partir de 22 de abril de 2014, sendo 10,76% relativos ao reajuste tarifário anual e 4,10% aos componentes financeiros. A variação percentual média percebida na conta dos consumidores cativos foi em média de 15,35%, sendo de 15,00% para os consumidores atendidos em baixa tensão, que representam mais de 99% dos clientes e inclui os clientes residenciais. Já os consumidores cativos industriais e comerciais de médio e grande porte, atendidos em alta tensão, tiveram aumento de 16,04%, em média.

Celpe

A ANEEL fixou em 15,99% o índice de reajuste das tarifas da Celpe, resultado do reajuste tarifário de 2014, com vigência a partir de 29 de abril de 2014, sendo 14,05% relativos ao reajuste tarifário anual e 1,94% aos componentes financeiros. A variação percentual média percebida na conta dos consumidores cativos foi em média de 17,75%, sendo de 17,69% para os consumidores atendidos em baixa tensão, que representam mais de 99% dos clientes e inclui os clientes residenciais. Já os consumidores cativos industriais e comerciais de médio e grande porte, atendidos em alta tensão, tiveram aumento de 17,86%, em média.

Cosern

A ANEEL fixou em 12,21% o índice de reajuste das tarifas da Cosern, resultado do reajuste tarifário de 2014, com vigência a partir de 22 de abril de 2014, sendo 9,15% relativos ao reajuste tarifário anual e 3,06% aos componentes financeiros. A variação percentual média percebida na conta dos consumidores cativos foi em média de 12,75%, sendo de 11,40% para os consumidores atendidos em baixa tensão, que representam mais de 99% dos clientes e inclui os clientes residenciais. Já os consumidores cativos industriais e comerciais de médio e grande porte, atendidos em alta tensão, tiveram aumento de 15,78%, em média.

4.2.3 Aditivo Contrato de Concessão

Cada uma das distribuidoras do Grupo Neoenergia assinou com a ANEEL um aditivo dos seus respectivos Contratos de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica em 10 de dezembro de 2014, para inclusão de cláusula específica, de forma a reconhecer que serão considerados, para fins de indenização, os saldos remanescentes (ativos ou passivos) de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção, por qualquer motivo, da concessão, relativos a valores financeiros a serem apurados com base nos regulamentos preestabelecidos pela ANEEL, incluídos aqueles constituídos após a última alteração tarifária.

Esses aditivos foram assinados para permitir voltar a contabilizar os ativos e passivos financeiros setoriais na contabilidade societária. Ocorre que, a partir de 2001, os ativos e passivos financeiros setoriais passaram a ser contabilizados no Brasil, utilizando prática contábil similar à adotada nos Estados Unidos, em conformidade ao pronunciamento SFAS 71 (contabilidade para certos tipos de regulação), mas em 2010, com a adoção do IRFS (*International Financial Reporting Standards*), o Brasil passou a não mais registrar os saldos dos ativos e passivos financeiros setoriais na contabilidade societária, em função de uma interpretação de que não estariam atendendo a estrutura conceitual do IFRS, pois esses itens dependeriam de eventos futuros. No entanto, a contabilidade regulatória foi instituída pela ANEEL em 2010, com o pressuposto de que se trata de ativos ou passivos líquidos e certos, determinou a manutenção desses registros. Com base na legislação e regulamentação da ANEEL, para dar eficácia ao princípio do equilíbrio econômico e financeiro da concessão, a ANEEL resolveu reconhecer, mediante aditivo do contrato de concessão, a incorporação aos valores indenizáveis, dos valores remanescentes ainda não compensados totalmente por meio da tarifa.

4.2.4 Bandeiras Tarifárias

Por força da regulamentação do setor elétrico, a partir de 1º de janeiro de 2015 foram estabelecidas as bandeiras tarifárias verde, amarela e vermelha, que constituem sinais tarifários que vão indicar e refletir na conta dos consumidores os atuais custos de geração, de acordo com a variação do Custo Marginal de Operação (CMO) e do Encargo de Serviços de Sistema (ESS). A ANEEL divulgará mês a mês as bandeiras que estarão em funcionamento.

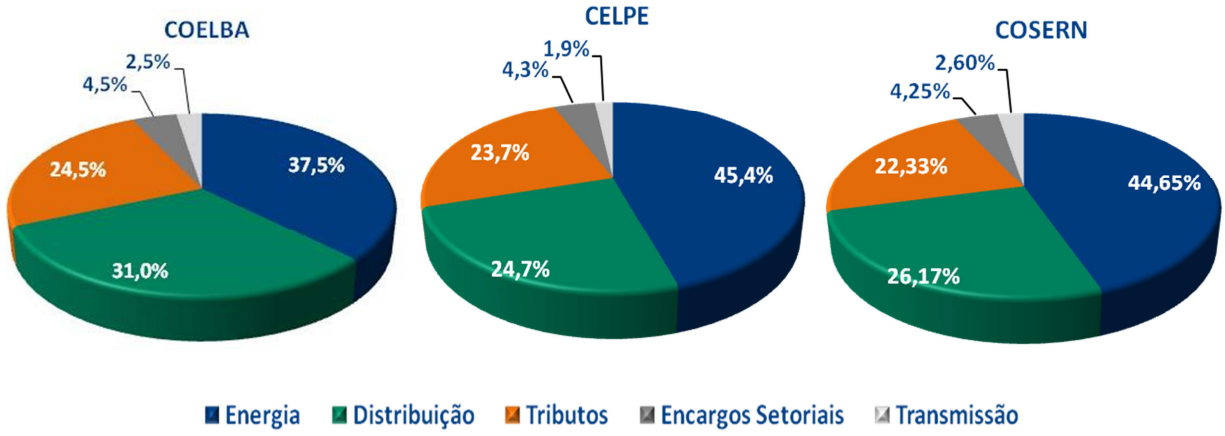
4.2.1. TARIFA MÉDIA

A tabela abaixo apresenta, para cada classe de consumo, a tarifa média de fornecimento em R$/MWh praticada nas distribuidoras do Grupo Neoenergia.

Tarifa Média de Fornecimento de Energia em R$/MWh			
Classe	**COELBA**	**CELPE**	**COSERN**
Residencial	399,45	376,58	386,03
Industrial	300,90	367,82	320,82
Comercial	448,06	440,21	424,92
Rural	203,04	233,30	233,20
Poder público	357,99	404,84	401,34
Outros	219,55	255,38	308,25

Nota: Os impostos considerados na tarifa foram o ICMS, PIS e COFINS

Os gráficos a seguir apresentam, a porcentagem de cada segmento da cadeia produtiva na tarifa média das distribuidoras da Neoenergia.



4.2.2. OUVIDORIA

A Ouvidoria é mais um canal de relacionamento da Distribuidora criado, especialmente, para registrar e dar tratamento às sugestões, aos elogios e às 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 2014, as Ouvidorias das distribuidoras apresentaram as seguintes características:

- A Coelba recebeu 38.303 manifestações, das quais 6,36% foram reclamações de consumidores insatisfeitos com os serviços prestados pela distribuidora. Os processos mais reclamados foram: apresentação e entrega, extensão de rede e ligação (prazo) com 21%, 19% e 16% do total de reclamações procedentes, respectivamente.

- A Celpe recebeu 80.748 manifestações, das quais 10,52% foram reclamações de consumidores insatisfeitos com os serviços prestados pela distribuidora. Os processos mais reclamados foram: interrupção de energia, entrega de faturas e ligação nova com 21%, 11% e 8% do total de reclamações procedentes, respectivamente.

- A Cosern recebeu 23.521 manifestações, das quais 6,92% foram reclamações de consumidores insatisfeitos com os serviços prestados pela distribuidora. Os processos mais reclamados foram: extensão de rede, consumo e ligação com 38%, 26% e 14% do total de reclamações procedentes, respectivamente

Em agosto de 2014, o processo de Ouvidoria foi integrado ao sistema corporativo SAP, possibilitando a centralização das reclamações dos clientes do Grupo Neoenergia em um único sistema, além de permitir uma melhor navegação, gestão e controle, segurança e confiabilidade dos dados tratados. Esse módulo do SAP/CCS, por sua vez, foi interligado ao Sistema de Gestão da Ouvidoria da ANEEL (SGO), permitindo a troca diária das informações entre a distribuidora e a Agência Reguladora.

Em dezembro de 2014, a ANEEL comunicou às distribuidoras do país que, após estudos, concluiu que, em média, apenas 7% das reclamações registradas naquela Agência Reguladora seguiram o fluxo adequado, não permitindo, nos demais casos, que a distribuidora tratasse a insatisfação do consumidor antes do conhecimento da ANEEL. Para corrigir esse fluxo, a partir de janeiro de 2015, deverá ser implantado um novo procedimento no tratamento das reclamações encaminhadas, pelos consumidores, para aquela Agência Reguladora, o chamado “Caminho do Entendimento”. Esse procedimento visa direcionar o consumidor para o canal adequado de atendimento, ou seja, inicialmente o consumidor deve encaminhar sua reclamação para o atendimento ao consumidor da distribuidora. Não ficando satisfeito com a solução dada deve encaminhar a reclamação para a ouvidoria da distribuidora e somente após passar por essas instâncias reclamar junto à Ouvidoria da ANEEL. A implantação desse processo será o grande desafio para a Ouvidoria no ano de 2015.

5. DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIOS

5.1. DISTRIBUIÇÃO

O Grupo Neoenergia atua no segmento de distribuição por meio das suas controladas Coelba no Estado da Bahia, a Celpe no Estado de Pernambuco e a Cosern no Estado do Rio Grande do Norte.

COELBA

A Companhia 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 Dianápolis, 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 n° 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 a consumidores livres no Estado da Bahia, desde 2002.

CELPE

A Companhia detém a concessão para distribuição de energia elétrica em todos os municípios do Estado de Pernambuco, no Distrito Estadual de Fernando de Noronha e no município de Pedra de Fogo, no Estado da Paraíba, abrangendo uma área de concessão de 98,5 mil km², regulado pelo Contrato de Concessão n° 26, firmado em 30 de março de 2000, com vigência até 30 de março de 2030. Pela atual regulamentação do setor elétrico, a Companhia vem atendendo consumidores parcialmente e totalmente livres no Estado de Pernambuco, desde 2002.

COSERN

A Companhia detém a concessão para distribuição de energia elétrica em 167 dos municípios do Estado do Rio Grande do Norte, abrangendo uma área de 53 mil km², outorgada pelo Decreto de 30 de dezembro de 1997 e regulada pelo Contrato de Concessão de Distribuição nº. 08, firmado em 31 de dezembro de 1997 com vigência até 31 de dezembro de 2027. Adicionalmente, pela atual regulamentação do setor elétrico, a Companhia vem atendendo a consumidores parcialmente e totalmente livres no Estado do Rio Grande do Norte, desde 2003.

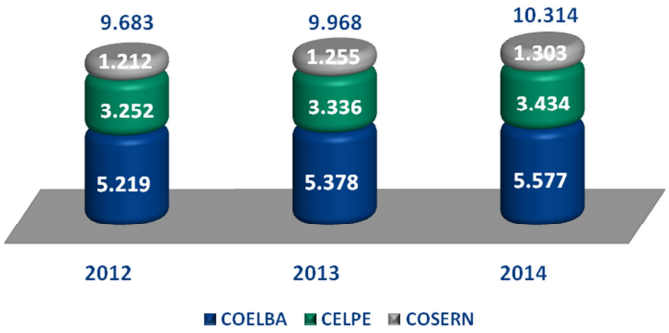
Indicadores Operacionais	COELBA			CELPE			COSERN		
	2012	2013	2014	2012	2013	2014	2012	2013	2014
Número de Empregados	2.516	2.489	2.517	1.694	1.722	1.734	737	736	747
Número de Clientes por Empregac	2.074	2.161	2.216	1.920	1.937	1.980	1.645	1.705	1.503
Vendas por Clientes (MWh)	2,8	2,9	2,9	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	4,1
Vendas por Empregado (GWh)	5,9	6,3	6,5	5,9	6,2	6,5	5,7	6,0	6,2
Clientes por km^2	9,3	9,5	9,9	33,0	33,9	34,8	23,0	23,8	21,3

5.1.1. NÚMERO DE CONSUMIDORES ATIVOS

Em 2014, o Grupo Neoenergia alcançou o patamar de 10,3 milhões de consumidores ativos nas distribuidoras, obtendo crescimento de 3,5%, representando incremento de 346 mil novos clientes, em relação ao ano anterior.

O crescimento apresentado em relação a 2013 foi impulsionado, principalmente, pelo aumento de 319 mil novos clientes na classe residencial (convencional e baixa renda), que representa 88% do total de consumidores do grupo e responsável por 50% da receita de fornecimento de energia do mercado cativo em 2014.

Número de Consumidores – Mil

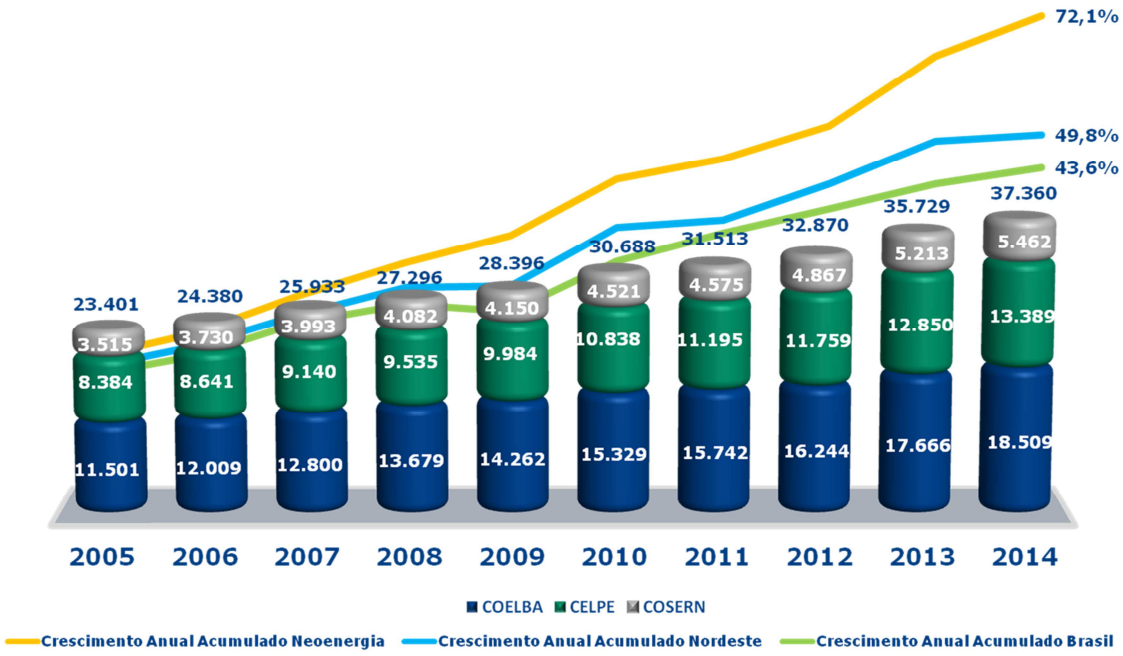


5.1.1.1. NÚMERO DE CONSUMIDORES BAIXA RENDA

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 dessa Lei, as distribuidoras do Grupo Neoenergia tiveram redução significativa na base de clientes com o descadastramento de aproximadamente 2,037 milhões de clientes com tarifa social (subsidiada). Até dezembro de 2014 as distribuidoras do Grupo Neoenergia totalizaram 3,7 milhões de clientes cadastrados com a tarifa subsidiada, que representam 40,9% dos contratos residenciais.

5.1.2. ENERGIA DISTRIBUÍDA

A energia distribuída 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. Em 2014 o Grupo Neoenergia totalizou um volume de 37.360 GWh, que representou um crescimento de 4,6% em relação a 2013. O crescimento acumulado desde 2005 da energia distribuída no Grupo foi de 72,1%, o Nordeste e o Brasil apresentaram um crescimento acumulado no mesmo período de 49,8% e 43,6%.



5.1.3. ENERGIA VENDIDA E COMPORTAMENTO DO MERCADO

A energia vendida é a soma de tudo que vendemos para o mercado cativo nas distribuidoras do Grupo. Em 2014, as distribuidoras consolidadas apresentaram um crescimento na energia vendida de 4,8% em relação a 2013, equivalente a 1.473 GWh, influenciada pelo crescimento de 5,6% (705 GWh) na classe residencial, 5,6% (352 GWh) na classe comercial e 5,5% (251 GWh) na classe industrial.

Classe	2012		2013		2014		Variação 14/13 em %		Participação 2014 em %	
	Receita (R$ mm)	Volume (GWh)	Receita (R$ mm)	Volume (GWh)	Receita (R$ mm)	Volume (GWh)	Receita	Volume	Receita	Volume
COELBA										
Residencial	2.716	5.493	2.388	6.131	2.602	6.513	8,97	6,23	45,38	39,83
Industrial	928	2.814	676	2.585	788	2.675	16,53	3,45	13,74	16,36
Comercial	1.504	2.827	1.282	3.018	1.409	3.157	9,89	4,60	24,57	19,31
Rural	304	1.351	263	1.470	304	1.513	15,52	2,89	5,31	9,25
Outras Classes[1]	672	2.243	579	2.429	630	2.493	8,84	2,64	10,99	15,25
Subtotal COELBA	**6.122**	**14.728**	**5.188**	**15.634**	**5.733**	**16.351**	**10,50**	**4,58**	**100,00**	**100,00**
CELPE										
Residencial	1.658	4.028	1.589	4.563	1.800	4.759	13,29	4,28	43,33	42,38
Industrial	595	1.526	466	1.419	577	1.591	23,92	12,05	13,90	14,16
Comercial	1.018	2.208	915	2.316	1.082	2.467	18,34	6,50	26,06	21,97
Rural	147	644	132	665	147	637	11,61	(4,27)	3,54	5,67
Outras Classes[1]	566	1.631	474	1.708	547	1.777	15,41	4,01	13,16	15,82
Subtotal CELPE	**3.984**	**10.038**	**3.575**	**10.672**	**4.153**	**11.230**	**16,18**	**5,22**	**100,00**	**100,00**
COSERN										
Residencial	692	1.636	659	1.805	749	1.933	13,61	7,08	44,65	41,85
Industrial	185	567	149	529	166	519	11,20	(1,81)	9,89	11,24
Comercial	409	897	374	963	435	1.026	16,10	6,45	25,93	22,21
Rural	87	407	80	420	101	424	25,71	0,88	6,03	9,18
Outras Classes[1]	226	663	203	702	226	716	11,50	1,99	13,50	15,51
Subtotal COSERN	**1.600**	**4.170**	**1.466**	**4.419**	**1.676**	**4.617**	**14,37**	**4,48**	**100,00**	**100,00**
TOTAL	**11.706**	**28.936**	**10.229**	**30.726**	**11.563**	**32.198**	**13,04**	**4,79**	**-**	**-**

Nota[1]: Corresponde ao Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo Próprio

Destacam-se alguns aspectos em relação ao comportamento do mercado no ano:

Coelba

- O consumo da classe residencial em 2014 foi 6,2% superior ao registrado em 2013. Esta variação seguiu a trajetória dos últimos anos e é explicada pelo incremento de novos clientes, incentivos governamentais para aquisição de eletrodomésticos e pelo aumento da renda das famílias.

- A variação do consumo da classe comercial cativa foi de 4,6% em 2014, acima do ocorrido em 2013. Já a classe comercial total (cativo + livre) cresceu 4,87 % em 2014. O desempenho dessa classe esteve em linha com o comércio varejista baiano, cujo volume de vendas cresceu 4,9% nos últimos 12 meses, findos em novembro/14.

- A classe industrial cativa registrou crescimento de 3,5% em 2014 e o consumo industrial total (cativo + livre), atendido pela Coelba, variou 2,00% em relação a 2013. O comportamento dessa classe foi afetado pelo baixo nível da atividade industrial da Bahia, cuja produção física recuou 2,8% em 2014.

- A classe rural em 2014 apresentou um crescimento no consumo de energia elétrica de 2,9%. Essa variação ficou abaixo das observadas em anos anteriores, essa redução é resultado de uma menor utilização de equipamentos para irrigação, mesmo com a diminuição das chuvas em todo o Estado da Bahia.

Celpe

- A classe residencial registrou um crescimento de 4,3% em 2014 quando comparado ao ano anterior. Essa variação também seguiu a trajetória dos últimos anos e é explicada pelo incremento de novos clientes, incentivos governamentais para aquisição de eletrodomésticos e pelo aumento da renda das famílias.

- O mercado cativo industrial apresentou um crescimento de 12,1% em relação ao ano anterior , influenciado pelo incremento de carga do consumidor Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco (CITEPE) e entrada de novos consumidores. Ao se analisar a energia distribuída industrial (cativo + livres), verifica-se um crescimento de 4,34% no ano de 2014.

- A classe Comercial obteve um crescimento de 6,5% em relação a 2013. O mercado distribuído da classe apresentou um crescimento de 6,62% em relação ao ano anterior.

- A classe rural apresenta seu desempenho bastante vinculado ao comportamento das variáveis climáticas, tendo registrado um decrescimento de 4,3% ao longo do ano de 2014 quando comparado com o ano anterior.

- As outras classes apresentaram um crescimento de 4,0% em 2014 em relação ao mesmo período de 2013. A classe Poder Público cresceu 2,48% no ano. O crescimento de 6,48% da classe Iluminação Pública, deve-se à atualização dos dados de iluminação pública de prefeitura de Jaboatão. Já a classe Serviço Público cresceu 4,16% enquanto a classe Consumo Próprio decresceu 5,18%.

Cosern

- A classe residencial registrou um crescimento de 7,1% em 2014, quando comparado ao ano anterior. Essa variação também seguiu a trajetória dos últimos anos e é explicada pelo incremento de novos clientes, incentivos governamentais para aquisição de eletrodomésticos e pelo aumento da renda das famílias.

- O mercado cativo Industrial apresentou uma redução de 1,81% em relação ao ano anterior, devido à migração de clientes para outras classes. No entanto, ao se analisar a energia distribuída industrial (cativo + livres), verifica-se um crescimento de 2,72% no ano de 2014.

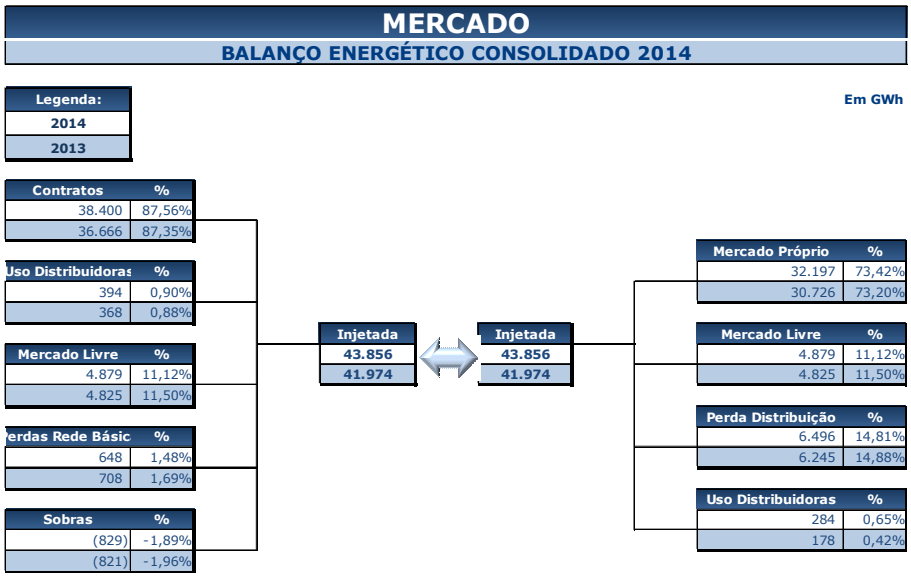
- A classe comercial obteve um crescimento de 6,45% em relação a 2013. O mercado distribuído da classe apresentou um resultado ainda melhor em função da migração de clientes para o ambiente de livre contratação, 6,89% em relação ao ano anterior.

- A classe rural, cuja participação no mercado cativo é de 9,18%, apresentou um crescimento de 0,88% ao longo do ano de 2014 quando comparado com o ano anterior. O moderado crescimento é justificado pelo agravamento da seca no interior do Estado, que reduziu severamente o nível dos reservatórios d'água, impossibilitando sua utilização para bombeamento e irrigação das lavouras.

- As outras classes apresentaram um crescimento de 1,99% em 2014 em relação ao mesmo período de 2013.

5.1.4. BALANÇO ENERGÉTICO

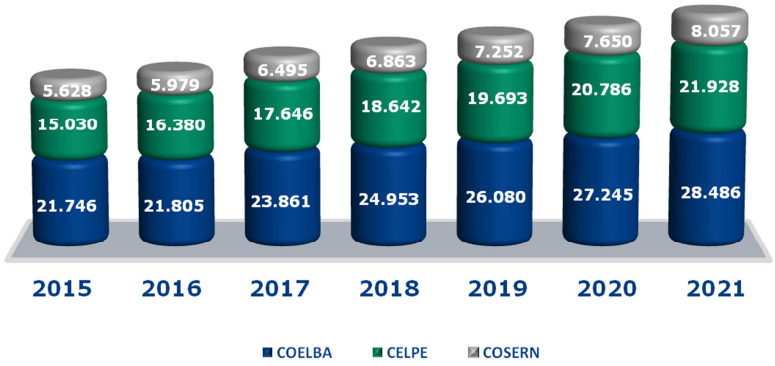
Em 2014 a energia injetada pelas distribuidoras do Grupo Neoenergia apresentou crescimento de 4,5% equivalente a 1.882 GWh em relação ao ano de 2013.



A energia injetada atingiu o patamar de 43.856 GWh em 2014. Do total da energia injetada, 87,6% (38.400 GWh) foi destinado ao consumo do mercado regulado, 11,1% (4.879 GWh) para o consumo do mercado livre. As perdas na energia injetada representaram -1,48% (648 GWh).

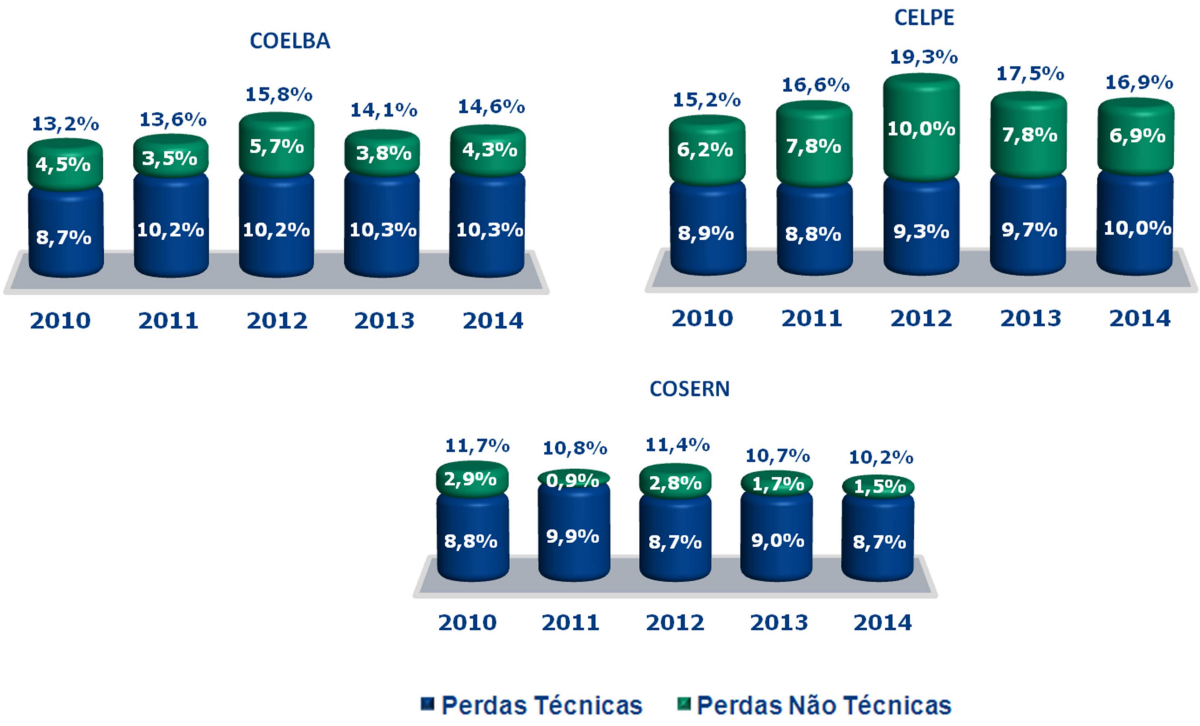
5.1.5. ENERGIA CONTRATADA

No gráfico a seguir apresentamos a energia contratada para o período de 2015 a 2021 para o mercado das distribuidoras do Grupo Neoenergia em 31/12/2014 com base na expectativa de crescimento.



5.1.6. 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.



No ano de 2014, a Coelba apresentou uma elevação de 0,48 p.p. no Índice de Perdas. Esse aumento foi resultado do surgimento de novos focos de perdas, apesar da execução das ações previstas no Plano de Redução de Perdas.

A Celpe e Cosern apresentaram uma redução no Índice de Perdas de 0,63 p.p. e 0,47 p.p. respectivamente. Essa redução é resultado das ações do Plano de Redução de Perdas a partir das estratégias de inspeção, regularização e blindagem adotadas.

As distribuidoras atuam fortemente no combate às perdas e ao longo do ano investiram cerca de R$ 155 milhões. As principais ações desenvolvidas foram:

- Realização de 249 mil inspeções, sendo detectadas 88 mil irregularidades
- Substituição de 118 mil equipamentos de medição obsoletos e/ou defeituosos
- Regularização de consumidores clandestinos, contribuindo para redução do número de inadimplentes, cortados e autoreligados, além da recuperação de créditos;
- Operação de blindagem de unidades com consumo relevantes (clientes com medição em alta tensão ou com medição indireta) e unidades consumidoras em áreas populares, minimizando a possibilidade de realização de fraudes
- Operação de levantamento e atualização de cadastro de iluminação pública em 222 municípios
- Negociação de processos de irregularidades

5.1.7. ARRECADAÇÃO

O desempenho da arrecadação é medido 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. O índice acima de 100% representa a recuperação de clientes em débito com a distribuidora.

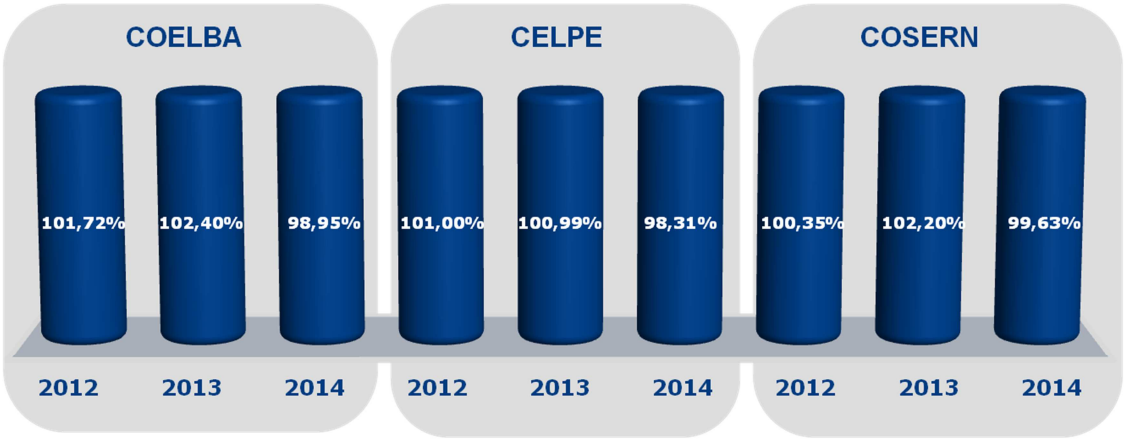
Em 2014, o IAR da Coelba, Celpe e Cosern apresentaram uma queda de 3,5 p.p., 2,7 p.p. e 2,6 p.p. respectivamente. Esse desempenho é resultado do cenário econômico brasileiro e dos reajustes tarifários das

distribuidoras. A conjuntura econômica apresentou alta na taxa de juros, inflação elevada principalmente nos itens de consumo das famílias e enfraquecimento gradual do mercado de trabalho que em conjunto com o reajuste tarifário da Coelba, Celpe e Cosern de 14,86%, 17,75% e 12,74%, respectivamente, potencializou o efeito da defasagem entre o faturamento e arrecadação, desfavorecendo o IAR.

A partir deste cenário, as distribuidoras implementaram novas ações de cobrança voltadas à melhoria da eficiência e redução dos custos operacionais. Revisamos os parâmetros para adoção de ações administrativascomo URA (Unidade de Resposta Audível) e SMS (Mensagens de Texto para Celular), que possuem menor custo operacional e que são utilizadas na cobrança de dívidas com menor risco de recebimento.

Também readequamos as ações de campo (suspensão do fornecimento, acompanhamento de cortados, etc.) que visaram atingir as maiores dívidas e reduzir as reclamações. Reduzimos o prazo de parcelamentos minimizar o risco de inadimplência e um aumento na arrecadação das parcelas.

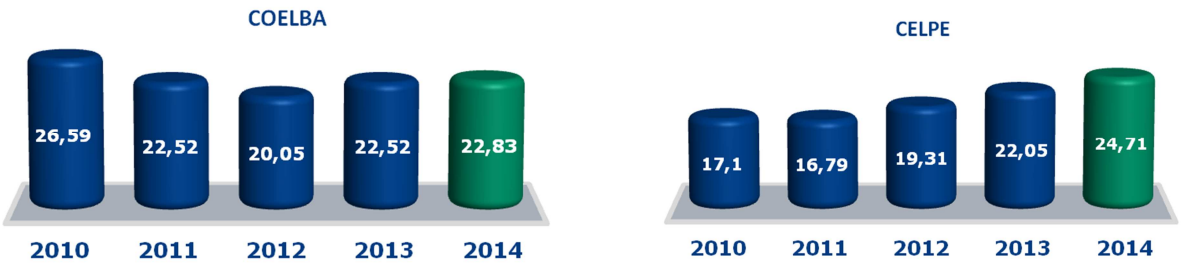
Implementamos um programa de personalização da ação de cobrança, adequando as ações ao perfil do consumidor, levando em consideração o seu histórico de pagamento. Com esse programa foi possível melhorar a efetividade das ações de arrecadação.

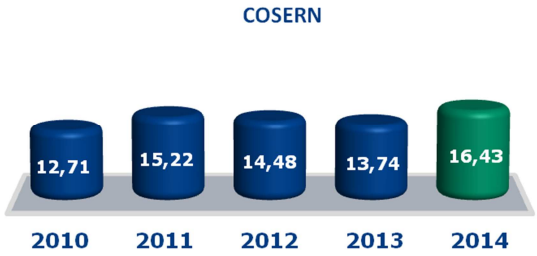


5.1.8. INDICADORES DE QUALIDADE

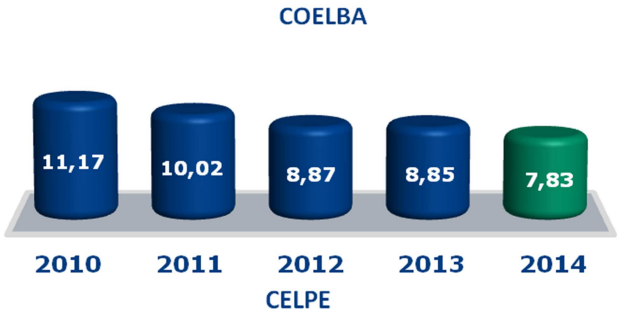
A qualidade do fornecimento de energia é verificada principalmente pelos indicadores de qualidade DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor), que aferem as falhas ocorridas na rede de distribuição de energia elétrica. O cálculo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

Em 2014 a Coelba, Celpe e Cosern registraram para o indicador DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) valores iguais a 22,83, 24,71 e 16,43 horas respectivamente. Esses valores tiveram uma variação de 1,4%, 12,1% e 19,6% em relação a 2013.

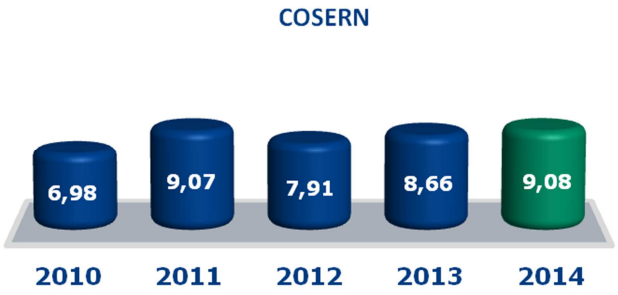




O indicador FEC registrou registraram valores iguais a 7,83, 8,68 e 9,08 interrupções respectivamente na Coelba, na Celpe e na Cosern em 2014. Estes valores tiveram uma variação de -11,5%, 4,5% e 4,8% em relação a 2013.







Buscando a melhoria nos números dos indicadores de qualidade, as Distribuidoras vem investindo regularmente na automação de subestações, substituição e manutenção de equipamentos de rede de distribuição e podas de árvores em 2014.

5.1.9. ATENDIMENTO AOS CLIENTES

Procurando estar sempre ao lado do cliente, as distribuidoras do Grupo Neoenergia mantêm uma estrutura de atendimento que facilita o acesso aos serviços disponibilizados pela empresa, tais como:

- Agências – As três distribuidoras dispõem de uma rede de atendimento com 127 agências, sendo 45 da Coelba, 56 da Celpe e 26 da Cosern. Cabe também ressaltar a iniciativa das agências móveis que levam os

diversos serviços oferecidos pelas distribuidoras do Grupo Neoenergia até os bairros. Hoje contamos com 23 agências desse tipo, das quais 15 são da Coelba e 08 da Celpe.

- Teleatendimento – As centrais de teleatendimento da Coelba, da Celpe e da Cosern são um importante meio de comunicação com os clientes e registraram em 2014 mais de 6,5, 4,9 e 2,5 milhões de chamadas respectivamente. O tempo médio de espera para o atendimento foi respectivamente de 216, 202, 210 segundos

- "Site" – Os sites da Coelba, da Celpe e da Cosern foram reformulados em 2014, possibilitando ao cliente maior facilidade de acesso ao portal e ampliação do portfólio de serviços oferecidos. Foram registrados mais de 31,7 milhões de acessos, apresentando um número de acessos 36,1% maior que em 2013. Dentre 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. Foram disponibilizados também novos serviços levando mais comodidade aos nossos clientes como a consulta de dívida por CPF/CNPJ ou conta contrato, em que o titular pode verificar todas as dívidas das unidades consumidoras de sua responsabilidade, consulta histórico de consumo, pode confirmar a data de pagamento da fatura e imprimir as faturas já pagas, e ainda consultar as solicitações.

- Serviço gratuito de SMS para registro de falta de energia – Este serviço tem como finalidade 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 2014 verificou-se uma média mensal de 16.203 registros para a Coelba e 3.949 registros para a Celpe, consolidando a utilização desta ferramenta de atendimento.

- Atendimento Clientes Corporativos - Especialistas no segmento de energia na capital e no interior prestam atendimento diferenciado e personalizado para os clientes corporativos atendidos através de unidades consumidoras do Grupo A e do Grupo B. Fazem parte deste grupo os clientes dos poderes públicos (Federal, Estadual e da Prefeitura), do mercado livre e o Grupo A, entre outros.

  O resultado da eficiência dessa estrutura de serviços pode ser visualizado por meio do indicador de qualidade do atendimento estabelecido pela ANEEL, a FER (Frequência Equivalente de Reclamação), que, basicamente, mede o número de reclamações procedentes para cada grupo de 1.000 consumidores, a FER para a Coelba, estabelecida pela ANEEL para o ano de 2014, foi de 14, enquanto que o alcançado foi de 6,44, representando um resultado 46% menor do que a meta determinada. Na Celpe, a FER estabelecida pela ANEEL para o ano de 2014 foi de 34, e o alcançado foi de 10,98, representando um resultado 67,7% menor que a meta fixada. E na Cosern, a FER estabelecida pela ANEEL para o ano de 2014 foi de 33, e o alcançado foi de 10,13, representando um resultado 69,3% menor que a meta estabelecida.

  Outro importante indicador de qualidade dos serviços das distribuidoras é o Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida (ISQP) que é avaliado pela ABRADEE nas distribuidoras com mais de 500 mil clientes. Em 2014, o ISQP da Coelba, o da Celpe e o da Cosern alcançaram 76,4%, 74,7% e 79,2%.

5.1.10. PROGRAMA LUZ PARA TODOS

O Programa Luz para Todos – PLPT foi instituído pelo Governo Federal com o objetivo de propiciar o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural e residencial baixa renda brasileira sem acesso a esse serviço público.

Em decorrência do crescimento vegetativo da população e da migração para área rural, a CELPE e COSERN assinaram, em 09 de outubro de 2013, um novo contrato referente ao Programa Luz para Todos, com o objetivo de ligar 8.957 novos consumidores na CELPE e 4.845 na COSERN até dezembro de 2014, com um investimento total de R$ 72 milhões e R$ 44 milhões respectivamente que contará com a participação financeira da Companhia e do Governo Federal. A COELBA teve a vigência do Programa Luz para Todos prorrogada para 2018.

Até 2014, os investimentos no Programa Luz para Todos realizados pelas distribuidoras da Neoenergia alcançaram R$ 4,06 bilhões e contaram com a participação financeira das distribuidoras, do Governo Federal e do Governo Estadual. Desse total, a Coelba, a Celpe e a Cosern investiram respectivamente R$ 3,6 bilhões, R$ 422 milhões e R$ 219 milhões.

.

Através do Programa Luz para Todos, as distribuidoras do Grupo Neoenergia realizaram até 2014 cerca de 703.951 ligações que promoveram desenvolvimento econômico e melhoria na qualidade de vida das pessoas atendidas pelas nossas distribuidoras. A Coelba, a Celpe e a Cosern alcançaram em 2014 a marca de 548.930, 98.419 e 56.602 ligações.

5.2. GERAÇÃO

O Grupo Neoenergia atua no segmento de geração por meio de 28 usinas geradoras, sendo 11 hidrelétricas, 2 termelétrica, 10 parques eólicos e 5 usinas de cogeração. Além desses empreendimentos em operação, temos 3 hidrelétricas e 6 parques eólicos em construção.

5.2.1. Usinas em Operação

Itapebi

A Itapebi foi constituída em fevereiro de 1998 com o objetivo de construir e operar a UHE Itapebi, localizada no Rio Jequitinhonha, município de Itapebi, nas divisas dos estados da Bahia e Minas Gerais. Em maio de 1999, a Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica, por meio do Contrato de Concessão, outorgou à Companhia o direito de exploração do potencial de energia hidráulica.

Em fevereiro de 2003, a Usina entrou em operação, com três unidades geradoras e atualmente a capacidade instalada é de 462,011 MW, conforme Despacho Aneel nº 3.095 de 04 de outubro de 2012. A Companhia possui contrato de compra e venda de energia elétrica até 2017 com a Coelba, para o fornecimento de volumes anuais de energia de 1.877.268 MWh/ano.

No ano de 2014, foi gerado o montante energia bruta de 1.002.742 MWh (114,52 MW médios) o qual representa 53,48% da garantia física. O reduzido valor de energia gerada em 2014 tem como motivo os baixos índices de chuvas registrados nas regiões norte de Minas e sul da Bahia. A diferença entre a energia assegurada e a energia gerada é coberta pelo mecanismo de realocação de energia (MRE), em que participam os geradores hidráulicos do país, resultando assim na maximização da utilização dos recursos hídricos. O índice de disponibilidade em 2014 da Usina foi de 94,62% e o índice de confiabilidade foi de 99,08%.

Em 2014, foram realizados com sucesso os testes de Black Start da Usina Hidrelétrica Itapebi com objetivo de avaliar a capacidade de recomposição da usina após um Blackout através do centro de operação (COS) da Neoenergia. Os testes Black Start são realizados em periodicidade anual e são compostos dos testes individuais e do teste simultâneo das unidades geradoras, seguindo o Manual de Procedimentos de Operação do ONS – Módulo 10.22 e cumprindo com a Rotina Operacional nº RO-RR.BR.01 em sua última revisão. A UHE Itapebi é classificada como usina de autorrestabelecimento integral (alta confiabilidade de restabelecimento), por dispor de grupo gerador de emergência (GGE) para excitação do campo do gerador e por ser capaz de, com seus próprios recursos de serviços auxiliares, dar partida e sincronizar o número mínimo de unidades geradoras definido na instrução de recomposição da área a qual a usina está inserida.

Em 2014 foi concluído o processo de venda da participação da Itapebi para a Termopernambuco. Após este processo, a Neoenergia e Termopernambuco detêm 42% e 58% participação acionária, respectivamente, na Itapebi.

Termopernambuco

A Usina Termelétrica Termopernambuco, com 100% de participação da Neoenergia, localizada no Complexo Industrial e Portuário de Governador Eraldo Gueiros (SUAPE), no município de Ipojuca, estado de Pernambuco, iniciou sua operação em 15 de maio de 2004.

A UTE Termopernambuco trabalha com a tecnologia de ciclo combinado de modo a obter um melhor rendimento na sua produção e, em paralelo, minimizar o impacto ao meio ambiente. A usina é constituída por 2 grupos geradores movidos por turbinas a gás natural, acoplados a 2 caldeiras de recuperação de calor, que produzem o vapor utilizado para mover o grupo gerador a vapor, além dos sistemas auxiliares. Esse conjunto formado pelas três turbinas é capaz de gerar uma potência elétrica de 532 MW médios.

Durante todo o ano de 2014, a Usina esteve despachada pelo ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. A geração bruta de 3.782 GWh em 2014 foi a maior de sua história, correspondendo a um aumento de 7,9% em relação à geração do ano de 2013.

Apesar de mais elevada, a geração foi suficiente para o atendimento de 91% dos contratos de venda de energia (PPAs) em 2014, e o resultado foi impactado negativamente pela exposição a elevados preços do PLD durante as paradas programadas e não programadas da usina ao longo do ano.

Afluente G

A base acionária da Afluente G é composta pela Neoenergia, Iberdrola, Previ e *free float* com 87,84%, 8,50%, 2,29% e 1,37% de participação respectivamente. A Companhia é proprietária das UHEs Alto Fêmeas e Presidente Goulart, no estado da Bahia. A UHE Alto Fêmeas, localizada no Rio das Fêmeas, no município de São Desidério, gera energia elétrica por meio de três unidades geradoras com capacidade nominal total de 10,65 MW e 8,55 MW médios de garantia física e a UHE Presidente Goulart, localizada no Rio Corrente, no município de Correntina, gera energia elétrica por meio de duas unidades geradoras com capacidade nominal total de 8 MW e 7,20 MW médios de garantia física.

Em 2014, o desempenho operacional das usinas da Afluente G foi prejudicado pela baixa afluência do Rio Correntina decorrente da estiagem registrada no referido ano. Este ano, a UHE Presidente Goulart apresentou índices de disponibilidade e confiabilidade de 88,31% e 98,18%, respectivamente. A geração de energia bruta totalizou 46.807,45 MWh, que corresponde a 74,30% da energia assegurada. Não foram registradas ocorrências relevantes nos equipamentos (paradas forçadas), ratificado no alto índice de confiabilidade da planta.

A UHE Alto Fêmeas obteve durante o ano um índice de disponibilidade de 94,49% e confiabilidade de 99,04%, com uma geração bruta total de 76.136,77 MWh, o que correspondeu a 96,55% da garantias física. A geração media do ano fechou em 8,38MW, um pouco abaixo da garantia física da usina que é de 8,55MW.

Em setembro/2014 a ANEEL emitiu o despacho nº 3.706 publicando a exclusão da UHE Correntina (UHE Presidente Goulart) do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE a partir de 1º de janeiro de 2015. O impacto da exclusão da usina será mitigado através de estratégia de compra de energia de longo prazo feita entre as usinas do Grupo Neoenergia través da nossa comercializadora – NC Energia.

Em 2014 as UHEs Correntina e Alto Fêmeas passaram a ser operadas através do Centro de Operação do Sistema – COS da Neoenergia localizado na Sede do Grupo no Rio de Janeiro. Essa operação remota das usinas só foi possível em função dos investimentos realizados em 2013 com modernização e automatização dos equipamentos das plantas.

Em 2014, o principal investimento da Afluente G foi a conclusão da automatização das comportas vagão e seguimento da PCH Alto Fêmeas. Por fim, este ano, foram executadas atividades de manutenção corretiva e

preventiva em todos os sistemas das PCHs Correntina e Alto Fêmeas.

A AFLUENTE G possui um contrato de compra e venda de energia elétrica com a COELBA, vigente até o ano de 2027.

Rio PCH I

A base acionária da Rio PCH I é composta pela Neoenergia e PCH Administração e Participações com 70% e 30% de participação respectivamente. A Rio PCH I é responsável pela operação das Pequenas Centrais Elétricas (PCH's) de Pirapetinga e Pedra do Garrafão, ambas localizadas no Rio Itabapoana na divisa entre os estados do Rio de Janeiro e do Espírito Santo com capacidade instalada de 20 MW e 19 MW respectivamente.

No ano de 2014, a PCH Pirapetinga apresentou índices de disponibilidade e confiabilidade de 76,63% e 99,72%, respectivamente. A geração de energia bruta totalizou 53.431,94 MWh, que corresponde a 48,07% da garantia física. A PCH Pedra do Garrafão obteve durante o ano um índice de disponibilidade de 94,60% e confiabilidade de 99,00%, com uma geração bruta total de 49.933,66 MWh, o que correspondeu a 47,84% da garantia física. A diferença entre a garantia física e a energia gerada é coberta pelo mecanismo de realocação de energia (MRE), em que participam os geradores hidráulicos do país, resultando assim na maximização da utilização dos recursos hídricos.

Em 2014 foi realizada uma manutenção em garantia de recuperação no túnel de adução da PCH Pirapetinga. Em paralelo à recuperação do túnel de adução, foi executada pela HISA a Substituição em Garantia do Rotor da Turbina da UG2.

Em 28 de Julho de 2014 foi publicada no Diário Oficial a Portaria nº 187 com a definição de que a PCH Pedra do Garrafão terá uma redução de 5% na sua Garantia Física, a qual passará dos atuais 11,91 MWmédios para 11,31 MWmédios, a partir de Janeiro de 2015.

Em 29 de janeiro de 2015 foi Publicada no Diário Oficial a Portaria nº30 a redução da Garantia Física da PCH Pedra do Garrafão dos 11,31MWmédios para 10,75 MWmédios a partir de 01 de Julho de 2015.

Goiás Sul

A base acionária da Goiás Sul é composta pela Neoenergia com 100% de participação. A Goiás Sul é constituída pelas Pequenas Centrais Hidrelétricas de Nova Aurora e Goiandira, que possuem, respectivamente, 21 MW e 27 MW de capacidade instalada e estão localizadas no Rio Veríssimo, entre os municípios de Nova Aurora e Goiandira, estado de Goiás**.**

Este ano, a PCH Goiandira apresentou índices de disponibilidade e confiabilidade de 77,63% e 93,12%, respectivamente. A geração de energia bruta totalizou 83.437,72 MWh, que corresponde a 55,70% da garantia física.

A PCH Nova Aurora obteve durante o ano um índice de disponibilidade de 91,64% e confiabilidade de 99,68%, com uma geração bruta total de 62.901,51 MWh, o que correspondeu a 58,04% da garantia física.

A diferença entre a garantia física e a energia gerada é coberta pelo mecanismo de realocação de energia (MRE), em que participam os geradores hidráulicos do país, resultando assim na maximização da utilização dos recursos hídricos.

Bahia PCH

A base acionária da Bahia PCH é composta pela Neoenergia com 100% de participação. A Bahia PCH é

responsável pela PCH Sítio Grande que está localizada no Rio das Fêmeas, município de São Desidério, estado da Bahia, e possui potência instalada de 25 MW com garantia física de 19,6 MW médios.

Em 2014 foi gerado o montante bruto de 136.311,37 MWh, o qual representou 79,25% da garantia física. O fator de carga médio da Usina foi de 62,2%, produzindo 15,55 MW médios.A diferença entre a garantia física e a energia gerada é coberta pelo mecanismo de realocação de energia (MRE), em que participam os geradores hidráulicos do país, resultando assim na maximização da utilização dos recursos hídricos.

O índice de disponibilidade da Usina em 2014 foi de 88,45% e o índice de confiabilidade foi de 97,67%.

Corumbá III

A base acionária da Corumbá III é composta pela Geração CIII com 60% e Consórcio Corumbá III com 40%, a Neoenergia controla 100% de Geração CIII e 15,58% do Consórcio, portanto, no total tendo 66,2% de controle acionário na Usina. A Corumbá III é uma Usina Hidroelétrica (UHE) instalada no rio Corumbá no estado de Goiás. A energia é gerada através de 2 unidades geradoras, com turbinas tipo Francis Vertical, de potências iguais, totalizando capacidade instalada de 96,5 MW.

Em 2014 foi gerado o montante bruto de 392.638,90 MWh, o qual representou 88,09% da garantia física. O fator de carga médio da Usina foi de 46,49%, produzindo 44,84 MW médios. A diferença entre a garantia física e a energia gerada é coberta pelo mecanismo de realocação de energia (MRE), em que participam os geradores hidráulicos do país, resultando assim na maximização da utilização dos recursos hídricos.

O índice de disponibilidade da Usina em 2014 foi de 95,99% e o índice de confiabilidade foi de 99,73%.

Baguari

A base acionária de Baguari I é composta pela Neoenergia, CEMIG GT e Furnas com 51%, 34% e 15% de participação respectivamente. A Baguari é uma Usina Hidroelétrica (UHE) instalada no rio Doce no estado de Minas Gerais. A energia é gerada através de 4 unidades geradoras, com turbinas tipo Bulbo, de potência iguais, totalizando capacidade instalada de 140 MW

Em 2014 foi gerado o montante bruto de 375.897,35 MWh, o qual representou 53,45% da garantia física. O fator de carga médio da Usina foi de 30,62%, produzindo 42,87 MW médios.A diferença entre a garantia física e a energia gerada é coberta pelo mecanismo de realocação de energia (MRE), em que participam os geradores hidráulicos do país, resultando assim na maximização da utilização dos recursos hídricos.

O índice de disponibilidade da Usina em 2014 foi de 97,17% e o índice de confiabilidade foi de 98,76%.

Dardanelos

A base acionária de Dardanelos é composta pela Neoenergia, Eletronorte e CHESF com 51%, 24,5% e 24,5% de participação respectivamente. A UHE Dardanelos está localizada no Rio Aripuanã, município de Aripuanã, estado do Mato Grosso. A usina possui capacidade nominal de 261 MW

Em 2014 foi gerado o montante de 1.237.540,00 MWh, o qual representou 91,60% da garantia física. O fator de carga médio da Usina foi de 54,36%, produzindo 141,89 MW médios.A diferença entre a garantia física e a energia gerada é coberta pelo mecanismo de realocação de energia (MRE), em que participam os geradores hidráulicos do país, resultando assim na maximização da utilização dos recursos hídricos.

O índice de disponibilidade da Usina em 2014 foi de 96,47% e o índice de confiabilidade foi de 98,69%.

Energyworks

A EnergyWorks é uma empresa 100% da Neoenergia que efetua o outsourcing de centrais de cogeração, realizando a concepção, o investimento, a operação e a manutenção, fornecendo energia elétrica, energia térmica e outras utilidades a clientes industriais através de contratos de longo prazo. Possui atualmente 5 centrais de cogeração em operação, que totalizam 83 MW de capacidade de geração de energia elétrica e 355 t/h de produção de vapor:

- A Central de cogeração de Pacatuba, CE, em operação desde 1998, fornece energia e vapor à fábrica da Heineken.

- A central de Cogeração EnergyWorks Brahma – RJ fornece vapor e energia para a fábrica da AmBev localizada em Campo Grande no Rio de Janeiro, desde 1999.

- As centrais de cogeração de Balsa Nova – PR e Mogi Guaçu – SP, em operação desde 2002 e 2003 respectivamente, fornecem vapor e energia para as fábricas da Ingredion Brasil – Ingredientes Industriais, localizadas nesses municípios.

- A Capuava Energy é uma empresa 100% da EnergyWorks e possui uma central de cogeração que fornece energia elétrica para a unidade de Santo André-SP da Braskem, utilizando vapor de processo da petroquímica para acionamento de um grupo turbogerador com capacidade de 17 MW. Em 2014 foi realizada uma revisão geral de 100.000 horas de operação desse grupo turbogerador.

Em 2014 a EnergyWorks, incluindo a Capuava Energy, forneceu 463 GWh e 2.034.261 toneladas de vapor aos seus clientes, o que representou, respectivamente, reduções de 12% e 8% em relação ao ano de 2013.

Parques Eólicos

O Grupo Neoenergia, através de uma *Joint Venture* com a Iberdrola, arrematou no 2º Leilão de Fontes Alternativas promovido pela ANEEL em 2010, 10 parques eólicos que juntos totalizam 288 MW de capacidade instalada e 124,6 MW médios de garantia física. Os parques eólicos estão localizados na região Nordeste, sendo três no estado da Bahia (Caetité 1, Caetité 2 e Caetité 3) e sete no estado do Rio Grande do Norte (Arizona 1, Calango 1, Calango 2, Calango 3, Calango 4, Calango 5 e Mel 2).

Encontram-se em operação comercial os seguintes parques:

- Arizona 1:desde 01 de outubro de 2013;
- Mel 2: desde 19 de fevereiro de 2013;
- Caetité 1: desde 03 de outubro de 2014;
- Caetité 2: desde 08 de outubro de 2014;
- Caetité 3: desde 08 de outubro de 2014.

Os Parques Eólicos, Caetité 2 e Caetité 3 tiveram suas obras concluídas em março de 2013, receberam o status de “Aptos a Operação Comercial” desde 22 de março de 2013 (Despachos ANEEL nº 1573 e 1574/2013); e em 8 de outubro de 2014, esses empreendimentos entraram em operação comercial (Despachos ANEEL n° 4047 e 4048/2014), em função da finalização das obras e operação da Subestação da CHESF - Igaporã 2. Neste mesmo Complexo, o parque Caetité 1, que teve sua energia comercializada no mercado livre, entrou em operação comercial em 03 de outubro de 2014 (Despacho ANEEL n° 4024/2014).

Em setembro de 2013 os Parques Eólicos Calango 1, Calango 2, Calango 3, Calango 4 e Calango 5 tiveram suas obras concluídas e estão “Aptos a Operação Comercial” desde 01 de setembro de 2013 através dos Despachos ANEEL nº 3313, 3314, 3315, 3316, 3317/2013. Estes sete empreendimentos continuam sem poder iniciar o estado

operacional comercial imediato devido a atrasos na construção dos sistemas de transmissão. A disponibilidade da conexão está prevista para o segundo semestre de 2015.

Em 2014 foram arrematados mais 06 parques eólicos nos Leilões A-3 e A-5 promovidos pela ANEEL, que somados representam um acréscimo de 174 MW de potência instalada e 100,7 MW médios de Garantia Física ao portfólio apresentado.

No Leilão A-3, realizado em junho/14, foram adquiridos os parques Calango 6, Santana I e Santana II. Os referidos parques totalizam 84 MW de potência instalada e 48,6 MW médios de Garantia Física e têm previsão para entrarem em operação comercial até 1º de janeiro de 2017. Esses Parques assinarão Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) com Distribuidoras de Energia Elétrica e os respectivos Contratos de Conexão – (CCT), a serem firmados com a Chesf, já estão em fase de negociação e deverão ser assinados até o dia 09 de março de 2015, conforme determinado pela ANEEL, por meio da Resolução Autorizativa nº 4.876/2014. No Leilão A-5, realizado aproximadamente 05 meses após o A-3, foram arrematados os parques Lagoa 1, Lagoa 2 e Canoas com um total de 90 MW de potência instalada e 52,1 MW/med. de Garantia Física.

Ainda em 2014, a Força Eólica do Brasil, denominação da Joint Venture entre Iberdrola e Neoenergia, foi parcialmente cindida, resultando em 3 empresas, A Força Eólica do Brasil, Força Eólica do Brasil 1 e Força Eólica do Brasil 2. O capital que inicialmente era de Força Eólica, empresa original, foi transferindo parcialmente para Força Eólica do Brasil 1 S.A. e para Força Eólica do Brasil 2 S.A, ficando com a empresa original os parques em fase Pré Operacional. Assim sendo, após a mencionada reorganização societária a Força Eólica do Brasil 1 S.A. passou a controlar diretamente os parques eólicos Calango 1, Calango 4, Calango 5, Caetité 1 e Caetité 2; enquanto a Força Eólica do Brasil 2 S.A, passou a controlar a FE Participações S.A., que, por sua vez, é controladora dos parques eólicos Calango 2, Calango 3, Caetité 3, Arizona 1 e Mel 2.

Os parques eólicos que firmaram contratos de financiamento diretamente com o BNDES e de repasse de seus recursos através do Banco do Brasil receberam um montante total de R$ 381.961 mil dos R$ 389.120 mil e de R$ 350.494 mil dos 378.600 mil, respectivamente até 2014.

5.2.2. Investimentos em Fase Pré - Operacional

UHE Teles Pires

Em 17 de dezembro de 2010, no leilão 04/2010 promovido pela ANEEL, a Neoenergia (50,1%) junto com seus sócios Furnas (24,5%), Eletrosul (24,5%) e Odebrecht Participações e Investimentos (0,9%) adquiriu autorização para a implantação da Usina Hidrelétrica de Teles Pires localizada no rio Teles Pires, situado entre as cidades de Paranaíta/MT e Jacareacanga/PA.

A Companhia Hidrelétrica Teles Pires é a responsável pela implantação da hidrelétrica que terá capacidade instalada de 1.820 MW e energia firme de 915,4 MW médios. Para financiar a construção do projeto, em Maio de 2012 realizou a emissão de debêntures no montante de R$ 650 MM e, em Setembro de 2012, firmou contratos de financiamento direto com o BNDES e por meio de repasse de seus recursos através do Banco do Brasil, no total de R$ 2.412 MM, do qual R$ 2.408 MM já foram liberados.

Termo de Compromisso com Aneel

Considerando que os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado da Companhia Hidrelétrica Teles Pires estabelecem o início do suprimento em 1º de janeiro de 2015, que a UHE Teles Pires protocolou na ANEEL em 12 de janeiro de 2015 o pedido de liberação como apta à operação comercial da primeira unidade geradora e que o sistema de transmissão necessário ao escoamento da energia produzida pela usina se encontra atrasado e com previsão de entrada em operação em 31/07/2015, foi assinado em 10 de

fevereiro de 2015, conforme aprovado na Reunião de Diretoria da ANEEL de 27 de janeiro de 2015, o Termo de Compromisso entre ANEEL e a Companhia Hidrelétrica Teles Pires, para o equacionamento das obrigações previstas nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado vinculados à UHE Teles Pires, no período de janeiro a abril de 2015.

UHE Belo Monte

Em 20 de abril de 2010, no leilão 006/2009 promovido pela ANEEL, a empresa Norte Energia S.A adquiriu autorização para a implantação da Usina Hidrelétrica de Belo Monte localizada no Rio Xingu, em Altamira no estado do Pará. A Neoenergia possui 10% de participação na Norte Energia, através da SPE Belo Monte Participações S.A.

A Usina terá capacidade instalada de 11.233 MW, energia firme de 4.571 MW médios

Em dezembro de 2012, a Norte Energia S.A contratou financiamento de longo prazo com o BNDES nas modalidades direta e indireta - através de repasse dos bancos BTG Pactual e Caixa Econômica Federal - no valor total R$ 22.500 MM, no qual foram liberados R$ 4.765 MM, liquidando os empréstimos-ponte realizados. Foi liberado um total de R$ 15.391 MM, sendo R$ 7.074 MM somente em 2014.

UHE Baixo Iguaçu

Em setembro de 2008 a Neoenergia, através da sua subsidiária integral Geração Céu Azul, arrematou a concessão para construção e exploração da Usina Hidrelétrica de Baixo Iguaçu no 7º Leilão de Energia Nova A-5 organizado pela ANEEL. A UHE será construída no Rio Iguaçu, estado do Paraná, e terá capacidade instalada de 350 MW e 172,8 MW médios de garantia física.

A UHE Baixo Iguaçu foi arrematada pela Neoenergia com preço ofertado de R$ 99,00/MWh, o que representou um deságio de 19,5% em relação ao preço de referência de R$ 123,00/MWh estipulado pela ANEEL para este leilão. A usina fornecerá 121 MW médios no mercado regulado e 47 MW médios serão comercializados no mercado livre.

Em 23 de maio de 2013 foi aprovada em Reunião do Conselho de Administração da Neoenerrgia e Geração Céu Azul a participação da Copel G&T na implantação da UHE Baixo Iguaçu, através da constituição de consórcio Baixo Iguaçu. A nova estrutura do projeto passou a seguinte participação: 70% da Neoenergia e 30% da Copel G&T.

Em 27 de agosto de 2013 foi assinado o acordo de consorciados e o Contrato de Constituição do Consórcio. Porém só ao final de julho de 2014 a ANEEL anuiu o pedido de entrada da Copel no Consórcio, formalizando assim, a transferência de 30% do Consórcio Baixo Iguaçu para a Copel G&T.

Em julho de 2014, a Geração Céu Azul, recebeu decisão judicial proferida pelo TRF 4ª Região determinando a suspensão das obras da UHE Baixo Iguaçu, por considerar necessária a autorização prévia do ICMBio em cada etapa do licenciamento. A referida decisão judicial determinou também que a paralisação ocorresse de forma segura. A Geração Céu Azul elaborou o plano de desmobilização para a interrupção das obras, que, por sua vez, foi apresentado e aprovado pelo Instituto Ambiental do Paraná (IAP), permitindo, assim, a interrupção gradual das atividades.

Este plano teve como premissa a desmobilização de equipamentos e mão de obra de forma segura e apresentou três pontos principais: o resgate de equipamentos submersos; a conclusão dos trabalhos de recuperação emergencial de estradas vicinais e a desmobilização dos equipamentos e mão de obra.

Em outubro de 2014, foram concluídas as atividades constantes do plano de desmobilização. No âmbito judicial, a Geração Céu Azul e o IAP vem apresentando vários recursos perante ao TRF - 4ª região e STJ, até então sem obter sucesso na reversão da decisão que suspendeu as obras. Em paralelo, a Geração Céu Azul vem promovendo todos os esforços para conciliar um entendimento com os órgãos, ainda sem sucesso.

5.3. COMERCIALIZAÇÃO

Em 2014 a NC Energia contratou operações na ordem de 569 MWméd, realizando vendas totais acima de R$ 1 bilhão.

5.4. TRANSMISSÃO

5.4.1. Em Operação

Afluente T

A base acionária da Afluente G é composta pela Neoenergia, Iberdrola, Previ e free float com 87,84%, 8,50%, 2,29% e 1,37% de participação respectivamente. Com potência instalada de 600 MVA (seis transformadores de 100 MVA cada), a Afluente T é composta por ativos instalados nas Subestações de Tomba, Funil, Brumado II, Itagibá, Ford, Pólo e Camaçari II, além de 476 km de Linhas de Transmissão, sendo 358 km em 230kV e 118 km em 138kV.

Em 31 de maio de 2011, foi emitida a Resolução Autorizativa 2.920 da ANEEL para remanejamento das Linhas de Transmissão Camaçari II/Pólo e Governador Mangabeira/Tomba, e as ações para execução das obras estão em andamento com previsão de conclusão em Abril/2015. Com o remanejamento da Linha Camaçari II/Pólo foram incorporados dois novos bays da Subestação Camaçari IV, que entrou em operação comercial em janeiro de 2015.

Em 2012, o Grupo Neoenergia venceu o leilão para ampliar a subestação Brumado II, pertencente à Afluente T. Apesar da subestação pertencer à Afluente T, os novos ativos serão construídos e operados pela SE Narandiba S.A., outra empresa do Grupo Neoenergia. A unidade estará ligada ao sistema já operado pela Afluente T e sua operação comercial teve início em 23 de setembro 2014.

Em 2014, a disponibilidade apresentada pela Afluente T foi de 99,89%, bem em linha com o desempenho realizado nos 3 últimos anos. Este indicador é importante, pois as concessionárias de transmissão de energia elétrica têm a qualidade do serviço aferida pela ANEEL através da disponibilidade do sistema de transmissão. A partir do tempo de indisponibilidade da Transmissora a ANEEL calcula a Parcela Variável, que é a parcela a ser deduzida da receita da transmissora em função da não prestação adequada do serviço público de transmissão.

A Afluente T trabalha para que o transporte da energia elétrica ocorra de maneira eficiente e segura, oferecendo condições para que as concessionárias de distribuição atendam aos seus consumidores finais. A transmissão da energia é uma função estratégica para assegurar o abastecimento tanto no campo, quanto nos grandes centros urbanos.

SE Narandiba S.A.

A base acionária da Narandiba é composta pela Neoenergia com participação de 100%. Composta pelas subestações Narandiba, Extremoz II e Brumado II, que compuseram os Leilões de Transmissão ANEEL, nº 006/2008, 006/2011 e 005/2012, respectivamente,

A Subestação Narandiba, que atende à população de Salvador, entrou em operação em 2010 com potência instalada de 200MVA. Esse empreendimento foi concebido com equipamentos de última geração, que oferecem mais confiabilidade e segurança à operação, além de ocupar menos espaço. Sua construção teve baixo impacto ambiental e fez parte do Programa de Aceleração de Crescimento (PAC), do Governo Federal.

Através da Resolução Autorizativa nº 3.230, publicada no dia 15 de Dezembro de 2011, a SE NARANDIBA S.A foi autorizada a implantar reforços em nas instalações da Subestação Narandiba. Em 2013 foram realizados os reforços, conforme especificações a seguir:

1. Instalação de um módulo de conexão em 230 kV, isolado a SF6 (GIS), referente ao terceiro transformador trifásico 230/69kV, 100MVA;
2. Instalação do 3º transformador trifásico 230 230/69kV, 100MVA;
3. Instalação de módulo de conexão em 69kV, com isolação mista (GIS e AIS), referente ao terceiro transformador trifásico 230/69kV, 100MVA.

A obra de ampliação foi concluída em fevereiro de 2014.

Em 2014, a disponibilidade apresentada pela SE Narandiba foi de 99,91%.

SE Brumado II

A Neoenergia arrematou em junho de 2012, a concessão para Construção, Operação e a Manutenção da expansão da Subestação Brumado II localizada no estado da Bahia. Este ativo está abaixo da empresa SE Narandiba que é controlada 100% pela Neoenergia.

Foi instalado um transformador de 100 MVA 230/138 kV e as Conexões de Unidades Transformadoras, Entradas de Linha, Interligações de Barras; barramentos, instalações vinculadas e demais instalações necessárias às funções de medição, supervisão, proteção, comando, controle, telecomunicação, administração e apoio.

A subestação beneficiará a Região Sudoeste da Bahia, composta por 30 municípios, entre os quais se destacam, Brumado e Vitória da Conquista, ampliando a oferta e melhorando os níveis de tensão e a confiabilidade do sistema elétrico regional.

A obra foi concluída em 23 de setembro de 2014.

O Projeto conta com financiamento na linha FINAME PSI, contratado junto ao BNDES, no montante de R$ 8.182 mil, dos quais já foram liberados R$ 6.136 mil.

Camaçari IV

A Afluente T, em 31 de maio de 2011, foi autorizada através da Resolução Autorizativa nº 2.920, a executar a Instalação de 2 módulos de entrada de Linha em 230 kV e Remanejamento da SE Camaçari II para a SE Camaçari IV, localizadas no estado da Bahia, para reforçar o suprimento de energia na Região Metropolitana de Salvador, seguindo o escopo de fornecimento:

I - LT 230 kV Tomba/ Governador Mangabeira C2: complementação do circuito para separar este do circuito da LT 230 kV Camaçari II/ Governador Mangabeira, sob responsabilidade da CHESF, com a construção de 1, 055 km de circuito duplo com um condutor por fase do tipo CAA 636 MCM GROSBEAK e dois cabos para raios por fase de aço 7,94 mm2.

II - LT 230 kV Camaçari II/ Pólo C1/C2: Remanejamento para a futura Subestação Camaçari IV, com a construção de 0,3 km com cabos GROSBEAK, 636 MCM.

III - Subestação Camaçari IV: 2 (dois) Módulos de Entrada de Linha 230 kV e Acréscimo de Módulo de Infraestrutura Geral pela instalação dos dois módulos de entrada de linha 230 kV.

O empreendimento entrou em operação comercial em janeiro de 2015.

A Companhia recebeu o montante total de R$ 1.607 mil financiados, proveniente do Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito Fixo nº 40/00971-8, assinado em 6 de agosto de 2014.

5.4.2. Investimentos em Fase Pré-Operacional

SE Extremoz II

Está em andamento a ampliação da SE Extremoz II, de 230/69 kV 2 x 150 MVA, no Rio Grande do Norte, que foi arrematada no lote G do Leilão de Transmissão nº 006/2011 realizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) no dia 16/12/2011 na Bolsa de Valores de São Paulo (BM&F Bovespa). O lance vencedor da empresa no valor de R$ 2.278.800,00 teve deságio de 43,53% sobre a Receita Anual Permitida (RAP) inicial de R$ 4.035.440,00.

Localizada no município de Extremoz, a cerca de 16 km de Natal, a subestação permitirá atender à crescente demanda de energia no setor norte da Região Metropolitana de Natal, capital do Estado, bem como auxiliar no escoamento oriundo da expansão no parque eólico do Estado. O empreendimento prevê investimentos de R$ 22 milhões com modelo de contratação *turn key* com a parceira Toshiba.

A ampliação da subestação Extremoz II pela Narandiba S.A. irá proporcionar maior segurança e confiabilidade ao sistema na cidade de Natal, Estado do Rio Grande do Norte. A subestação está com previsão de energização para janeiro de 2015. Após entrada em operação comercial a SE Extremoz II estará ligada à Empresa SE Narandiba S.A.

O Projeto conta com financiamento na linha FINAME PSI, contratado junto ao BNDES, no montante de R$ 5.458 mil, já integralmente liberados.

Potiguar Sul

Em 10 de maio de 2013, no leilão de transmissão da ANEEL 001/2013, o Grupo Neoenergia adquiriu o lote G. O Projeto consiste na construção, operação e manutenção da Linha de Transmissão de 500 Kv para conexão nas subestações Campina Grande III, na Paraíba e Ceará-Mirim II, no Rio Grande do Norte, totalizando aproximadamente 196 km de linha, passando por 54 municípios.

O projeto está sendo desenvolvido pela SPE Potiguar pertencente em 100% ao Grupo Neoenergia. O contrato de concessão foi assinado junto a ANEEL em 1º de agosto de 2013, sendo a entrada em operação comercial prevista para 28 meses a contar dessa assinatura, ou seja, para 1º de dezembro de 2015. O prazo de concessão é de 30 anos, podendo, a critério exclusivo da ANEEL, ser renovado por no máximo outros 30 anos. Em setembro de 2014 foi obtida a Licença de Instalação para a obra e emitida a ordem de serviço.

6. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO CONSOLIDADO

Dados econômicos-financeiros (R$ mil)	Acumulado		Variação
	2014	2013	%
Receita Operacional Bruta	**16.606.018**	**14.382.150**	**15,46**
Receita Operacional Líquida	12.308.947	10.592.225	16,21
EBITDA	**2.433.429**	**2.333.588**	**4,28**
Resultado do Serviço - EBIT	1.664.718	1.653.243	0,69
Resultado Financeiro	(700.361)	(256.649)	172,89
Lucro Líquido Antes das Participações Minoritárias	776.886	1.123.565	(30,86)
Lucro Líquido Participações Minoritárias	120.206	197.065	(39,00)
Lucro (Prejuízo) Líquido	**656.680**	**926.500**	**(29,12)**

Indicadores Financeiros de Margem (%)	2014	2013	Variação (%)
Margem EBITDA	19,77%	22,03%	(2,26)
Margem EBIT	13,52%	15,61%	(2,08)
Margem Líquida Consolidada	5,33%	8,75%	(3,41)

Informações Patrimoniais Consolidadas (R$ mil)	2014	2013	Variação (%)
Ativo Total	22.657.862	20.794.202	8,96
Dívida Bruta	8.263.654	7.185.548	15,00
Dívida Líquida[1]	7.105.707	5.178.486	37,22
Patrimônio Líquido Consolidado	9.933.271	9.737.612	2,01
Patrimônio Líquido Atribuído aos Controladores	9.158.431	9.055.984	1,13

Indicadores Financeiros de Dívida	2014	2013	Variação (%)
Dívida Líquida/EBITDA[2]	2,92	2,22	31,59
Índice de Endividamento[3]	0,39	0,31	27,61

[1]Dívida líquida de disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários
[2]EBITDA ou Lucro Líquido de 12 meses
[3]Índice de Endividamento Líquido = Dívida líquida/Dívida líquida + Patrimônio Líquido
p.p - Pontos Percentuais

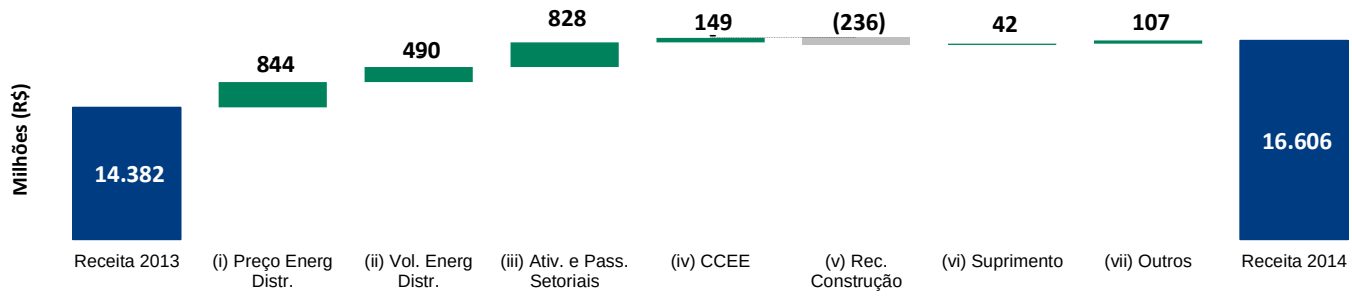
Atendendo à Instrução CVM nº 527 demonstramos no quadro a seguir a conciliação do EBITDA (sigla em inglês para Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização, LAJIDA) e complementamos que os cálculos apresentados estão alinhados com os critérios dessa mesma Instrução:

Conciliação do LAJIDA (EBITDA) - R$ Mil	Acumulado		Variação (%)
	2014	2013	Acumulada
Lucro (Prejuízo) Líquido	656.680	926.500	(29,12)
Participações Minoritárias	120.206	197.065	(39,00)
Lucro Líquido Antes das Participações Minoritárias (A)	776.886	1.123.565	(30,86)
Imposto de Renda e CSLL - Corrente e diferido (B)	187.471	273.029	(31,34)
Amortização e Depreciação (C)	679.782	589.505	15,31
Amortização de ágio (D)	88.929	90.840	(2,10)
Receitas Financeiras (E)	(1.220.661)	(888.449)	37,39
Despesas Financeiras (F)	1.921.022	1.145.098	67,76
LAJIDA (EBITDA) = (A) + (B) + (C) + (D) + (E) + (F)	**2.433.429**	**2.333.588**	**4,28**

6.1. RECEITA OPERACIONAL BRUTA

Receita Operacional Bruta Consolidada - R$ mil	Acumulado		Variação	
	2014	2013	R$ mil	%
Residencial	5.150.211	4.635.306	514.905	11,11
Industrial	1.530.809	1.290.927	239.882	18,58
Comercial	2.926.018	2.571.243	354.775	13,80
Rural	552.428	475.567	76.861	16,16
Poder público	641.977	593.369	48.608	8,19
Iluminação pública	331.463	285.033	46.430	16,29
Serviço público	429.913	377.405	52.508	13,91
Receita de uso de rede	315.808	331.619	(15.811)	(4,77)
Fornecimento Faturado	**11.878.627**	**10.560.469**	**1.318.158**	**12,48**
Fornecimento não faturado	81.329	(22.667)	103.996	(458,80)
Total Fornecimento	**11.959.956**	**10.537.802**	**1.422.154**	**13,50**
Subvenção à tarifa social baixa renda	997.851	911.901	85.950	9,43
Suprimento	978.277	936.130	42.147	4,50
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	344.659	195.746	148.913	76,07
Valores a Receber da Parcela A e Outros Itens Financeiros	828.179	-	828.179	-
Receita de construção da infraestrutura da concessão	1.167.440	1.403.797	(236.357)	(16,84)
Receita de concessão	34.874	33.184	1.690	5,09
Outras receitas	294.782	363.590	(68.808)	(18,92)
Receita Operacional Bruta Consolidada	**16.606.018**	**14.382.150**	**2.223.868**	**15,46**

A receita operacional bruta consolidada apurada no ano de 2014 foi de R$ 16,6 bilhões e representou um aumento de 15,46% em relação ao ano de 2013, quando foi de R$ 14,4 bilhões. Segue avaliação dos principais impactos:



(i) Aumento em função preço da tarifa de venda do mercado cativo, em decorrência do reajuste tarifário ocorrido a partir de abril de 2014 de 14,86%, 15,99% e 12,21% na Coelba, na Celpe e na Cosern, respectivamente.

(ii) Aumento da receita em função dos maiores volumes de energia distribuídos que foram 1.631 GW/h superiores em 2014 do que no ano anterior. Esse aumento foi decorrente, principalmente, da maior base de cliente e também pelo seu maior consumo. Observando a base de clientes, constata-se que as principais classes que contribuíram para esse incremento de 340 mil clientes foram a residencial e a comercial, com 312 mil e 30 mil, respectivamente. Essa variação foi parcialmente compensada por uma redução da base de clientes indústrias em aproximadamente 10 mil, tendência já observada em períodos anteriores, porém, que não veio a interferir significativamente na receita observada nessa classe, pois o consumo médio aumentou em 46,5%. Adicionalmente, também contribuem

com o aumento nos volumes consumidos nas distribuidoras as três principais classes de clientes que são: a residencial, a industrial e a comercial, pois seus consumos médios variaram positivamente em 1,98%, 46,5% e 0,56%, respectivamente.

(iii) Aumento de R$ 828 milhões nos valores a receber da parcela A e outros itens financeiro em função do reconhecimento dos saldos de Ativos e Passivos Financeiros Setoriais. No 4º trimestre de 2014, as três distribuidoras do Grupo assinaram aditivos contratuais que vieram a garantir o reconhecimento das diferenças tarifárias em uma eventual indenização ao fim da concessão, tanto por decaimento do prazo contratual, quanto por interrupção deste. Essas diferenças tarifárias temporárias foram geradas em função dos custos variáveis acima do previsto que antes não podiam ser reconhecidas, porém, com a mudança contratual, que reduziu as incertezas inerentes aos fluxos de caixa futuros, todos os valores foram reconhecidos prospectivamente, conforme previsto pelo OCPC 08, aprovado pela Deliberação da CVM nº 732, de dezembro de 2014.

(iv) A variação na receita auferida em âmbito da CCEE, a liquidação de curto prazo ou os contratos no Âmbiente de Contratação Livre (ACL), teve origem, principalmente, nas Companhias Termope e NC Energia. Na Termope, o aumento no montante de R$ 130 milhões, decorrente dos elevados preços médios da PLD observados durante o ano de 2014 que favoreceram as vendas dos excedentes de energia produzidos, principalmente, de julho a novembro de 2014. Na NC Energia, o aumento no montante de R$ 28 milhões decorre da mesma conjuntura que favoreceu o aumento da PLD. Ela contribuiu para elevação dos preços praticados no ACL e ainda que os volumes negociados pela NC tenham sido inferiores aos observados em 2013, o preço médio praticado mais do que compensou essa redução dos volumes.

(v) Redução da receita de construção em função da redução dos investimentos realizados pelas três distribuidoras do Grupo. Conforme determina o ICPC 01 e o OCPC 05, as concessionárias de serviço público de distribuição são obrigadas a reconhecer receita e custos de construção decorrentes de investimentos nas instalações e redes de distribuição. Salientamos que devido à política contábil adotada pelo Grupo, cujas margens entre a receita e custo de construção são iguais a zero, assim, considerando as característica da operação, a redução na receita não impactou o resultado das Companhias.

(vi) O aumento de R$ 42 milhões na receita de suprimento de energia foi, principalmente, decorrente do início em 2014 da consolidação da receita auferida pelos parques eólicos em operação, Calando 1, 4 e 5 e Caetité 2. O início da consolidação ocorreu em função da cisão e das mudanças no acordo de acionistas da Força Eólica do Brasil, já mencionado anteriormente neste documento.

6.2. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Custos, Despesas Operacionais e Resultado de participação - R$ mil	Acumulado		Variação	
	2014	2013	R$ mil	%
Energia comparada para revenda	(6.000.287)	(4.155.369)	(1.844.918)	44,40
Encargos de uso dos sistema de transmissão e distribuição	(209.418)	(425.527)	216.109	(50,79)
Taxa de fiscalização serviço energia elétrica–TFSEE	(16.849)	(19.790)	2.941	(14,86)
Total Parcela A	**(6.226.554)**	**(4.600.686)**	**(1.625.868)**	**35,34**
Pessoal	(690.212)	(565.279)	(124.933)	22,10
Administradores	(18.012)	(9.218)	(8.794)	95,40
Entidade de previdência privada	19.690	(28.689)	48.379	(168,63)
Serviços de terceiros	(1.062.993)	(986.128)	(76.865)	7,79
Combustível para produção de energia	(346.894)	(296.990)	(49.904)	16,80
Material	(45.924)	(44.794)	(1.130)	2,52
Arrendamentos e aluguéis	(15.613)	(13.780)	(1.833)	13,30
Provisões líquidas - PCLD	23.777	(38.527)	62.304	(161,72)
Perdas contas a receber/consumidores	(185.605)	(132.746)	(52.859)	39,82
Provisões líquidas - contingências	15.211	4.410	10.801	244,92
Indenizações	(62.827)	(72.298)	9.471	(13,10)
Tributos	(16.397)	(8.980)	(7.417)	82,59
Compensação Financeira Recursos Hídricos - CFRH	(8.087)	(6.982)	(1.105)	15,83
Alienação / desativação de bens e direitos	(15.084)	(58.330)	43.246	(74,14)
Outros	(103.058)	(22.048)	(81.010)	367,43
Total Parcela B	**(2.512.028)**	**(2.280.379)**	**(231.649)**	**10,16**
Depreciação e amortização	(679.782)	(589.505)	(90.277)	15,31
Amortização de ágio	(88.929)	(90.840)	1.911	(2,10)
Equivalência patrimonial	30.504	26.225	4.279	16,32
Custos de construção	(1.167.440)	(1.403.797)	236.357	(16,84)
Total	**(10.644.229)**	**(8.938.982)**	**(1.705.247)**	**19,08**

Os custos e as despesas operacionais consolidadas de 2014 somaram R$ 10,6 bilhões, um aumento de 19,08% em relação ao ano de 2013 (R$ 8,9 bilhões em 2013). Segue avaliação dos principais impactos:

(i) Custos de Energia Comprada para Revenda:

a) Do aumento de R$ 1.845 milhões nos custos de energia consolidados, o montante de R$ 1.619,8 milhões teve origem na atividade de distribuição e R$ 225,1 milhões originaram-se nas atividades de geração e comercialização de energia. A variação mencionada da atividade de distribuição adveio principalmente dos aumentos dos volumes comprados para revenda e do aumento do custo médio da energia para revenda no ano de 2014, que considerando todas as componentes de custos, créditos e, inclusive, os aportes CDE e da Conta ACR, foram superiores aos custos observados no ano de 2013, impactando o resultado consolidado em valores próximos de R$ 1.540,4 milhões. O aumento do custo médio da energia adquirida para revenda é decorrente das justificativas apresentadas nos item 4.2.1 deste relatório, tais como: aumento do PLD médio observado no ano ocasionado pela hidrologia desfavorável; aumento da exposição ao mercado de curto prazo; entre outros lá detalhadamente mencionados.

b) Adicionalmente, quando observado o resultado das atividades de geração e comercialização, apesar da redução dos volumes de energia adquiridos em, aproximadamente, 1.469 GWh, saindo de 8.254 GWh em 2013 para 6.785 em 2014, com efeito favorável de R$ 136,5 milhões. Os elevados preços da PLD, mencionados no item 4.1 deste relatório, impactaram negativamente o custo médio das aquisições, ocasionando um aumento dos custos da ordem de R$ 386,3 milhões, sendo que o saldo líquido dessas duas variações explica boa parte da variação para geração e comercialização. No ano de 2014, qualquer exposição das geradoras ao Mercado de Curto Prazo a preços de PLD, seja por parada para manutenção programada ou não programa, risco hidrológico ou, qualquer outro motivo que resulte em insuficiência de geração para cumprimento do contrato, tornaram-se extensivamente custosos.

(ii) Redução no montante de R$ 216 milhões com custos de Uso de Sistema de Transmissão em função, principalmente, da redução do Encargo de Energia de Reserva (EER) que compõe o custo dessa natureza.

(iii) Parcela B, aumentou R$ 231,7 milhões, motivado por:

a) Aumento de R$ 124,9 milhões nas despesas com pessoal consolidadas do ano de 2014 em relação a 2013, decorrente dos seguintes fatores: reajuste salarial referente aos Acordos Coletivos de Trabalho com impacto nas rubricas de remuneração, encargos e benefícios, ajuste da provisão da PLR-Participação nos Lucros e Resultados, Plano de Saúde (reajuste de sinistralidade, inflação médica e benefício pós-emprego), redução da transferência do Custeio de Pessoal para investimento.

b) Ligeiro aumento nos volumes de serviços de terceiros prestados, assim, a elevação de 7,8% nos custos e despesas dessa natureza deve-se aos reajustes previstos em contratos e efeitos inflacionários nos preços de novos contratos, com impacto de R$ 76,9 milhões, com montantes em 2014 que atingiram R$ 1.063 milhões, contra R$ 986 milhões em 2013.

c) Melhora nos níveis de arrecadação no ano de 2014, reduzindo assim a necessidade de novas provisões de créditos de liquidação duvidosa em relação ao ano 2013. Adicionalmente, enfatizamos a reversão de créditos dados como perdas em anos anteriores, cuja renegociação resultou em um efeito líquido favorável na linha de perdas da Coelba e da Cosern, nos valores de R$ 19,8 milhões e R$ 16,2 milhões, respectivamente. Esse efeito na Cosern foi decorrente, principalmente da renegociação dos créditos junto à CAERN e da observação do seu efetivo cumprimento, que vieram a justificar a reversão das perdas já reconhecidas.

d) Redução nos gastos com alienação de ativos devido, sobretudo ao ano comparativo 2013, está impactada por resultado não recorrente da baixa pela venda de participação na Companhia, Termoaçu, em que foi apurada uma perda de R$ 54 milhões.

(iv) O aumento no montante de R$ 49,9 milhões dos custos com combustíveis foi, principalmente, decorrente do maior consumo realizado pela UTE Termopernambuco, que em 2014 permaneceu despachada por todo ano pelo Operador Nacional do Sistema para preservar os reservatórios das hidroelétricas, atingindo seu maior volume de energia já entregue. Isso, ocasionou uma elevação nos gastos com combustível no valor de R$ 66,3 milhões. Esse montante foi compensado parcialmente pelo menor consumo observado nas plantas de cogeração da companhia Energy Works que teve uma redução desses gastos na ordem de R$ 13,8 milhões. Também é importante destacar a redução do consumo de combustível na planta térmica a diesel de Fernando de Noronha, com impacto no montante de R$ 2,5 milhões, em virtude da entrada em operação da planta de geração fotovoltaica em junho de 2014, que cobriu parcialmente o atendimento da demanda de energia da ilha e permitiu a redução das emissões de gases do efeito estufa.

(v) Do aumento de aproximadamente R$ 90 milhões na linha de Depreciação e Amortização, o montante de R$ 59 milhões tem origem nas distribuidoras do Grupo e é decorrente da entrada normal em operação dos ativos construídos e que deram entrada em operação no ano de 2014 e ao fim do ano anterior. Esse montante foi impactado pela forte campanha de investimento realizada nos últimos anos que vem incrementando a base de intangível amortizável e de remuneração das distribuidoras, ano após ano. Grande parcela do restante da variação, no montante de R$ 23 milhões, teve origem no início da consolidação das Companhias Calango 1, 4 e 5 e Caetité 1 e 2, cujo o motivo já foi mencionado anteriormente.

(vi) Conforme já mencionado, o custo de construção, assim como a receita de construção, varia em função dos investimentos realizados no ano e, esses, foram R$ 236 milhões inferiores que no mesmo período do ano anterior. Conforme já explicado esse componente do custo não impacta em nada o resultado do Grupo pelos motivos já relatados no item “i” da Receita Operacional Bruta deste Relatório de Administração.

6.3. RESULTADO FINANCEIRO

Descrição	2014	2013	R$ Mil	%
Renda de aplicações financeiras	125.138	220.261	(95.123)	(43,19)
Juros, comissões e acréscimo moratório	73.061	70.486	2.575	3,65
Encargos de dívida, variações monetárias e cambiais	(817.292)	(495.658)	(321.634)	64,89
Instrumentos financeiros derivativos	102.323	83.062	19.261	23,19
Atualização provisão para contingências / depósitos judiciais	(48.758)	(40.626)	(8.132)	20,02
Remuneração financeira da parcela A e outros itens financeiros	1.363	-	1.363	-
Obrigações pós emprego	(56.961)	(66.550)	9.589	(14,41)
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(79.235)	(27.624)	(51.611)	186,83
Resultado Financeiro Líquido	**(700.361)**	**(256.649)**	**(443.712)**	**172,89**

A elevação de 172,9% do resultado financeiro líquido decorre dos seguintes principais motivos:

- Aumento de R$ 8.132 mil na linha de provisões e contingências por conta, principalmente, da correção monetária de provisões passivas registradas, inclusive de correções retroativas vinculadas a contingências que tiveram seu status alterado de possível para provável e tiveram seus passivos reconhecidos.

- Aumento do encargos de dívida, variações monetárias e cambiais, decorrente do maior do volume de dívida captada pelas empresas do Grupo e, também, pelo aumento do indexador ao qual mais de 50% da dívida do Grupo está atrelada, o CDI. Houve uma elevação de 2,75 pontos percentuais, saindo de 8,02% em 2013 para 10,77% em 2014, consequentemente afetando os encargos incorridos no período em comparação com o ano anterior. Também impactaram essa linha a forte volatilidade e elevação de 13,3% do Dólar Americano, moeda a qual parcela da dívida do Grupo está vinculada. Ela saiu de uma cotação Ptax de venda em 2013 de 2,3426 para 2,6562 em 2014.

- As receitas de aplicações financeiras do Grupo sofreram uma queda pela redução dos saldos de caixa. O caixa, equivalente de caixa e outras aplicações financeiras foram reduzidos, principalmente, pelo pagamento de R$ 2,05 bilhões ocorrido no segundo semestre de 2013, mas também pelas necessidades mais elevadas de pagamentos das liquidações dos custos de energia na CCEE, que constituíram, aproximadamente, um desembolso adicional de caixa não devolvido em tarifa no ano de R$ 661 milhões, consumindo parte da geração de caixa operacional do período.

7. ENDIVIDAMENTO

7.1. PERFIL DA DÍVIDA

A Companhia em conformidade com a Deliberação CVM nº 694 de 2012, que determinou a aplicação do CPC 19 (R2) – Negócios em Conjunto para o exercício iniciado a partir de 1º de janeiro de 2013 alterou a metodologia de consolidação das demonstrações contábeis. O normativo prevê que os empreendimentos com controle conjunto devem ser avaliados pelo método de equivalência patrimonial e não mais consolidados proporcionalmente. Devido a isto, os investimentos nos projetos Dardanelos, Teles Pires e Norte Energia não serão mais consolidados proporcionalmente e serão avaliados pelo método de equivalência patrimonial. Portanto, o perfil do endividamento apresentado neste item considera a metodologia descrita pela CPC 19 (R2), em que Dardanelos, Teles Pires e Norte Energia não contribuem para a composição da dívida consolidada.

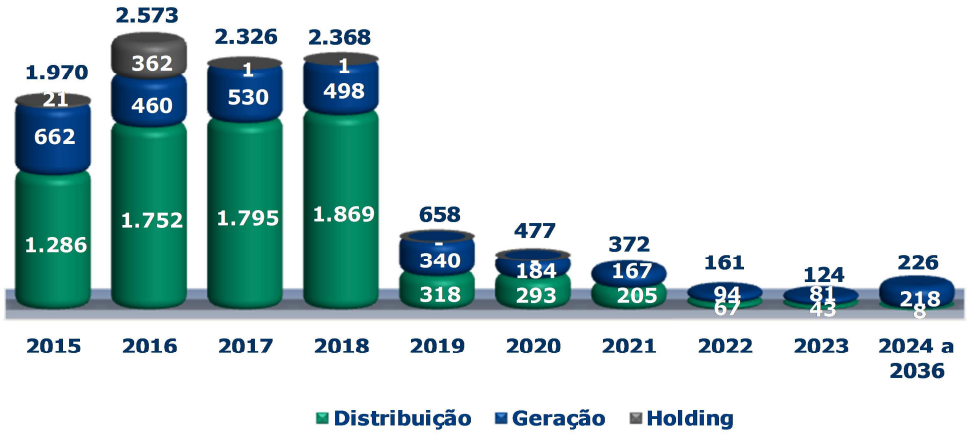
De acordo com sua Política Financeira, o Grupo Neoenergia busca permanentemente o alongamento e a diversificação dos instrumentos financeiros. O valor do endividamento total refere-se às dívidas de suas subsidiárias. Em dezembro de 2014, o Grupo contava com 85% da dívida contabilizada no longo prazo e 15% no

curto prazo. De acordo com a evolução da dívida consolidada, observa-se que o Grupo Neoenergia vem obtendo êxito na estratégia de alongamento de prazo.

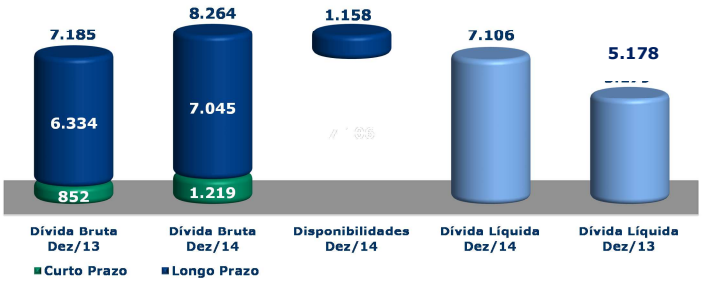
Em dezembro de 2014 a dívida bruta consolidada do Grupo Neoenergia, incluindo empréstimos, debêntures e encargos, foi 8,3 bilhões, apresentando um acréscimo de 15% em relação ao mesmo período do exercício anterior.

Na composição dívida por indexador destaca-se o endividamento vinculado à TJLP (38%), pois essa grande fatia da dívida representa o nosso forte relacionamento com Bancos de Fomentos e Organismos Multilaterais.

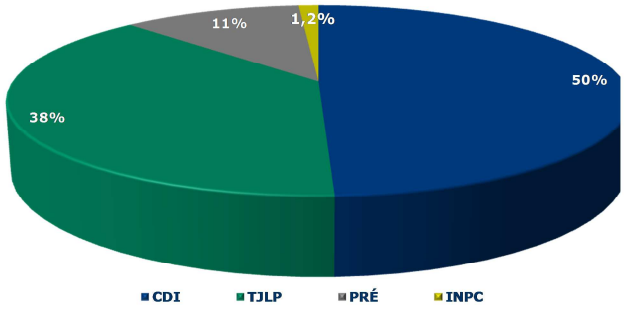
Cronograma de Vencimento da Dívida (R$ mil)



Evolução da Dívida (R$ milhões)



Endividamento por Indexador



8. INVESTIMENTOS

O Grupo Neoenergia encerrou o ano de 2014 com um investimento total realizado por todas as suas participadas no valor de R$ 3.884 milhões, sendo que para as não controladas ou de controle conjunto foi considerada somente a participação proporcional detida pelo Grupo.

O montante consolidado, que compreende todos os investimentos realizados pelas companhias a qual o Grupo Neoenergia controla, o valor total foi de R$ 2.357 milhões. Esses foram direcionados da seguinte forma: R$ 1.600 milhões à Distribuição, R$ 677 milhões à Geração e R$ 80 milhões à Transmissão. Segue quadro dos investimentos consolidados:

Valores em R$ milhões

Empresa	2014
Distribuidoras	1.600
Geradoras	677
Transmissoras	80
Total	**2.357**

Os demais investimentos realizados pelas companhias a qual o Grupo participa do controle ou tem influência significativa na sua administração corresponde ao montante de R$ 1.527, nas seguintes companhias:

Investimentos em controladas em conjunto ou coligadas	2014 (R$ milhões)
TELES PIRES	657
ENERGÉTICA ÁGUAS DA PEDRA	19
EÓLICAS COLIGADAS	10
NORTE ENERGIA	840
Total Investimentos Geração	**1.527**

9. RESPONSABILIDADE SOCIOAMBIENTAL

Para a Neoenergia, sustentabilidade, além de ser valor, é um atributo que faz parte de sua essência, que norteia seus negócios, suas atitudes, sua missão: “ser a energia que movimenta e ilumina a vida das pessoas para o bem-estar e o desenvolvimento da sociedade, com eficiência, qualidade, segurança, sustentabilidade e respeito ao indivíduo”. Tal compromisso está materializado em sua Política de Sustentabilidade, documento aprovado em 2014 que define oito diretrizes corporativas para a condução dos negócios, de maneira que o crescimento e a operação das empresas do Grupo ocorram em um contexto socioambientalmente responsável.

A fim de promover o diálogo e a transparência com seus públicos de relacionamento, bem como divulgar a forma que gere seus negócios, a empresa publica, anualmente, seu Relatório de Sustentabilidade. O documento, organizado em linha com os modelos propostos pela *Global Reporting Initiative e pela Sustainability Integrated Guidelines for Management* (Sigma), abrange aspectos que determinam os resultados sustentáveis de uma empresa, relacionando-os a seis capitais: financeiro, construído, intelectual, humano, social e natural.

Durante o ano, a Companhia renovou seus compromissos externos junto aos Dez Princípios do Pacto Global, que reforçam sua preocupação com uma gestão equilibrada, baseada em princípios universais relacionados a direitos humanos, direitos do trabalho, preservação ambiental e práticas anticorrupção.

EDUCAÇÃO, CIDADANIA E DESENVOLVIMENTO SOCIAL

O Grupo Neoenergia deu continuidade às suas ações de responsabilidade social por meio de sua sólida parceria com o Instituto Ayrton Senna, estabelecida há oito anos para incentivar a melhoria do desempenho escolar de crianças e adolescentes da rede pública de ensino. As soluções educacionais implementadas pelo Instituto, que atendem a escolas públicas dos Estados da Bahia, Pernambuco e Rio Grande do Norte, beneficiaram, em 2014, 1789 alunos e 217 profissionais de educação.

Também por meio de suas distribuidoras, o Grupo apoia iniciativas como as da ONG Junior Achievement, voltadas para a educação de adolescentes e jovens em práticas de negócios, economia e empreendedorismo, contribuindo para o acesso ao mercado de trabalho. Na área cultural destacam-se o apoio à Festa Literária

Internacional de Pernambuco (Fliporto) e ao Festival de Audiovisual de Pernambuco (Cine PE), que figuram entre os maiores do país nas áreas de literatura e cinema; o patrocínio à Flica e à Fliquinha, festas literárias que acontecem todos os anos na Bahia, bem como o Circuito Potiguar do Livro e o Movimento Sinfônico, ambos no Rio Grande do Norte. O primeiro projeto tem por objetivo a democratização do acesso à cultura, incentivo ao hábito da leitura e estímulo à produção literária no Estado, já o segundo apoia a Orquestra Sinfônica potiguar, grupo local com mais de trinta anos de história. Nesses projetos foram investidos em 2014 cerca de R$ 1,1 milhão.

EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E EDUCAÇÃO PARA O CONSUMO CONSCIENTE DE ENERGIA

Ao longo de 2014 o Grupo Neoenergia deu continuidade às ações do seu Programa de Eficiência Energética, que tem por objetivo despertar no consumidor comportamentos mais seguros e eficientes no uso da energia elétrica. Foram 24.433 geladeiras, 305.922 lâmpadas fluorescentes e 20.244 lâmpadas LED doadas e/ou vendidas, todos os produtos com o Selo Procel de Economia de Energia. As geladeiras novas têm baixo consumo e utilizam gás Isobutano, que não agride a camada de ozônio. O gás CFC das geladeiras recolhidas dos clientes é descartado adequadamente, conforme convênio assinado com o Ministério do Meio Ambiente – MMA.

Outra iniciativa voltada para difundir os conceitos do uso seguro e eficiente e energia renovável foi a criação do Centro de Visitação Usina Solar São Lourenço da Mata, localizado na Arena Pernambuco. A tecnologia da geração de energia solar utilizada no Centro é difundida para estudantes e visitantes interessados em aprender sobre a geração solar fotovoltaica e conhecer na prática como funciona uma usina geradora. A unidade recebeu, em 2014, 5.443 visitantes, realizando doação de 18.256 lâmpadas fluorescentes compactas.

O Grupo Neoenergia firmou, também em 2014, uma parceria com o Fundo das Nações Unidas para a Infância (UNICEF), com o objetivo de apoiar as metodologias do SELO UNICEF Município Aprovado nos Estados da Bahia, Pernambuco e Rio Grande do Norte, além de levar às comunidades do semiárido do Nordeste informações sobre Sustentabilidade, Segurança e Eficiência Energética. O SELO UNICEF Município Aprovado é uma iniciativa para melhorar os indicadores sociais que impactam a vida de crianças e adolescentes do semiárido, em nível municipal, mobilizando e estimulando os municípios em torno de objetivos e metas que devem ser alcançados para melhorar a qualidade de vida da população e a gestão das políticas públicas.

INOVAÇÃO E DIVERSIFICAÇÃO DA MATRIZ ENERGÉTICA

Com investimento de R$ 850 milhões, a Força Eólica do Brasil, *joint venture* composta por Neoenergia e Iberdrola, foi a vencedora de seis empreendimentos de geração de energia em 2014. Os contratos envolvem a construção e operação dos parques eólicos Calango 6, Santana 1, Lagoa, Canoas I e II com capacidade instalada de 174 MW.

Além dos investimentos em geração renovável eólica, o Grupo também expandiu sua atuação e inaugurou, em 2014, a primeira usina solar fotovoltaica da Ilha de Fernando de Noronha. Situada no Comando da Aeronáutica, a Usina Solar Noronha I tem potência instalada de 400 kWp (quilowatt-pico), o que resulta na geração estimada de 600 MWh/ano, cerca de 4% do consumo do arquipélago. Uma segunda usina solar, concebida em parceria com o Governo de Pernambuco, encontra-se em fase de construção e deverá ser inaugurada no primeiro semestre de 2015. O foco em geração renovável e o investimento em pesquisa e desenvolvimento de fontes complementares de energia refletem o compromisso do Grupo Neoenergia em priorizar o crescimento de sua matriz com baixa emissão de carbono.

MEIO AMBIENTE

Ao longo de 2014 o Grupo Neoenergia continuou o aprimoramento de seu Sistema de Gestão Ambiental (SGA) na *holding*, que reestrutura o controle e o gerenciamento das condicionantes de licença ambiental para os empreendimentos de geração e transmissão de energia. O respeito ao meio ambiente e às pessoas desdobrou-se em reconhecimento para o Grupo, que recebeu o prêmio de “Melhor Projeto Ambiental” concedido pela

HydroVision Brasil pela qualidade, extensão e abrangência dos programas socioambientais implementados pela Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP). Para as distribuidoras do Grupo, foram cumpridas as condicionantes ambientais dos projetos já em operação, bem como instituídos programas e projetos que auxiliam na melhoria da qualidade de vida e preservação do ecossistema, tais como o Programa de Controle de Queimadas (Celpe), a instalação de redes protegidas e multiplexadas em áreas próximas a parques e praças, e a implantação de um projeto-piloto de arborização urbana em Juazeiro, município do semiárido baiano.

10. GESTÃO DE PESSOAS

O Grupo Neoenergia tem como missão ser a energia que movimenta e ilumina a vida para o bem-estar e desenvolvimento da sociedade. A Organização acredita no Brasil e no potencial da sociedade. A principal responsabilidade de nossas empresas é com a vida das pessoas e, é através da sua valorização dessas que estimulamos a construção de uma sociedade mais segura, justa e íntegra.

Por isso, para cuidar do nosso principal ativo, o Grupo Neoenergia se baseia em alguns pilares de atuação que buscam acompanhar toda a vida funcional dos colaboradores.

Com uma série de ações nas áreas de treinamento, comunicação, desenvolvimento e integração, que serão detalhadas adiante, queremos nos posicionar como uma das melhores empresas para se trabalhar.

Todos os dias, buscamos aperfeiçoar os mecanismos de reconhecimento, integração e desenvolvimento de talentos, para que nosso time se dedique a ser mais eficiente e competente, maximizando os resultados operacionais e financeiros para a Organização.

Em 2013, o Grupo Neoenergia revisou sua Missão, sua Visão e seus Valores e, desde então, vem trabalhando o senso de pertencimento do público interno às novas diretrizes da Companhia. Ações de fortalecimento dos novos valores, embasadas em nosso compromisso com as melhores práticas de Gestão de Pessoas, fizeram parte da atuação da área em 2014. Assim, iniciamos uma jornada com a meta de zerar o número de acidentes com a força de trabalho.

Esperamos alcançar o nível de Saúde e Segurança de uma organização de classe mundial, onde a prática do comportamento seguro é um compromisso de todos.

10.1 VALOR SEGURANÇA

Reconhecemos que aprimorar a segurança de nossos colaboradores e da comunidade envolve muito mais do que obedecer regras e leis, por isso, estabelecemos o “Padrinho da Segurança”, ação em que cada colaborador é padrinho de seu colega de trabalho e seu colega de trabalho é seu padrinho. Assim, garantimos uma teia de proteção onde todos são responsáveis por todos.

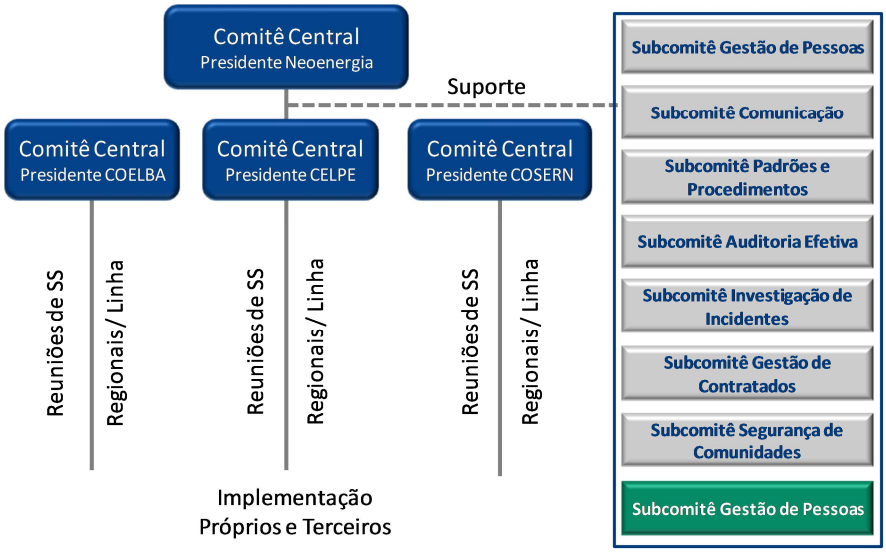
Jornada Comportamento Seguro

A Jornada Comportamento Seguro – nome dado ao processo de fortalecimento da cultura de segurança dentro do Grupo – foi lançada com base em cinco principais pilares/ações: Diálogo de Segurança, Capacitação de Líderes, Inspeções de Segurança pelos Líderes, Padrinho da Segurança e Diagnóstico de Saúde e Segurança.

O fortalecimento dessa cultura voltada para a segurança se dá por meio de seis macro blocos de ações, considerando: Preparação da Equipe Corporativa, Contenção, Preparação das Lideranças Locais, Mudança de Cultura, Gestão de Contratadas e Segurança das Comunidades.

Temos a convicção de que a execução de nossa estratégia depende de equipes unidas que tenham uma direção clara, alinhamento com os planos e comprometimento e identificação com o principal valor do nosso Grupo, a SEGURANÇA.

Foram criados comitês e subcomitês que deliberam, estudam, padronizam e implantam práticas de saúde e segurança nas distribuidoras do Grupo:



Segurança da População

Dentre as principais ações para a população, destacamos: ações de orientação em Agências de Atendimento; ações educativas em comunidades no entorno de subestações; palestras sobre o uso seguro e eficiente da energia elétrica em diversas escolas, com o envolvimento de alunos, professores e familiares; promoção de seminários sobre instalações elétricas abordando o uso seguro e eficiente de energia, através de parcerias com entidades do Setor (Abracopel, Procobre etc.); treinamento para profissionais da construção civil/instalações elétricas; parcerias educativas com estabelecimentos comerciais de materiais de construção; divulgação em meios de comunicação por meio de maciças campanhas, entrevistas em rádio/TV/Jornal, spot de rádio, publicação de mensagens nos sites e nas contas de energia, referentes ao uso seguro e eficiente da energia elétrica.

Ações Internas

Dentre as principais ações desenvolvidas em 2014, destacamos:

- Programa de Controle Médico de Saúde Ocupacional – PCMSO; Exames Médicos Ocupacionais, Controle de Absenteísmo e Blitz Ergonômica, direcionados aos colaboradores próprios. Essa mesma prática tem sido monitorada dentro das equipes de prestadores de serviços.

- Incentivo à atividade física e práticas de bem-estar por meio da continuação de projetos de incentivo a hábitos saudáveis, tais como as academias de ginástica dentro das instalações de algumas empresas ou convênios com academias locais; clubes de corrida; massagem terapêutica; feiras de saúde e qualidade de vida; jogos estaduais; campanhas e palestras educativas voltadas para a promoção da saúde e prevenção de doenças. Em 2014, realizamos também a etapa estadual dos Jogos Internos Neoenergia com as modalidades de atletismo, natação, futebol, vôlei e dominó, incentivando a integração através de boas práticas do esporte.

- 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 equipes de campo; formação de brigadas de incêndio e planos de emergência; Controle e acompanhamento dos indicadores de acidentes de trabalho; Treinamentos legais e específicos em saúde e segurança.

Com o objetivo de avaliar o grau de conformidade das práticas de gestão de Saúde e Segurança dos Trabalhos adotados pelas Empresas Prestadoras de Servicos, as EPS, as distribuidoras, conforme planejamento

anual - exigências contratuais e Diretrizes de Saúde e Segurança dos Trabalhos para EPS's, realizam auditorias e recepções considerando aspectos Previdenciários, Trabalhistas, Treinamento (Treinamentos mandatórios e legais), Saúde e Segurança nas referidas empresas contratadas. De forma a garantir as exigências contratuais, são realizadas fiscalização de equipes de campo, alojamentos/áreas de vivencias, além da realização de Encontros e Seminários para os profissionais de Saúde e Segurança das EPS.

10.2 COMUNICAÇÃO INTERNA

Entendemos que a comunicação é um dos grandes fatores de sucesso de uma instituição. Nesse sentido, nossa área de Comunicação Interna enfatiza quatro grandes diretrizes: contribuir com a solidez do negócio, melhorar o clima organizacional das empresas do Grupo, estimular o comprometimento dos colaboradores com os objetivos corporativos e fortalecer o senso de pertencimento e orgulho de fazer parte do Grupo.

Com o resultado da Pesquisa de Clima do Grupo Neoenergia realizada em 2013, identificamos a necessidade de aprimorarmos as ações relacionadas às competências de liderança, especialmente no que se refere à comunicação e ao relacionamento com suas equipes.Estabelecemos um novo canal chamado "Canal Aberto Líder-Equipe" no qual o líder é instrumentalizado para transmitir informações estratégicas para suas respectivas equipes. Em 2014, foram provocados seis temas corporativos para cascateamento de informação. Entre os temas abordados estão: as atualizações do novo Código de Ética e a situação do setor de energia elétrica em 2014.

10.3 CAPACITAÇÃO E DESENVOLVIMENTO

Em 2014, além de implantar plano de ação para tratar os resultados obtidos com a Pesquisa de Clima realizada em 2013, foi dada 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 e sem perder de vista a integração dessas ações com os objetivos estratégicos da Organização.

Algumas iniciativas de treinamento marcaram o ano de 2014:

- Continuação do programa Liderança em Você, em parceria com a Fundação Dom Cabral, que contribuiu fortemente para o desenvolvimento dos 40 participantes
- Realização de MBA em Fotovoltaica, contemplando 40 colaboradores, e de ciclo de workshops de regulação com foco em perdas, qualidade, aspectos comerciais e revisão tarifária, contemplando mais de 700 colaboradores
- Realização de *Assessment* visando identificar profissionais com potencial para ocupar posições de liderança, fortalecendo nosso processo de sucessão e promovendo a retenção desses talentos
- 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
- Continuação do Programa de Estágio, Cultivando Talentos, que tem por objetivo tornar os estagiários a base da cadeia de talentos da Organização, através de ações desenvolvidas especificamente para este público
- Programa de Gestão de Desempenho – PGD obteve excelente índice de adesão: 98% dos colaboradores tiveram seus objetivos cadastrados no sistema e o acompanhamento feito por seus líderes segundo cronograma estipulado
- Estruturação de trilha de formação para os coordenadores das áreas operacionais e para os níveis técnicos de geração e distribuição, visando o aperfeiçoamento das competências técnicas e comportamentais do público alvo – serão implantadas em 2015
- Treinamento sobre conceitos éticos e o novo Código de Ética.

Lançada em 2013, a plataforma de educação a distância do Grupo Neoenergia, a #redeaprender, ofereceu ao longo de 2014 cursos, artigos e ambiente colaborativo aos colaboradores das quatro localidades onde foi implantada.

Obtivemos excelentes índices de utilização (98% dos usuários consideram que os cursos têm aplicabilidade no seu trabalho e 95% tiveram suas expectativas atendidas; 97% navegaram de forma fácil e intuitiva e 83% não tiveram problemas técnicos ou lentidão) e iniciamos a expansão de para mais seis localidades, representando um incremento de 12% de usuários.

Atualmente a plataforma conta com 23 cursos de catálogo (cobrindo temas como finanças, idiomas, Ética, pacote MSOffice e gestão de pessoas) e uma trilha de Integração para novos colaboradores.

A #redeaprender - Liderança é um ambiente de colaboração e aprendizagem que traz conteúdos premium de executivos, especialistas e instituições renomadas, como a *Harvard Business Publishing*, selecionados de acordo com as competências consideradas mais relevantes pelos líderes do Grupo Neoenergia.

Em 2014 foram trabalhadas as competências Liderança, Comunicação, Excelência Operacional e Inovação.

11 – OUTROS DESTAQUES

11.1 INTEGRIDADE E ÉTICA

No nosso Código de Ética, revisto em 2014, estão expressos os princípios éticos e os compromissos que norteiam a conduta de nossos colaboradores, bem como a interação do Grupo com diferentes públicos.

Em 29 de setembro de 2014, a Neoenergia lançou seu novo Código de Ética, aderente à nova Missão, à nova Visão e aos novos Valores, reforçando sua postura ética e de integridade, inclusive com a inclusão de dispositivos que claramente mostram a posição de repúdio do Grupo em relação à corrupção, às práticas discriminatórias, ao trabalho infantil e ao trabalho escravo.

O lançamento envolveu uma ampla campanha de divulgação nas empresas. Todos os acionistas, executivos e colaboradores receberam o novo Código e foram informados acerca dos principais dispositivos. Além disso, foi disponibilizado um treinamento específico na #redeaprender – plataforma de ensino online do Grupo.

O Comitê de Ética do Grupo Neoenergia garante o anonimato de denúncias e está 100% à disposição para consultas, auxiliando na interpretação do código e incentivando e divulgando medidas preventivas de possíveis desvios.

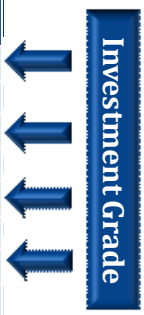
Para aprimorar a gestão ética na Neoenergia foi criada, em 1º de outubro de 2014, uma superintendência de Ética, que tem como atribuições, dentre outras, o reforço da cultura de cumprimento de normas e procedimentos, a identificação de riscos corporativos relacionados à ética e à integridade, a gestão do código de ética e o desenvolvimento de medidas de prevenção de fraudes e de práticas de corrupção.

11.2 Rating

Em 26 de junho de 2014, a Standard & Poor´s Ratings Services reafirmou os ratings de crédito corporativo atribuídos à Neoenergia e às suas controladas Coelba, 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 e Itapebi ‘brAA+` com base na garantia incondicional e irrevogável da 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.

Rating Corporativo - Escala Nacional	2011	2012	2013	2014
NEOENERGIA	**AAA**	**AAA**	**AAA**	**AAA**
Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável
COELBA	**AAA**	**AAA**	**AAA**	**AAA**
Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável
CELPE	**AAA**	**AAA**	**AAA**	**AAA**
Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável
COSERN	**AAA**	**AAA**	**AAA**	**AAA**
Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável
ITAPEBI (Debêntures)	**AA+**	**AA+**	**AA+**	**AA+**
Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável
TERMOPE (Debêntures)	**AA+**	**AA+**	**AA+**	**AA+**
Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável



Fonte: *Standard & Poor's* 26/06/2014.

12 AUDITORES INDEPENDENTES

Em conformidade com a Instrução CVM n◦ 381, de 14 de janeiro de 2003, a Companhia declara que mantém contrato com a PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes (“PwC”), renovado em 01/06/2014, com vigência de 18 (dezoito) meses, para prestação dos seguintes serviços de auditoria:

Serviço	Valor do Contrato R$ (milhares)	% Em relação à Auditoria	Prazo (Meses)
Auditoria das Demonstrações contábeis e revisões de Demonstrações Intermediárias Individual e Consolidada.	190	100,00%	18
Outros serviços de auditoria e serviços prestados as Controladas:			
Auditoria de Covenants Consolidados	58	30,58%	
Auditoria das Demonstrações contábeis e suas traduções; e revisões de Demonstrações Intermediárias.	1462	770,74%	18
Auditoria dos Ativos e Passivos Regulatórios (CVA's)	61	32,16%	18
Auditoria das Demonstrações Contábeis Regulatórias (DCR)	30	15,82%	18
Auditoria do Relatório de Controle Patrimônial (RCP)	24	12,65%	18
Orientações e análises dos efeitos da Lei 12.973/2014 (MP 627/2013)	37	19,51%	
Auditoria das Demonstrações e Relatórios Contábeis, CVA's, DCR, RCP das Geradoras e transmissoras do Grupo	1343	708,05%	18
	3205		

Além dos serviços acima citados, não foram contratados quaisquer outros serviços com a PwC.

A política de atuação do Grupo Neoenergia quanto à contratação de serviços de auditoria externa se fundamenta nos princípios que preservam a independência do auditor e consistem em: (a) o auditor não deve auditar seu próprio trabalho, (b) o auditor não deve exercer funções gerenciais na Companhia e (c) o auditor não deve promover os interesses da Companhia.

13 AGRADECIMENTOS

Ao reconhecermos que o resultado alcançado é consequência da união e do esforço de nossos colaboradores e do apoio, empenho, incentivo e profissionalismo recebidos dos públicos com os quais nos relacionamos, queremos expressar nossos agradecimentos aos nossos acionistas, aos Senhores membros do Conselho Fiscal, Conselho de Administração aos nossos clientes e fornecedores, aos Governos Municipais, Estaduais e Federal e demais autoridades, às Agências Reguladoras e aos Agentes do Setor.

14 BALANÇO SOCIAL

1 - BASE DE CÁLCULO	2014 (reapresentado)	2013 (reapresentado)
	R$ mil	R$ mil
Receita Líquida (RL)	12.308.947	10.592.225
Resultado Operacional (RO)	1.664.718	1.653.243
Folha de Pagamento Bruta (FPB)	606.576	514.295
Valor Adicionado Total (VAT)	7.183.516	6.349.509

2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS	R$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	% sobre VAT	R$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	% sobre VAT
Alimentação								
Encargos sociais compulsórios	151.801	29,52	1,43	2,39	140.560	27,33	1,33	2,21
Previdência privada	23.313	4,53	0,22	0,37	28.689	5,58	0,27	0,45
Saúde	39.093	7,60	0,37	0,62	27.081	5,27	0,26	0,43
Segurança e saúde no trabalho	19.019	3,70	0,18	0,30	12.929	2,51	0,12	0,20
Educação	114.600	22,28	1,08	1,80	2.292	0,45	0,02	0,04
Cultura	338	0,07	0,00	0,01	219	0,04	0,00	0,00
Capacitação e desenvolvimento profissional	6.571	1,28	0,06	0,10	7.371	1,43	0,07	0,12
Creches ou auxílio-creche	56.114	10,91	0,53	0,88	2.452	0,48	0,02	0,04
Esporte	984	0,19	0,01	0,02	601	0,12	0,01	0,01
Transporte	181.949	35,38	1,72	2,87	70.471	13,70	0,67	1,11
Participação nos lucros ou resultados	71.139	13,83	0,67	1,12	43.305	8,42	0,41	0,68
Outros	9.517	1,85	0,09	0,15	7.949	1,55	0,08	0,13
Total - Indicadores sociais internos	**674.438**	**131,14**	**6,37**	**10,62**	**343.919**	**66,87**	**3,25**	**5,42**

3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS	R$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT	R$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT
Educação	1.032	0,06	0,01	0,01	566	0,03	0,01	0,01
Cultura	62.278	3,86	0,50	0,87	55.790	3,37	0,53	0,88
Saúde e Saneamento	1.474	0,09	0,01	0,02	22	0,00	0,00	0,00
Esporte	203	0,01	0,00	0,00	149	0,01	0,00	0,00
Desenvolvimento Social	327.763	20,34	2,65	4,60	609.490	36,87	5,75	9,60
Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico	31.720	1,91	0,30	0,50	28.609	1,73	0,27	0,45
Outros	1.532	0,10	0,01	0,02	857	0,05	0,01	0,01
Total das Contribuições para a Sociedade	**426.002**	**26,37**	**3,49**	**6,03**	**695.483**	**42,07**	**6,57**	**10,95**
Tributos (Exceto Encargos Sociais)	4.328.596	260,02	35,17	60,26	3.908.137	234,76	31,75	54,40
Total - Indicadores sociais externos	**4.754.598**	**286,39**	**38,66**	**66,29**	**4.603.620**	**276,83**	**38,32**	**65,36**

4 - INDICADORES AMBIENTAIS	R$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT	R$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT
Investimentos relacionados com a operação da empresa	265.343	16,46	2,15	3,72	235.697	14,26	2,23	3,71
Investimento em programas e/ou projetos externos	54.070	3,35	0,44	0,76	45.917	2,78	0,43	0,72
Total dos investimentos em meio ambiente	**319.413**	**19,82**	**2,59**	**4,48**	**281.614**	**17,03**	**2,66**	**4,44**

Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade	388	385
Valor das multas e das indenizações relativas à matéria ambiental, determinadas administrativa e/ou judicialmente	264	37
Passivos e contingências ambientais.	-	-

Quanto ao estabelecimento de metas anuais para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa:	(X) Não possui Metas	( ) Cumpre de 0 a 50%,	( ) Cumpre de 51 a 75%	( ) Cumpre de 76 a 100%	(X) Não possui Metas	( ) Cumpre de 0 a 50%,	( ) Cumpre de 51 a 75%	( ) Cumpre de 76 a 100%

5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL		
Nº de empregados(as) ao final do período	5.228	5.071
Nº de admissões durante o período	597	407
Nº de desligamentos durante o período	493	438
Nº de empregados(as) terceirizados (1)	20.105	21.360
Nº de estagiários(as) (1)	448	441
Nº de empregados acima de 45 anos	2.160	2.340
Nº de empregados por faixa etária, nos seguintes intervalos:		
menores de 18 anos	-	-
de 18 a 35 anos	2.374	2.122
de 36 a 60 anos	2.801	2.899
acima de 60 anos	53	50
Nº de empregados por nível de escolaridade, segregados por:		
analfabetos		
com ensino fundamental	262	217
com ensino médio	1.476	732
com ensino técnico	1.290	1.532
com ensino superior	1.795	2.193
pós- graduados	405	391
Nº de empregados por sexo:		
homens	3.987	3.881
mulheres	1.241	1.190
% de cargos de chefia por sexo:		
homens	88%	74%
mulheres	12%	26%
Nº de negros(as) que trabalham na empresa	274	262
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)	2%	11%
Nº de empregados portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais (1)	229	175
Remuneração bruta segregada por:		
Empregados	320.590	293.253
Administradores	27.332	8.969

6 - INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL	2014 (reapresentado)			2013 (reapresentado)		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	146			71.090		
Nº total de acidentes de trabalho	88			91		
	( ) direção	(X) direção e gerências	( ) todos(as) empregados	( ) direção	(X) direção e gerências	( ) todos(as) empregados
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	(X) direção e gerências	( ) todos(as) empregados	(X) todos(as) + CIPA	(X) direção e gerências	( ) todos(as) empregados	(X) todos(as) + CIPA
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:						
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos (as) trabalhadores (as), a empresa:	( ) não se envolve	(x) segue as normas da OIT	( ) incentiva e segue a OIT	( ) não se envolve	(x) segue as normas da OIT	( ) incentiva e segue a OIT
A previdência privada contempla:	( ) direção	( ) direção e gerências	(X) todos(as) empregados	( ) direção	( ) direção e gerências	(X) todos(as) empregados
A participação nos lucros ou resultados contempla:	( ) direção	( ) direção e gerências	(X) todos(as) empregados	( ) direção	( ) direção e gerências	(X) todos(as) empregados
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	( ) não são considerados	( ) são sugeridos	(X) são exigidos	( ) não são considerados	( ) são sugeridos	(X) são exigidos
	( ) não se envolve	( ) apóia	(X) organiza e incentiva	( ) não se envolve	( ) apóia	(X) organiza e incentiva
Quanto à participação de empregados (as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:						
Contencioso Cível:						
Nº total de reclamações e críticas de consumidores(as):						
na empresa	222.620			300.043		
no procon	1.383			2.268		
na justiça	10.144			13.471		
% das reclamações e críticas solucionadas:						
na empresa	94%			97%		
no procon	50%			84%		
na justiça	42%			78%		
Montante de multas e indenizações a clientes, determinadas por órgãos de proteção e defesa do consumidor ou pela Justiça:	51.005			42.997		
Ações empreendidas pela entidade para sanar ou minimizar as causas das reclamações:	3			3		
Contigências e passivos trabalhistas:						
Número de processos trabalhistas:						
movidos contra a entidade	1.285			1.109		
julgados procedentes	920			1.228		
julgados improcedentes	547			327		
Valor total de indenizações e multas pagas por determinação da justiça (3)	15.841			32.041		
Valor Adicionado Total a Distribuir	7.183.516			6.349.509		
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):						
Ao Governo (%)	54%			56%		
Aos Colaboradores (%)	8%			8%		
Aos Acionistas (%)	2%			4%		
A terceiros (%)	27%			18%		
Retido (%)	5%			10%		

7 - OUTRAS INFORMAÇÕES

CNPJ: 01.083.200/0001-18, NEOENERGIA S.A.
Para esclarecimentos sobre as informações declaradas:, Fone: (21) 3235 9800, e-mail: enery@neoenergia.com
Esta empresa não utiliza mão-de-obra infantil ou trabalho escravo, não tem envolvimento com prostituição ou exploração sexual de criança ou adolescente e não está envolvida com corrupção.
Nossa empresa valoriza e respeita a diversidade interna e externamente.
Informações não examinadas pelos auditores independentes.

NEOENERGIA S.A.
BALANÇOS PATRIMONIAS
Exercícios findos em 31 de dezembro
(Em milhares de reais)

		Controladora			Consolidado		
		31/12/14 (Reapresentado)	31/12/2013 (Reapresentado)	01/01/13 (Reapresentado)	31/12/14 (Reapresentado)	31/12/2013 (Reapresentado)	01/01/13 (Reapresentado)
ATIVO							
CIRCULANTE							
Caixa e equivalentes de caixa	(7)	166	138	73	91.435	92.364	84.460
Contas a receber de clientes e outros	(8)	1.010	62	62	2.279.231	1.819.380	2.056.384
Títulos e Valores Mobiliários	(9)	207.330	145.453	2.928.505	1.066.378	1.913.666	3.857.268
Outros ativos financeiros circulantes		-	-	-	73.013	49.908	4.555
Impostos e Contribuições a recuperar	(11)	111.512	114.115	108.708	517.310	553.764	453.703
Estoques		-	-	-	29.671	23.535	24.648
Recursos CDE		-	-	-	-	17.424	-
Despesas pagas antecipadamente		-	-	-	34.952	36.785	12.307
Entidade de Previdência Privada		-	-	-	927	6.401	10.351
Serviços em curso	(13)	-	-	-	37.514	50.812	68.071
Valores a compensar da parcela A e outros itens financeiros	(15)	-	-	-	608.280	-	-
Concessão do Serviço Público (Ativo Financeiro)	(19)	-	-	-	37.135	34.320	34.699
Outros ativos circulantes	(16)	3.578	13.704	10.147	86.549	98.217	104.129
TOTAL DO CIRCULANTE		323.596	273.472	3.047.495	4.862.395	4.696.576	6.710.575
NÃO CIRCULANTE							
Contas a receber de clientes e outros	(8)	2.843	-	-	326.731	416.451	582.295
Títulos e Valores Mobiliários	(9)	2.338	886	-	134	1.032	43.335
Outros ativos financeiros não circulantes		18.815	-	-	257.994	175.628	97.033
Impostos e Contribuições a recuperar	(11)	-	-	-	97.565	104.749	108.219
Dividendos e juros sobre capital próprio a receber		544.042	343.900	340.288	4.118	9.352	564
Impostos e contribuições sociais diferidos	(12)	4.777	29.687	27.728	802.389	760.775	988.247
Depositos Judicias	(14)	35.751	121.430	121.247	434.137	432.729	382.370
Entidade de Previdência Privada		-	-	-	17.039	20.075	19.097
Valores a compensar da parcela A e outros itens financeiros	(15)	-	-	-	218.748	-	-
Concessão do Serviço Público (Ativo Financeiro)	(19)	-	-	-	3.195.516	2.407.995	2.081.666
Outros ativos não circulantes	(16)	39.970	189.319	49.707	41.297	190.956	29.110
Investimentos	(17)	8.615.202	8.624.623	7.359.980	1.485.078	1.422.845	1.061.705
Investimentos em coligadas e controladas		8.615.202	8.624.623	7.359.980	1.471.141	1.407.154	1.042.372
Outros investimentos		-	-	-	13.937	15.691	19.333
Imobilizado	(18)	27.023	25.942	26.567	3.700.058	2.902.822	2.710.784
Intangível	(20)	614	251	264	7.214.663	7.252.217	6.581.255
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		9.291.375	9.336.038	7.925.781	17.795.467	16.097.626	14.685.680
TOTAL DO ATIVO		9.614.971	9.609.510	10.973.276	22.657.862	20.794.202	21.396.255
PASSIVO							
CIRCULANTE							
Fornecedores	(21)	3.587	2.753	2.078	1.707.255	981.475	1.106.970
Empréstimos e financiamentos	(22)	2.354	1.002	1.006	985.459	570.170	646.711
Debêntures	(22)	-	-	-	285.879	250.152	420.203
Outros passivos financeiros circulantes	(22)	15.383	-	-	20.602	81.633	54.376
Salários e encargos a pagar	(23)	2.908	67	4.036	113.456	93.833	93.075
Taxas regulamentares	(24)	-	-	-	41.923	63.012	97.681
Impostos e Contribuições a recolher	(26)	48.052	17.540	32.858	525.936	430.707	502.450
Dividendos e Juros sobre capital proprio		30.170	28.711	142.937	67.633	55.670	189.952
Provisões	(27)	-	12	13	49.364	131.836	64.824
Obrigações de benefícios de aposentadoria	(39)	-	-	-	30.991	16.331	16.298
Concessão do Serviço Público (Uso do Bem Público)		-	-	-	3.350	3.105	2.974
Outros passivos circulantes	(28)	7	35	56	353.761	787.861	273.119
TOTAL DO CIRCULANTE		102.461	50.120	182.984	4.185.609	3.465.785	3.468.633
NÃO CIRCULANTE							
Fornecedores	(19)	1.789	-	-	88.579	101.676	83.851
Empréstimos e financiamentos	(22)	332.318	3.940	4.925	6.113.268	5.070.827	4.429.088
Debêntures	(22)	-	-	-	1.171.955	1.434.130	770.355
Outros passivos financeiros não circulantes	(22)	-	-	-	17.498	4.172	16.062
Taxas regulamentares	(25)	-	-	-	53.356	32.987	53.129
Impostos e Contribuições a recolher	(26)	-	-	-	4.316	15.860	19.655
Impostos e contribuições sociais diferidos	(12)	-	-	-	-	13.518	6.864
Provisões	(27)	19.972	99.176	91.604	385.563	351.774	326.764
Obrigações de benefícios de aposentadoria	(39)	-	-	-	633.148	499.463	706.081
Concessão do Serviço Público (Uso do Bem Público)		-	-	-	23.388	22.531	21.394
Outros passivos não circulantes	(28)	-	-	-	47.911	43.867	70.932
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		354.079	103.116	96.529	8.538.982	7.590.805	6.504.175
TOTAL DO PASSIVO		456.540	153.236	279.513	12.724.591	11.056.590	9.972.808
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	(29)						
Capital Social		4.739.025	4.739.025	4.739.025	4.739.025	4.739.025	4.739.025
Reservas de Capital		2.288	2.288	2.288	2.288	2.288	2.288
Reservas de Lucro		4.940.614	4.594.777	6.478.528	4.940.614	4.594.777	6.478.528
Outros resultados abrangentes		(33.859)	48.486	(125.390)	(33.859)	48.486	(125.390)
Proposta de Distribuição de dividendos adicional		167.905	71.698	14.598	167.905	71.698	14.598
Lucro/Prejuízo acumulado		-	-	(415.286)	-	-	(415.286)
Reserva de transação com os sócios		(657.542)	-	-	(657.542)	(400.290)	-
Total do patrimônio líquido antes das participações		9.158.431	9.456.274	10.693.763	9.158.431	9.055.984	10.693.763
Partcipações de acionistas não controladores		-			774.840	681.628	729.684
TOTAL DO PATRIMONIO LÍQUIDO		9.158.431	9.456.274	10.693.763	9.933.271	9.737.612	11.423.447
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMONIO LÍQUIDO		9.614.971	9.609.510	10.973.276	22.657.862	20.794.202	21.396.255

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações contábeis.

NEOENERGIA S.A.
DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO
Exercícios findos em 31 de dezembro
(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2014	2013	2014	2013
		(Reapresentado)	(Reapresentado)	(Reapresentado)	(Reapresentado)
RECEITA LÍQUIDA	(30)	**3.401**	**2.337**	**12.308.947**	**10.592.225**
CUSTOS DOS SERVIÇOS		**-**	**-**	**(9.260.040)**	**(7.563.823)**
Custo com energia elétrica	(31)	-	-	(6.209.705)	(4.580.896)
Custo de operação	(32)	-	-	(1.882.895)	(1.579.130)
Custo de construção		-	-	(1.167.440)	(1.403.797)
LUCRO BRUTO		**3.401**	**2.337**	**3.048.907**	**3.028.402**
Despesas com vendas	(32)	-	-	(684.366)	(656.241)
Despesas gerais e administrativas	(32)	(59.001)	(74.762)	(641.398)	(654.303)
Resultado de participações societárias	(17)	**734.341**	**875.859**	**(58.425)**	**(64.615)**
Equivalência patrimonial		821.825	965.535	30.504	26.225
Amortização de mais-valia		(87.484)	(89.676)	(88.929)	(90.840)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E IMPOSTOS		**678.741**	**803.434**	**1.664.718**	**1.653.243**
Receita financeira	(33)	127.784	146.367	1.220.661	888.449
Despesa financeira	(33)	(110.715)	(25.237)	(1.921.022)	(1.145.098)
LUCRO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		**695.810**	**924.564**	**964.357**	**1.396.594**
Imposto de renda e contribuição social	(12)	**(39.130)**	**1.936**	**(187.471)**	**(273.029)**
Corrente	(12)	(18.011)	(21)	(305.035)	(265.269)
Diferido	(12)	(21.119)	1.957	55.005	(111.813)
Imposto de renda - SUDENE	(12)	-	-	106.977	149.708
Amortização mais-valia e reversão PMIPL (Provisão de Manutenção da Integralidade do Patriômio Líquido)	(12)	-	-	(44.418)	(45.655)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		**656.680**	**926.500**	**776.886**	**1.123.565**
Atribuível à:					
Acionistas controladores		656.680	926.500	656.680	926.500
Acionistas não controladores		-	-	120.206	197.065
LUCRO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO DO CAPITAL - R$					
Ordinária		0,84	1,19	0,84	1,19

Capital social composto de 779.590 ações ordinárias (*) - (5.850.636 ações ordinárias antes do agrupamento)
(*) O lucro por ação, apresentado antes do agrupamento de ações está evidenciado na nota 29.

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações contábeis.

NEOENERGIA S.A.
DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO ABRANGENTE
Exercícios findos em 31 de dezembro
(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2014	2013	2014	2013
	(Reapresentado)	(Reapresentado)	**(Reapresentado)**	(Reapresentado)
Lucro líquido do exercício	**656.680**	**926.500**	**776.886**	**1.123.565**
Outros resultados abrangentes				
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado				
Efeitos dos Planos de Benefícios e Plano de Saúde a Empregados das investidas	**-**	-	**(139.333)**	251.239
Resultado Abrangente decorrente de equivalência s/ investida	**(82.345)**	173.876	**-**	718
Tributos s/ resultados abrangentes	**-**	-	**45.497**	(85.108)
Itens que serão reclassificados posteriormente para o resultado				
Reversão de perda por participação relativa em investida vendida	**-**	-	**-**	26.021
Outros resultados abrangentes do exercício, líquidos de impostos	**(82.345)**	173.876	**(93.836)**	
Total de resultados abrangentes do exercício, líquido dos efeitos tributários	**574.335**	1.100.376	**683.050**	1.316.435
Atribuível à:				
Acionistas controladores	**574.335**	1.100.376	**574.335**	1.100.376
Acionistas não controladores			**108.715**	216.059

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações contábeis.

Controladora:

	Atribuível aos acionistas controladores								
				Reservas de lucros					
	Capital social	Reserva de capital	Outros reusltados abrangentes	Reserva legal	Reserva de lucros a realizar	Reserva de retenção de lucros	Proposta de distribuição de dividendos adicionais	Lucros (Prejuízos) acumulados	Total
Saldos em 1º de janeiro de 2013	4.739.025	2.288	(125.390)	556.907	73.046	5.824.221	14.598	(415.286)	10.669.409
Ajustes exercícios anteriores (*)	-	-	-	-	-	-	-	24.354	24.354
Saldos em 01 de Janeiro de 2013	4.739.025	2.288	(125.390)	556.907	73.046	5.824.221	14.598	(390.932)	10.693.763
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	926.500	926.500
Aprovação da proposta de dividendos	-	-	-	-	-	-	(14.598)	-	(14.598)
Reversão de perda por participação relativa em investida vendida	-	-	26.021	-	-	-	-	-	26.021
Ganhos de participação relativa em investida	-	-	718	-	-	-	-	-	718
Efeitos dos Planos de Benefícios e Plano de Saúde a Empregados das investidas	-	-	147.137	-	-	-	-	-	147.137
Outros resultados abrangentes:	-	-	173.876	-	-	-	-	-	173.876
Destinações:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva legal	-	-	-	23.093	-	-	-	(23.093)	-
Reserva de retenção de lucros	-	-	-	-	-	167.510	-	(167.510)	-
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	-	-	(122.701)	(122.701)
Dividendos intermediários	-	-	-	-	-	-	-	(150.566)	(150.566)
Dividendos adicionais	-	-	-	-	-	(2.050.000)	71.698	(71.698)	(2.050.000)
Saldos em 31 de dezembro de 2013	4.739.025	2.288	48.486	580.000	73.046	3.941.731	71.698	-	9.456.274
(Reapresentado)									

	Atribuível aos acionistas controladores									
					Reservas de lucros					
	Capital social	Reserva de capital	Reserva de transação com os sócios	Outros reusltados abrangentes	Reserva legal	Reserva de lucros a realizar	Reserva de retenção de lucros	Proposta de distribuição de dividendos adicionais	Lucros (Prejuízos) acumulados	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2013	4.739.025	2.288	-	48.486	580.000	73.046	3.941.731	71.698	-	9.456.274
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	656.680	656.680
Aprovação da proposta de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	(71.698)	-	(71.698)
Efeitos dos Planos de Benefícios e Plano de Saúde a Empregados das investidas	-	-	-	(82.345)	-	-	-	-	-	(82.345)
Outros resultados abrangentes:	-	-	-	(82.345)	-	-	-	-	-	(82.345)
Destinações:										
Reserva legal	-	-	-	-	30.092	-	-	-	(30.092)	-
Reserva de retenção de lucros	-	-	-	-	-	-	315.745	-	(315.745)	-
Dividendos intermediários	-	-	-	-	-	-	-	-	(142.938)	(142.938)
Dividendos adicionais	-	-	-	-	-	-	-	167.905	(167.905)	-
Transações com sócios:										
Aquisição de participação adicional junto à não controladores	-	-	(657.542)	-	-	-	-	-	-	(657.542)
Saldos em 31 de dezembro de 2014	4.739.025	2.288	(657.542)	(33.859)	610.092	73.046	4.257.476	167.905	-	9.158.431
(Reapresentado)										

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações contábeis.

Consolidado:

	Atribuível aos acionistas controladores											
					Reservas de lucros							
	Capital social	Reserva de capital	Reserva de transação com os sócios	Outros reusltados abrangentes	Reserva legal	Reserva de lucros a realizar	Reserva de retenção de lucros	Proposta de distribuição de dividendos adicionais	Lucros (Prejuízos) acumulados	Total	Participação de não controladores	Total
Saldos em 1º de janeiro de 2013	4.739.025	2.288		(125.390)	556.907	73.046	5.824.221	14.598	(415.286)	10.669.409	724.117	11.393.526
Ajustes exercícios anteriores (*)	-	-		-	-	-	-	-	24.354	24.354	5.341	29.695
Saldos em 01 de Janeiro de 2013	4.739.025	2.288	-	(125.390)	556.907	73.046	5.824.221	14.598	(390.932)	10.693.763	729.458	11.423.221
Redução de Capital Social em controlada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(46.400)	(46.400)
Aumento de capital em controlada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.050	3.050
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	926.500	926.500	197.065	1.123.565
Aprovação da proposta de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	(14.598)	-	(14.598)	-	(14.598)
Reversão de perda por participação relativa em investida vendida	-	-	-	26.021	-	-	-	-	-	26.021	-	26.021
Ganhos de participação relativa em investida	-	-	-	718	-	-	-	-	-	718	-	718
Efeitos dos Planos de Benefícios e Plano de Saúde a Empregados das investidas	-	-	-	147.137	-	-	-	-	-	147.137	18.994	166.131
Outros resultados abrangentes:	-	-		173.876	-	-	-	-	-	173.876	18.994	192.870
Destinações:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva legal	-	-	-	-	23.093	-	-	-	(23.093)	-	-	-
Reserva de retenção de lucros	-	-	-	-	-	-	167.510	-	(167.510)	-	-	-
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	-	-	-	(122.701)	(122.701)	(28.915)	(151.616)
Dividendos intermediários	-	-	-	-	-	-	-	-	(150.566)	(150.566)	(51.790)	(202.356)
Dividendos adicionais	-	-	-	-	-	-	(2.050.000)	71.698	(71.698)	(2.050.000)	(36.376)	(2.086.376)
Transações com sócios:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aquisição de participação junto à não controladores	-	-	(400.290)	-	-	-	-	-	-	(400.290)	(103.458)	(503.748)
Saldos em 31 de dezembro de 2013	4.739.025	2.288	(400.290)	48.486	580.000	73.046	3.941.731	71.698	-	9.055.984	681.628	9.737.612
(Reapresentado)												

	Atribuível aos acionistas controladores											
					Reservas de lucros							
	Capital social	Reserva de capital	Reserva de transação com os sócios	Outros reusltados abrangentes	Reserva legal	Reserva de lucros a realizar	Reserva de retenção de lucros	Proposta de distribuição de dividendos adicionais	Lucros (Prejuízos) acumulados	Total	Participação de não controladores	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2013	4.739.025	2.288	(400.290)	48.486	580.000	73.046	3.941.731	71.698	-	9.055.984	681.628	9.737.612
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	656.680	656.680	120.206	776.886
Aprovação da proposta de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	(71.698)	-	(71.698)	-	(71.698)
Efeitos dos Planos de Benefícios e Plano de Saúde a Empregados das investidas	-	-	-	(82.345)	-	-	-	-	-	(82.345)	(11.492)	(93.837)
Outros resultados abrangentes:	-	-	-	(82.345)	-	-	-	-	-	(82.345)	(11.492)	(93.837)
Destinações:												
Reserva legal	-	-	-	-	30.092	-	-	-	(30.092)	-	-	-
Reserva de retenção de lucros	-	-	-	-	-	-	315.745	-	(315.745)	-	-	-
Dividendos intermediários	-	-	-	-	-	-	-	-	(142.938)	(142.938)	(70.582)	(213.520)
Dividendos adicionais	-	-	-	-	-	-	-	167.905	(167.905)	-	-	-
Transações com sócios:												
Aumento de Capital Social	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13.578	13.578
Impacto de combinação de negógios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	115.038	115.038
Aquisição de participação adicional junto à não controladores	-	-	(257.252)	-	-	-	-	-	-	(257.252)	(73.536)	(330.788)
Saldos em 31 de dezembro de 2014	4.739.025	2.288	(657.542)	(33.859)	610.092	73.046	4.257.476	167.905	-	9.158.431	774.840	9.933.271
(Reapresentado)												

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações contábeis.

NEOENERGIA S.A.
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA
Exercícios findos em 31 de dezembro
(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2014	2013	2014	2013
	(Reapresentado)	(Reapresentado)	(Reapresentado)	(Reapresentado)
Lucro Líquido do Período (Antes dos Impostos)	**695.810**	924.564	**964.357**	1.396.594
AJUSTES PARA CONCILIAR O LUCRO AO CAIXA ORIUNDO DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS				
Depreciação e amortização	**4.407**	3.178	**684.187**	590.988
Ativos e passivos financeiros setoriais	**-**	-	**(829.223)**	-
Equivalência patrimonial	**(821.825)**	(965.535)	**(30.504)**	(26.225)
Amortização de mais-valia, líquida	**87.484**	89.676	**88.929**	90.840
Encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais e outras receitas financeiras	**17.979**	(119.009)	**548.959**	265.557
Valor justo do ativo financeiro da concessão	**-**	-	**(106.070)**	(153.272)
Valor residual do ativo intangível / imobilizado baixado	**11.303**	715	**474.214**	88.251
Provisão (reversão) para contingências cíveis, fiscais e trabalhistas	**4.880**	1.490	**39.201**	107.360
Provisão para creditos de liquidação duvidosa	**3.852**	-	**8.409**	85.601
Provisão para plano de benefício pós emprego	**-**	-	**55.929**	32.699
Outras provisões	**1.287**	53.494	**1.661**	54.823
	5.177	(11.427)	**1.900.049**	2.533.216
REDUÇÃO (AUMENTO) DOS ATIVOS OPERACIONAIS				
Contas a receber de clientes e outros	**(3.791)**	-	**(518.296)**	90.173
IR e CSLL a Recuperar	**4.880**	(6.061)	**92.062**	32.494
Impostos e contribuições a recuperar, exceto IR e CSLL.	**3.852**	633	**(24.454)**	(50.610)
Recebimento de dividendos e juros sobre capital próprio	**357.618**	372.243	**57.890**	499
Estoques	**-**	-	**(6.154)**	1.119
Subvenções / Recursos CDE	**-**	-	**6.666**	-
Depósitos judiciais	**(3.551)**	(183)	**(92.129)**	(41.236)
Despesas pagas antecipadamente	**-**	-	**1.740**	(24.478)
Entidade de previdência privada	**-**	-	**8.687**	3.645
Benefício pós emprego	**-**	-	**(86)**	-
Amortização dos Valores de compensação da Parcela A e outros componentes financeiros	**-**	-	**2.195**	-
Concessão serviço público (ativo financeiro)	**-**	-	**9.646**	-
Outros ativos	**159.475**	10.582	**132.017**	(44.113)
	518.483	377.214	**(330.216)**	(32.507)
AUMENTO (REDUÇÃO) DOS PASSIVOS OPERACIONAIS				
Fornecedores	**2.623**	675	**749.262**	100.314
Salários e encargos a pagar	**2.841**	(3.969)	**19.623**	758
Encargos de dívidas e swap pagos	**(361)**	-	**(632.924)**	(634.298)
Taxas regulamentares	**-**	-	**(7.902)**	(59.933)
Imposto de renda (IR) e Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL) pagos	**-**	-	**(191.513)**	(196.999)
Impostos e Contribuições a recolher, exceto IR e CSLL	**6.373**	(17.598)	**55.778**	(83.770)
Indenizações/Contingências pagas	**-**	-	**(62.832)**	(87.061)
Benefícios pós-emprego e outros benefícios	**-**	-	**(49.371)**	11.755
Outros passivos	**(28)**	(22)	**(377.745)**	410.282
	11.448	(20.914)	**(497.624)**	(538.952)
CAIXA ORIUNDO DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	**535.108**	344.873	**1.072.209**	1.961.757
ATIVIDADE DE INVESTIMENTO				
Integralização/ Redução de capital	**(569.391)**	(792.991)	**(350.833)**	(535.814)
Aquisição de investimentos	**-**	(7.228)	**(140.133)**	(516.912)
Caixa e equivalente caixa advindo de combinação de negócio	**-**	-	**22.825**	-
Alienação de bens do ativo permanente	**-**	-	**-**	20.961
Aquisição de imobilizado	**(2.392)**	(920)	**(777.666)**	(302.010)
Aquisição de intangível	**(823)**	(139)	**(1.544.888)**	(1.559.567)
Concessão Serviço Público (Ativo Financeiro)	**-**	-	**(25.016)**	(30.982)
Resgate/(Aplicação) de títulos e valores mobiliários	**(48.306)**	2.907.693	**989.328**	2.233.772
Outros	**-**	-	**800**	-
GERAÇÃO (UTILIZAÇÃO) DE CAIXA EM ATIVIDADES DE INVESTIMENTO	**(620.912)**	2.106.415	**(1.825.583)**	(690.552)

NEOENERGIA S.A.
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA
Exercícios findos em 31 de dezembro
(Em milhares de reais)

ATIVIDADE DE FINANCIAMENTO				
Aumento(Redução) de Capital	**-**	-	**13.578**	22.526
Captação de empréstimos e financiamentos	**300.000**	-	**1.661.615**	1.277.123
Captação de debêntures	**-**	-	**-**	890.000
Amortização do principal de empréstimos, financiamentos	**(986)**	(1.425)	**(718.582)**	(682.222)
Amortização do principal de debêntures	**-**	-	**(250.261)**	(421.426)
Empréstimos com partes relacionadas	**-**	-	**(1.916)**	-
Pagamentos com custos de captação	**-**	-	**-**	3.620
Obrigações vinculadas	**-**	-	**361.538**	219.697
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital proprio	**(213.182)**	(2.449.798)	**(313.527)**	(2.572.619)
UTILIZAÇÃO DE CAIXA EM ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO	**85.832**	(2.451.223)	**752.445**	(1.263.301)
AUMENTO (REDUÇÃO) NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	**28**	65	**(929)**	7.904
Caixa e equivalentes no início do exercício	**138**	73	**92.364**	84.460
Caixa e equivalentes no final do exercício	**166**	138	**91.435**	92.364
VARIAÇÃO LÍQUIDA DE CAIXA	**28**	65	**(929)**	7.904

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações contábeis.

NEOENERGIA S.A.
DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO
Exercícios findos em 31 de dezembro
(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2014	**2013**	**2014**	**2013**
	(Reapresentado)	(Reapresentado)	**(Reapresentado)**	(Reapresentado)
Receitas				
Vendas de energia, serviços e outros	**3.748**	3.232	**16.610.384**	14.382.150
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	**(3.852)**	-	**(161.828)**	(171.273)
Resultado na alienação / desativação de bens e direitos	**(14.336)**	(54.799)	**(31.823)**	(58.928)
	(14.440)	(51.567)	**16.416.733**	14.151.949
Insumos adquiridos de terceiros				
Energia elétrica comprada para revenda	**-**	-	**(6.712.198)**	(4.720.260)
Encargos de Uso da Rede Básica de Transmissão	**-**	-	**(229.397)**	(464.196)
Matérias-primas consumidas	**-**	-	**(346.559)**	(299.274)
Materiais, serviços de terceiros e outros	**(23.211)**	(12.091)	**(2.415.414)**	(2.541.058)
	(23.211)	(12.091)	**(9.703.568)**	(8.024.788)
Valor adicionado bruto	**(37.651)**	(63.658)	**6.713.165**	6.127.161
Depreciação e amortização	**(92.195)**	(92.854)	**(780.814)**	(692.325)
	-	-	**-**	-
Valor adicionado líquido produzidos pela entidade	**(129.846)**	(156.512)	**5.932.351**	5.434.836
Valor adicionado recebido em transferência				
Receitas financeiras	**127.784**	146.367	**1.220.661**	888.448
Resultado de equivalência patrimonial	**821.825**	965.535	**30.504**	26.225
	949.609	1.111.902	**1.251.165**	914.673
Valor adicionado total a distribuir	**819.763**	955.390	**7.183.516**	6.349.509
Distribuição do valor adicionado				
Pessoal				
Remunerações	**896**	-	**314.725**	289.001
Encargos sociais (exceto INSS)	**54**	21	**69.448**	67.343
Entidade de previdência privada	**167**	78	**(20.254)**	12.654
Auxílio alimentação	**-**	6	**36.309**	33.072
Convênio assistencial e outros benefícios	**-**	-	**53.280**	34.289
Incentivo à aposentadoria e demissão voluntária	**-**	-	**22.025**	24.784
Férias e 13º salário	**-**	40	**70.757**	61.764
Plano de saúde	**345**	118	**50.815**	27.081
Indenizações trabalhistas	**-**	-	**14.324**	21.323
Participação nos resultado	**-**	-	**71.139**	44.496
Administradores	**7.662**	1.747	**26.878**	10.922
Encerramento de ordem em curso	**-**	-	**3.297**	4.318
(-) Transeferência para Ordens	**-**	-	**(108.158)**	(120.236)
Outros	**672**	1.387	**1.991**	3.484
	9.796	3.397	**606.576**	514.295
Impostos, taxas e contribuições				
INSS (sobre folha de pagamento)	**1.233**	472	**81.958**	72.851
ICMS	**-**	-	**2.651.979**	2.370.151
PIS/COFINS sobre faturamento	**347**	895	**733.516**	637.352
Imposto de renda e contribuição social	**39.130**	(1.936)	**187.471**	273.029
Obrigações intra-setoriais	**-**	-	**180.890**	180.885
Outros	**1.620**	374	**26.997**	17.976
	42.330	(195)	**3.862.811**	3.552.244
Remuneração de Capitais de Terceiros				
Juros e variações cambiais	**110.715**	25.237	**1.908.114**	1.140.019
Aluguéis	**242**	451	**16.227**	14.307
Outros	**-**	-	**12.902**	5.079
	110.957	25.688	**1.937.243**	1.159.405
Remuneração de Capitais Próprios				
Juros sobre capital próprio	**-**	122.701	**-**	122.701
Dividendos distribuídos	**142.938**	150.566	**142.938**	150.566
Dividendos propostos	**167.905**	71.698	**167.905**	71.698
Lucro retido (Reserva Legal)	**30.092**	23.093	**30.092**	23.093
Reserva de retenção de lucro	**315.745**	167.510	**315.745**	167.510
Reserva de lucros a realizar	**-**	415.286	**-**	415.286
Lucro / Prejuizos	**-**	(24.354)	**-**	(24.354)
Participação dos não Controladores	**-**	-	**120.206**	197.065
	656.680	926.500	**776.886**	1.123.565
Valor adicionado distribuído	**819.763**	955.390	**7.183.516**	6.349.509

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações contábeis.

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A NEOENERGIA S.A. ("Neoenergia" ou a "Companhia") é uma sociedade por ações de capital aberto domiciliada no Brasil, constituída com o objetivo principal de atuar como holding, participando no capital de outras sociedades. As controladas da Neoenergia (conjuntamente, o "Grupo") são dedicadas primariamente às atividades de distribuição, transmissão, geração e comercialização de energia elétrica.

A sede da Companhia está localizada na Praia do Flamengo, 78 - 3º andar - Flamengo - Rio de Janeiro - RJ.

Em decorrência do evento societário referente ao grupamento de ações, ocorrido em 26 de outubro de 2017, conforme apresentado na nota 29 – Patrimônio Líquido, a Administração da Companhia, em reunião realizada em 27 de novembro de 2017, autorizou a divulgação e consequente reemissão destas demonstrações contábeis. Portanto, essas demonstrações contábeis substituem as anteriormente aprovadas e emitidas em 12 de fevereiro de 2015 e 25 de julho de 2017.

2. CONCESSÕES

O Grupo possui o direito de explorar, indiretamente, as seguintes concessões, autorizações/permissões de distribuição, comercialização, transmissão e de geração de energia:

Distribuição	Número de Municípios	Localidade	Data de Concessão	Data de Vencimento
COELBA	415	Estado da Bahia	08/08/97	07/08/27
CELPE	184	Estado de Pernambuco	30/03/00	30/03/30
CELPE	1	Distrito de Fernando de Noronha	30/03/00	30/03/30
CELPE	1	Estado da Paraíba	30/03/00	30/03/30
COSERN	167	Estado do Rio Grande do Norte	31/12/97	30/12/27

Transmissão	Localidade	Data de Concessão	Data de Vencimento
SPE SE Narandiba S.A. (SE Narandiba)	Estado da Bahia	28/01/09	28/01/39
SPE SE Narandiba S.A. (SE Extremoz)	Estado do Rio Grande do Norte	10/05/12	10/05/42
SPE SE Narandiba S.A. (SE Brumado)	Estado da Bahia	27/08/12	28/08/42

Comercialização	Localidade	Data de Autorização
NC ENERGIA	Rio de Janeiro	16/08/2000

Geração em Operação	Tipo de Usina	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MWmed)	Energia Contratada (MWmed)	Data da Concessão Autorização	Data de Vencimento
AFLUENTE G							
Alto Fêmeas I	Hidrelétrica - PCH	Rio das Fêmeas - São Desidério - BA	10,6 MW	9,0 MW	9,0 MW	06/08/97	08/08/27
Presidente Goulart	Hidrelétrica - PCH	Rio Correntina - BA	8,0 MW	7,2 MW	8,0 MW	08/08/97	07/08/27
ITAPEBI	Hidrelétrica - UHE	Rio Jequitinhonha - BA	462,0 MW	214,3 MW	214,3 MW	28/05/99	27/05/34
TERMOPERNAMBUCO	Termelétrica - UTE	Complexo Portuário do Suape - PE	532,7 MW	504,1 MW	455,0 MW	18/12/00	17/12/30
CELPE							
Fernando de Noronha	Térmica a diesel	Distrito de Fernando de Noronha - PE	4,1 MW	1,6 MW	1,6 MW	21/12/89	21/12/19
RIO PCH I							
Pedra do Garrafão	Hidrelétrica - PCH	Rio Itabapoana - RJ	19,0 MW	11,9 MW	11,0 MW	18/12/02	17/12/32
Pirapetinga	Hidrelétrica - PCH	Rio Itabapoana - RJ	20,0 MW	12,7 MW	11,0 MW	18/02/02	17/12/32
GOIAS SUL							
Nova Aurora	Hidrelétrica - PCH	Rio Veríssimo - GO	21,0 MW	12,4 MW	12,0 MW	18/02/04	17/04/34
Goiandira	Hidrelétrica - PCH	Rio Veríssimo - GO	27,0 MW	17,1 MW	16,0 MW	18/12/02	17/12/32
BAGUARI I	Hidrelétrica - UHE	Rio Doce - MG	140,0 MW	80,0 MW	39,3 MW	15/08/06	14/08/41
GERAÇÃO CIII							
Corumbá III	Hidrelétrica - UHE	Rio Corumbá - GO	96,4 MW	50,9 MW	30,5 MW	07/11/01	06/11/36
BAHIA PCH I	Hidrelétrica - PCH	Rio das Fêmeas - BA	25,0 MW	19,6 MW	19,0 MW	10/12/99	09/12/29
DARDANELOS	Hidrelétrica - UHE	Rio Aripuanã - MT	261,0 MW	154,9 MW	147,0 MW	03/07/07	02/07/42
ENERGYWORKS (*)							
Kaiser Jacareí	Termelétrica - UTE	Av. Pres.Humberto de Alencar - SP	10,4 MW (*)	7,9 MW	7,9 MW	1998	2028
Corn Mogi	Termelétrica - UTE	Rua Paula Bueno - SP	34,9 MW (*)	30,0 MW	30,0 MW	2003	2031
Corn Balsa	Termelétrica - UTE	Rua Francisco Manuel da Cruz - PR	10,7 MW (*)	8,7 MW	8,7 MW	2002	2031
Brahma Rio	Termelétrica - UTE	Antiga estrada Rio São Paulo - RJ	14,7 MW (*)	11,6 MW	11,6 MW	1999	2028
PARQUES EÓLICOS							
Arizona 01	Eólica	Rio do Fogo - RN	28,0 MW	12,9 MW	12,3 MW	03/03/11	03/03/46
Mel 2	Eólica	Areia Branca - RN	20,0 MW	9,8 MW	9,3 MW	24/02/11	24/02/46
Caetité 1	Eólica	Caetité - BA	30,0 MW	13,3 MW	13,0 MW	16/10/12	16/10/47
Caetité 2	Eólica	Caetité - BA	30,0 MW	11,2 MW	11,0 MW	04/02/11	04/02/46
Caetité 3	Eólica	Caetité - BA	30,0 MW	11,2 MW	11,1 MW	23/02/11	23/02/46
Calango 1	Eólica	Bodó,Santana do Matos, Lagoa Nova - RN	30,0 MW	13,9 MW	13,8 MW	26/04/11	26/04/46
Calango 2	Eólica	Bodó,Santana do Matos, Lagoa Nova - RN	30,0 MW	11,9 MW	11,8 MW	06/05/11	06/05/46
Calango 3	Eólica	Bodó,Santana do Matos, Lagoa Nova - RN	30,0 MW	13,9 MW	13,8 MW	26/05/11	26/05/46
Calango 4	Eólica	Bodó,Santana do Matos, Lagoa Nova - RN	30,0 MW	12,8 MW	12,8 MW	18/05/11	18/05/46
Calango 5	Eólica	Bodó,Santana do Matos, Lagoa Nova - RN	30,0 MW	13,7 MW	13,7 MW	01/06/11	01/06/46

Geração em Construção	Tipo de Usina	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (Mwmed)	Energia Contratada (Mwmed)	Data da Concessão	Data de Vencimento
BAIXO IGUAÇU	Hidrelétrica - UHE	Rio Iguaçu - PR	350,0 MW	172,8 MW	121,0 MW	20/08/12	20/08/47
BELO MONTE	Hidrelétrica - UHE	Rio Xingu - PA	11.233,0 MW	4.571,0 MW	3.460,0 MW	26/08/10	26/08/45
TELES PIRES	Hidrelétrica - UHE	Rio Teles Pires - MT	1.820,0 MW	915,4 MW	778,1 MW	07/06/11	06/06/46
PARQUES EÓLICOS							
Calango 6	Eólica	Bodó - RN	30,0 MW	18,5 MW	18,5 MW	18/11/2014	18/11/2049
Sanatana 1	Eólica	Bodó - RN	30,0 MW	17,2 MW	17,2 MW	12/11/2014	12/11/2049
Sanatana 2	Eólica	Nova - RN	24,0 MW	12,9 MW	12,9 MW	12/11/2014	12/11/2049
Canoas	Eólica	São José do Sabugi/PB	30,0 MW	17,1 MW	16,1 MW	n/a	n/a
Lagoa 1	Eólica	Santa Luzia/PB	30,0 MW	18,6 MW	17,2 MW	n/a	n/a
Lagoa 2	Eólica	São José do Sabugi/PB	30,0 MW	16,4 MW	15,5 MW	n/a	n/a

(*) Cogeradoras que garantem o fornecimento em contratos bilaterais.

3. RESUMO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

3.1 – Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras foram preparadas em conformidade às normas internacionais de contabilidade ("IFRS" – Internacional Financial Reporting Standards), emitidas pelo International Accounting Standards Board – IASB, e as práticas contábeis adotadas no Brasil. As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os pronunciamentos técnicos, as orientações e as interpretações técnicas, emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – ("CPC") e aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários – ("CVM").

A Companhia também se utiliza das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil e/ou com as práticas contábeis internacionais.

A Administração considerou as orientações emanadas da Orientação OCPC 07, emitida pelo CPC em novembro de 2014, na preparação das suas demonstrações financeiras de forma que todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras estão divulgadas e correspondem ao que é utilizado na gestão da Companhia.

3.2 – Base de apresentação

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

- Os instrumentos financeiros derivativos são mensurados pelo valor justo;
- Os instrumentos financeiros não-derivativos designados pelo valor justo por meio do resultado são mensurados pelo valor justo;
- Os ativos financeiros disponíveis para venda são mensurados pelo valor justo;
- O ativo atuarial de benefício definido é reconhecido como ativo do plano, acrescido do custo de serviço passado e perdas atuariais, deduzido dos ganhos atuariais e do valor presente da obrigação do benefício definido, e é limitado conforme explicado na nota explicativa 3.22.

A preparação de demonstrações financeiras requer o uso de certas estimativas contábeis críticas e também o exercício de julgamento por parte da administração da Companhia no processo de aplicação das políticas contábeis do Grupo. Aquelas áreas que requerem maior nível de julgamento e possuem maior complexidade, bem como as áreas nas quais premissas e estimativas são significativas para as demonstrações financeiras, estão divulgadas na nota explicativa nº 6.

(a) Demonstrações financeiras consolidadas

As demonstrações financeiras consolidadas foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, incluindo os procedimentos contábeis emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPCs) e conforme as normas internacionais de relatório financeiro (*International Financial Reporting Standards* (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado (DVA), individual e consolidada, é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis a companhias abertas. As

IFRS não requerem a apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelo IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das demonstrações contábeis.

(b) Demonstrações financeiras individuais

As demonstrações financeiras individuais da Controladora foram preparadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC). Pelo fato de que as práticas contábeis adotadas no Brasil aplicadas nas demonstrações financeiras individuais, a partir de 2014, não diferem do IFRS aplicável às demonstrações financeiras separadas, uma vez que ele passou a permitir a aplicação do método de equivalência patrimonial em controladas nas demonstrações separadas, elas também estão em conformidade com as normas internacionais de relatório financeiro (International Financial Reporting Standards (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB)). Essas demonstrações individuais são divulgadas em conjunto com as demonstrações financeiras consolidadas.

3.3 - Conversão de saldos em moeda estrangeira

a) Moeda funcional e moeda de apresentação

Os itens incluídos nas demonstrações financeiras de cada uma das empresas do Grupo são mensurados usando a moeda do principal ambiente econômico no qual a empresa atua ("a moeda funcional"). As demonstrações financeiras são apresentadas em milhares de Reais (R$), que é a moeda funcional e de apresentação da Companhia e, também, a moeda de apresentação do grupo.

b) Transações e saldos

As operações com moedas estrangeiras são convertidas para a moeda funcional, utilizando as taxas de câmbio vigentes nas datas das transações ou nas datas da avaliação, quando os itens são remensurados. Os ganhos e as perdas cambiais resultantes da liquidação dessas transações e da conversão pelas taxas de câmbio do final do exercício, referentes a ativos e passivos monetários em moedas estrangeiras, são reconhecidos na demonstração do resultado.

3.4 - Reconhecimento de receita

A receita compreende o valor justo da contraprestação recebida ou a receber e é apresentada líquida dos descontos, abatimentos e encargos sobre vendas, bem como das eliminações das vendas entre empresas do Grupo.

O Grupo reconhece a receita quando o valor da receita pode ser mensurado com segurança, é provável que benefícios econômicos futuros fluirão para a entidade e quando critérios específicos tiverem sido atendidos para cada uma das atividades do Grupo, conforme descrição a seguir.

a) Receita Faturada

Nas distribuidoras do Grupo 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 por elas. 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 visando adequar as leituras ao período de competência, referente ao período após a medição mensal e até o último dia do mês.

c) Receita de construção

A Interpretação Técnica ICPC 01 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.

As Companhias controladas do Grupo contabilizam 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 igual a zero, considerando que: (i) as atividades fins das Controladas são de distribuição e transmissão de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance de suas atividades fins, ou seja, a distribuição e transmissão de energia elétrica; e (iii) as Controladas terceirizam 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 Financeira

A receita financeira é reconhecida quando for provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para as Controladas e para Controladora, e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade.

A receita financeira é reconhecida pelo método custo amortizado pela taxa efetiva com base no tempo e na taxa de juros aplicada sobre o montante 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. Adicionalmente, para os casos de ativos avaliados a valor justo por meio do resultado, também são efetuados ajustes de marcação a mercado desses ativos e reconhecidos no resultado financeiro.

3.5 - Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido

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 itens registrados diretamente no patrimônio líquido. Nesse caso, o imposto também é reconhecido no patrimônio liquido.

As alíquotas aplicáveis do imposto de renda e da contribuição social (“IR e CS”) são de 25% e 9%, respectivamente.

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, as empresas do Grupo adotam 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.

As Controladas Coelba, Celpe, Cosern e Termopernambuco têm direito a redução do Imposto de Renda por meio do incentivo fiscal SUDENE, calculado com base no lucro da exploração (vide nota explicativa nº 11).

O imposto de renda e a contribuição social corrente são apresentados líquidos, por entidade contribuinte, no passivo quando houver montantes a pagar, ou no ativo quando os montantes antecipadamente pagos excedem o total devido na data do relatório.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são reconhecidos usando-se o método do passivo sobre as diferenças temporárias decorrentes de diferenças entre as bases fiscais dos ativos e passivos e seus valores contábeis nas demonstrações financeiras. Entretanto, o imposto de renda e a contribuição social diferidos não são contabilizados se resultar do reconhecimento inicial de um ativo ou passivo em uma operação que não seja uma combinação de negócios, a qual, na época da transação, não afeta o resultado contábil, nem o lucro tributável (prejuízo fiscal).

O imposto de renda e a contribuição social diferidos ativo são reconhecidos somente na proporção da probabilidade de que lucro tributável futuro esteja disponível e contra o qual as diferenças temporárias possam ser usadas.
No dia 13 de maio de 2014 foi publicada a Lei nº 12.973 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 terão 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 inclui considerações sobre investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial. As disposições previstas na Lei têm vigência a partir de 2015.

A Companhia optou por não aderir antecipadamente à adoção das novas regras, o fazendo somente a partir do ano calendário de 2015.

3.6 - Imposto sobre vendas

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 forem recuperáveis 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; e

- Quando os valores a receber e a pagar forem apresentados juntos com o valor dos impostos sobre vendas.

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.

3.7 - 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. 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 incluem caixa e equivalentes de caixa, contas a receber de clientes, títulos e valores mobiliários, ativo financeiro de concessão, ativos e passivos financeiros setoriais, além de outros créditos realizáveis por caixa.

a.1) Mensuração 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, menos perda por redução ao valor recuperável. O custo amortizado é calculado levando-se 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. Após a avaliação inicial, os investimentos mantidos até o vencimento são avaliados ao custo amortizado utilizando-se o método da taxa de juros efetiva, menos as 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;

- As Controladas transferiram os seus direitos de receberem fluxos de caixa do ativo ou assumiram 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) as Controladas transferiram substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo, ou (b) as Controladas não transferiram nem retiveram substancialmente todos os riscos e benefícios relativos ao ativo, mas transferiram o controle sobre o ativo.

a.3) *Impairment* de ativos financeiros

Ativos mensurados ao custo amortizado

Os ativos financeiros são avaliados a cada data de balanço para identificação da recuperabilidade (*Impairment*). Estes ativos financeiros são considerados ativos não recuperáveis quando há evidência objetiva de *impairment* como resultado de um ou mais eventos ocorridos, após o reconhecimento inicial dos ativos, e tem um impacto nos fluxos de caixa futuros estimados do ativo financeiro que pode ser estimado de maneira confiável.

Os critérios que o Grupo usa para determinar se há evidência objetiva de uma perda por *impairment* incluem:

(a) dificuldade financeira relevante do emissor ou devedor;

(ii) uma quebra de contrato, como inadimplência ou mora no pagamento dos juros ou principal;

O montante da perda por *impairment* é mensurado como a diferença entre o valor contábil dos ativos e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados (excluindo os prejuízos de crédito futuro que não foram incorridos) descontados à taxa de juros em vigor original dos ativos financeiros. O valor contábil do ativo é reduzido e o valor do prejuízo é reconhecido na demonstração do resultado. Se um empréstimo ou investimento mantido até o vencimento tiver uma taxa de juros variável, a taxa de desconto para medir uma perda por *impairment* é a atual taxa efetiva de juros determinada de acordo com o contrato.

b) Passivos Financeiros

Os passivos financeiros das empresas do Grupo incluem contas a pagar a fornecedores e outras contas a pagar, debêntures e empréstimos e financiamentos, além dos derivativos classificados como valor justo por meio do resultado. As empresas do Grupo determinam a classificação dos seus passivos financeiros no momento do seu reconhecimento inicial.

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 e os ajustes decorrentes da aplicação do método são reconhecidos no resultado como despesas financeiras. Exceto quando os empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira são itens objeto de hedge, classificado como passivos financeiros mensurados a valor justo por meio do resultado, quando atendido o critério de efetividade de *hedge.*

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

3.8 - 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.

Os instrumentos financeiros derivativos 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 são lançados diretamente na demonstração de resultado, no resultado financeiro.

3.9 - Caixa e equivalentes de caixa

Caixa e equivalentes de caixa incluem saldos de caixa, depósitos bancários à vista e as aplicações financeiras com liquidez imediata, vencimento de três meses ou menos, a contar da data da contratação. São classificadas como ativos financeiros a valor justo por meio do resultado - mantidos para negociação, e estão registradas pelo valor original acrescido dos rendimentos auferidos até as datas base das demonstrações financeiras, apurados pelo critério pró-rata, que equivalem aos seus valores justos.

3.10 – Contas a receber de clientes e outros

Engloba as contas a receber com fornecimento de energia e uso 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 também por meio de contratos bilaterais e outros, até o encerramento do balanço, contabilizado com base no regime de competência. 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.

3.11 – 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 de encerramento das demonstrações financeiras.

3.12 – 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.

3.13 – Outros investimentos

Representam investimentos em bens imóveis, 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.

3.14 – Ativos e passivos financeiros setoriais

Referem-se aos ativos e passivos decorrentes das diferenças temporárias entre os custos homologados (Parcela A e outros componentes financeiros) que são incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber da Companhia sempre que os custos homologados e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos homologados e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente incorridos. Esses valores serão efetivamente liquidados por ocasião do próximo período tarifário ou, em caso de extinção da concessão com a existência de saldos apurados que não tenham sido recuperados, serão incluídos na base de indenização já prevista quando da extinção, por qualquer motivo, da concessão.

Considerando que os contratos da concessão das distribuidoras do grupo foram aditivados em 2014 para inclusão na base de indenização dos saldos remanescentes de diferenças temporárias entre os valores homologados e incluídos nas tarifas vigentes e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência, conforme descrito acima, e considerando a orientação técnica OCPC-08 (Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica emitidos de acordo com as Normas Brasileiras e Internacionais de Contabilidade), as distribuidoras do grupo passaram a ter um direito (ou obrigação) incondicional de receber (ou entregar) caixa ou outro instrumento financeiro ao Poder Concedente e, portanto passaram a registrar tais valores dentro de seus respectivos períodos de competência a partir da assinatura dos referidos aditivos.

3.15 – 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.

A 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 reconhecida no resultado é efetuada mensalmente, 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 revisão tarifária da Coelba e Cosern, que ocorre a cada cinco anos, e da Celpe, que ocorre a cada quatro anos, (próxima revisão tarifária prevista para abril de 2017), o ativo financeiro poderá ser ajustado ao valor justo de acordo com a base de remuneração determinada ao valor novo de reposição pelos critérios tarifários.

3.16 - Imobilizado

O imobilizado é mensurado pelo seu custo histórico, menos depreciação acumulada. O custo histórico inclui os gastos diretamente atribuíveis à aquisição dos itens. O custo histórico também inclui os custos de financiamento relacionados com a aquisição de ativos qualificados.

Os custos subsequentes são incluídos no valor contábil do ativo ou reconhecidos como um ativo separado, conforme apropriado, somente quando for provável que fluam benefícios econômicos futuros associados a esses custos e que possam ser mensurados com segurança. O valor contábil de itens ou peças substituídos é baixado. Todos os outros reparos e manutenções são lançados em contrapartida ao resultado do exercício, quando incorridos.

A depreciação acumulada é calculada a taxas que levam em consideração a vida útil efetiva dos bens.

Os ganhos e as perdas de alienações são determinados pela comparação dos resultados com o seu valor contábil e são reconhecidos em "Outros ganhos (perdas), líquidos" na demonstração do resultado.

3.17 – 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 2009 e 654 de 28 de dezembro de 2010, que aprovam respectivamente o CPC 04 (R1) – Ativos Intangíveis, os ICPC 01 – (R1) Contrato de Concessão e ICPC 17 Contrato de Concessão: Evidenciação e o OCPC 05 – Contrato de Concessão.

É avaliado ao custo de aquisição/construção, 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 o 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.

3.18 - *Impairment* de ativos não financeiros

A Administração revisa anualmente o valor contábil líquido dos 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. Essas perdas serão lançadas ao resultado do exercício quando identificadas. O teste de perda por redução ao valor recuperável de ativos intangíveis de vida útil indefinida e mais-valia por expectativa de rentabilidade futura é efetuado pelo menos anualmente (31 de dezembro) ou quando as circunstâncias indicarem perda por desvalorização do valor contábil.

O valor contábil de um ativo ou de determinada unidade geradora de caixa é definido como sendo o maior entre o valor em uso e seu valor justo líquido da despesa de venda.
Na estimativa do valor em uso do ativo, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao seu valor presente, utilizando uma taxa de desconto que reflita o custo médio ponderado de capital para a indústria em que opera a unidade geradora de caixa. O valor líquido de venda é determinado, sempre que possível, com base em contrato de venda firme em uma transação em bases comutativas, entre partes conhecedoras e interessadas, ajustado por despesas atribuíveis à venda do ativo, ou, quando não há contrato de venda firme, com base no preço de mercado de um mercado ativo, ou no preço da transação mais recente com ativos semelhantes.

3.19 - Empréstimos, financiamentos e debêntures

Os empréstimos são reconhecidos, inicialmente, pelo valor justo, líquido dos custos incorridos na transação e são, subsequentemente, demonstrados pelo custo amortizado. Qualquer diferença entre os valores captados (líquidos dos custos da transação) e o valor total a pagar é reconhecida na demonstração do resultado durante o período em que os empréstimos estejam em aberto, utilizando o método da taxa efetiva de juros. Exceto quando os empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira são itens objeto de hedge, classificado como passivos financeiros mensurados a valor justo por meio do resultado, quando atendido o critério de efetividade de *hedge.*

Os custos de empréstimos gerais e específicos que são diretamente atribuíveis à aquisição, construção ou produção de um ativo qualificável, que é um ativo que, necessariamente, demanda um período de tempo substancial para ficar pronto para seu uso, são capitalizados como parte do custo do ativo quando for provável que eles irão resultar em benefícios econômicos futuros para a entidade e que tais custos possam ser mensurados com confiança. Demais custos de empréstimos são reconhecidos como despesa no período em que são incorridos.

3.20 - Taxas Regulamentares

a) 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 n° 12.783 reduziu em 75% a arrecadação da CDE.

b) Programas de Eficientização Energética (PEE)

Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) – Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

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

c) 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.

d) 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.

e) Uso de Bem Público

Corresponde aos valores estabelecidos no contrato de concessão para exploração do potencial de energia hidráulica, o qual é registrado pelo valor das retribuições ao poder concedente pelo aproveitamento do potencial hidrelétrico, descontada a valor presente a taxa implícita do projeto.

f) Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos

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

3.21 - Participação nos resultados

O Grupo reconhece um passivo e uma despesa de participação nos resultados com base em metodologia que leva em consideração o alcance de metas operacionais e objetivos específicos, estabelecidos e aprovados no início de cada exercício.

3.22 - 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 – 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 das empresas do Grupo estabelece que no mínimo 25% do lucro líquido anual seja declarado a título de dividendos, após destinação da reserva legal.

Adicionalmente, de acordo com o estatuto social, compete ao Conselho de Administração deliberar sobre o pagamento de juros sobre o capital próprio e de dividendos intermediários, contendo projeção dos fluxos de resultado que demonstrem a viabilidade da proposta.

Desse modo, no encerramento do exercício social e após as devidas destinações legais, as Companhias registram 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.

As empresas do Grupo distribuíram 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 os juros sobre o capital próprio não reclamados no prazo de três anos são revertidos para as controladas.

3.23 - Benefícios a empregados

(a) Obrigações de aposentadoria

As empresas do Grupo operam vários planos de pensão. Geralmente, os planos são financiados por pagamentos a seguradoras ou fundos fiduciários determinados por cálculos atuariais periódicos. O Grupo tem planos de benefício definido e, também, de contribuição definida. Um plano de contribuição definida é um plano de pensão segundo o qual o Grupo faz contribuições fixas a uma entidade separada e não tem obrigações legais nem construtivas de fazer contribuições se o fundo não tiver ativos suficientes para pagar a todos os empregados os benefícios relacionados com o serviço do empregado no período corrente e anterior. Em geral, os planos de benefício definido estabelecem um valor de benefício de aposentadoria que um empregado receberá em sua aposentadoria, normalmente dependente de um ou mais fatores, como idade, tempo de serviço e remuneração.

O passivo reconhecido no balanço patrimonial com relação aos planos de pensão de benefício definido, é o valor presente da obrigação de benefício definido na data do balanço, menos o valor justo dos ativos do plano. A obrigação de benefício definido é calculada anualmente por atuários independentes, usando o método da unidade de crédito projetada. O valor presente da obrigação de benefício definido é determinado mediante o desconto das saídas futuras estimadas de caixa, usando taxas de juros condizentes com os rendimentos de mercado, as quais são denominadas na moeda em que os benefícios serão pagos e que tenham prazos de vencimento próximos daqueles da respectiva obrigação do plano de pensão.

Os ganhos e perdas atuariais decorrentes de ajuste pela experiência e nas mudanças das premissas atuariais são registrados diretamente no patrimônio líquido, como outros resultados abrangentes, quando ocorrerem.

Os custos de serviços passados são imediatamente reconhecidos no resultado.

Com relação a planos de contribuição definida, o Grupo faz contribuições para planos de seguro de pensão públicos ou privados de forma obrigatória, contratual ou voluntária. O Grupo não tem qualquer obrigação adicional de pagamento depois de que a contribuição é efetuada. As contribuições são reconhecidas como despesa de benefícios a empregados, quando devidas. As contribuições feitas antecipadamente são reconhecidas como um ativo na proporção em que um reembolso em dinheiro ou uma redução dos pagamentos futuros estiver disponível.

(b) Outras obrigações pós-emprego

A Coelba oferece benefício de assistência médica pós-aposentadoria a seus empregados. O direito a esses benefícios é, geralmente, condicionado à permanência do empregado na empresa até a idade de aposentadoria e a conclusão de um tempo mínimo de serviço. Os custos esperados desses benefícios são acumulados durante o período de emprego, usando a mesma metodologia contábil usada para os planos de pensão de benefício definido. Os ganhos e perdas atuariais decorrentes de ajustes com base na experiência e mudanças das premissas atuariais são debitados ou creditados ao patrimônio líquido, em outros componentes do resultado abrangente. Essas obrigações são avaliadas, anualmente, por atuários independentes qualificados.

3.24 – Provisões

O Grupo registrou provisões, as quais envolvem considerável julgamento por parte da Administração, para contingências ambientais, 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.
O Grupo também está sujeito a várias reivindicações, legais, cíveis e processos trabalhistas cobrindo uma ampla faixa de assuntos que advém do curso normal das atividades de negócios. O julgamento das Companhias do Grupo são baseados na opinião de seus consultores legais.

As provisões são mensuradas pelo valor presente dos gastos que devem ser necessários para liquidar a obrigação, usando uma taxa antes dos efeitos tributários, a qual reflita as avaliações atuais de mercado do valor do dinheiro no tempo e dos riscos específicos da obrigação. O aumento da obrigação em decorrência da passagem do tempo é reconhecido como despesa financeira.

3.25 – Outros ativos e passivos circulantes e não circulantes

Outros ativos e passivos, circulantes e não circulantes sujeitos à variação monetária por força de legislação ou cláusulas contratuais estão corrigidos com base nos índices previstos nos respectivos dispositivos, de forma a refletir os valores atualizados até a data das demonstrações contábeis. Os demais estão apresentados pelos valores incorridos na data de formação, sendo os ativos reduzidos de provisão para perdas e/ou ajuste a valor presente, quando aplicável.

3.26 - 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.

3.27 – Questões Ambientais

A Companhia capitaliza durante a fase de construção os gastos referentes a demandas ambientais consubstanciada nas previsões regulamentares do setor de energia elétrica e tem por motivadores os “condicionantes ambientais” exigidos pelos órgãos públicos competentes, para concessão das respectivas licenças que permitirão a execução dos projetos. Nesse particular, estão enquadrados o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente – IBAMA e o Instituto do Meio Ambiente – IMA, este na esfera estadual.

Os “condicionantes ambientais” correspondem a compensações que devem ser realizados para executar o projeto, visando reparar, atenuar ou evitar danos ao meio ambiente onde será realizado o empreendimento.

Na hipótese dos gastos decorrerem de convênios com ONG’s e outros entes que promovem a preservação ambiental, sem, no entanto, estarem relacionados a projetos de investimentos, o gasto é apropriado ao resultado como despesa operacional.

O reconhecimento das obrigações assumidas obedece ao regime de competência, a partir do momento em que haja a formalização do compromisso, e são quitadas em conformidade com os prazos avençados entre as partes.

3.28 – Segmento de Negócios

As informações por segmentos operacionais são definidos como atividades de negócio das quais pode se obter receitas e incorrer em despesas, cujos resultados operacionais são regularmente revistos pelo principal gestor das operações da entidade para a tomada de decisões sobre recursos a serem alocados ao segmento e para a avaliação do seu desempenho e para o qual haja informação financeira individualizada disponível.

3.29 – Combinação de negócios

Combinações de negócios são contabilizadas utilizando o método de aquisição. O custo de uma aquisição é mensurado pela soma da contraprestação transferida, avaliada com base no valor justo na data de aquisição, e o valor de qualquer participação de não controladores na adquirida. Para cada combinação de negócio, a adquirente deve mensurar a participação de não controladores na adquirida pelo valor justo ou com base na sua participação nos ativos líquidos identificados na adquirida. Custos diretamente atribuíveis à aquisição devem ser contabilizados como despesa quando incorridos.

Ao adquirir um negócio, a Companhia avalia os ativos e passivos financeiros assumidos com o objetivo de classificá-los e alocá-los de acordo com os termos contratuais, as circunstâncias econômicas e as condições pertinentes na data de aquisição.
Se a combinação de negócios for realizada em estágios, o valor justo na data de aquisição da participação societária previamente detida no capital da adquirida é reavaliado a valor justo nas datas de aquisição das parcelas adicionais, sendo os impactos reconhecidos na demonstração do resultado.

Inicialmente, a mais-valia é mensurada como sendo o excedente da contraprestação transferida em relação aos ativos líquidos adquiridos (ativos identificáveis adquiridos, líquidos e os passivos assumidos). Se a contraprestação for menor do que o valor justo dos ativos líquidos adquiridos, a diferença deverá ser reconhecida como ganho na demonstração do resultado.

Após o reconhecimento inicial, a mais valia é mensurada pelo custo, deduzido de quaisquer perdas acumuladas do valor recuperável. Para fins de teste do valor recuperável, a mais-valia adquirida em uma combinação de negócios é, a partir da data de aquisição, alocado a cada uma das unidades geradoras de caixa da Companhia que se espera sejam beneficiadas pelas sinergias da combinação, independentemente de outros ativos ou passivos da adquirida serem atribuídos a essas unidades.

Quando uma mais-valia fizer parte de uma unidade geradora de caixa e uma parcela dessa unidade for alienada, a mais-valia associada à parcela alienada deve ser incluída no custo da operação ao apurar-se o ganho ou a perda na alienação. A mais valia alienada nessas circunstâncias é apurada com base nos valores proporcionais da parcela alienada em relação à unidade geradora de caixa mantida.

3.30 – Demonstrações dos fluxos de caixa e do valor adicionado

As demonstrações dos fluxos de caixa foram preparadas e estão apresentadas de acordo com a Deliberação CVM nº 641, de 07 de outubro de 2010, que aprovou o Pronunciamento Técnico CPC 03 (R2) - Demonstração dos fluxos de caixa (“CPC 03”). As demonstrações do valor adicionado foram preparadas e estão apresentadas de acordo com a Deliberação CVM nº 557, de 12 de novembro de 2008, que aprovou o Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do valor adicionado (“CPC 09”).

A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado (DVA), individual e consolidada, é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis a companhias abertas. As IFRS não requerem a apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das demonstrações contábeis.

3.31 – Normas e interpretações de normas que ainda não estão em vigor

As seguintes normas e alterações de normas foram adotadas pela primeira vez para o exercício iniciado em 1o de janeiro de 2014 e tiveram impactos materiais para o Grupo.

(i) Alteração ao CPC 38/IAS 39 - "Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e mensuração" - esclarece que as que substituições de contrapartes originais pelas contrapartes de compensação que vierem a ser exigidas por introdução ou mudança de leis e regulamentos não provocam expiração ou término do instrumento de hedge. Além disso, os efeitos da substituição da contraparte original devem ser refletidos na mensuração do instrumento de hedge e, portanto, na avaliação e mensuração da efetividade do hedge.

(ii) OCPC 07 - "Evidenciação na Divulgação dos Relatórios Contábil-financeiros de Propósito Geral", trata dos aspectos quantitativos e qualitativos das divulgações em notas explicativas, reforçando as exigências já existentes nas normas contábeis e ressaltando que somente as informações relevantes para os usuários das demonstrações financeiras devem ser divulgadas.

(iii) OCPC 08 - "Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica", trata dos requisitos básicos de reconhecimento, mensuração e evidenciação a serem observados quando do aditamento dos contratos de concessão e permissão, por representar um elemento novo que assegura, a partir da data de sua assinatura, o direito ou impõe a obrigação de o concessionário receber ou pagar os ativos e passivos junto à contraparte - Poder Concedente.

(iv) Revisão CPC 07 - "Método de Equivalência Patrimonial em Demonstrações Separadas", altera a redação do CPC 35 - "Demonstrações Separadas" para incorporar as modificações efetuadas pelo IASB no IAS 27 - Separate Financial Statements, que passa a permitir a adoção do método de equivalência patrimonial em controladas nas demonstrações separadas, alinhando, dessa forma, as práticas contábeis brasileiras às normas internacionais de contabilidade. Especialmente para fins de IFRS, as modificações do IAS 27 foram adotadas antecipadamente.

Outras alterações e interpretações em vigor para o exercício financeiro a ser iniciado em 1º de janeiro de 2014 não são relevantes para o Grupo.

3.32 – Assuntos Regulatórios

Em função do baixo nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas e o consequente aumento do preço da energia, com impacto relevante no custo com energia comprada pelas distribuidoras de energia elétrica do País, o Governo Federal, através do Decreto nº 7.945/13, definiu o repasse de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para cobrir, principalmente, os custos decorrentes do despacho das usinas termelétricas e da exposição involuntária das distribuidoras ao mercado atacadista de energia.

Em 07 de março de 2014, foi publicado o Decreto nº 8.203/14, de forma a incluir a neutralização da exposição involuntária das concessionárias de distribuição no mercado de curto prazo, para a competência de janeiro de 2014, decorrente da compra frustrada no leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes realizado em dezembro de 2013.

Em 2 de abril de 2014, foi publicado o Decreto nº 8.221/2014 garantindo o direito das distribuidoras de reembolso dos custos extraordinários provenientes de energia termoelétrica através de contratos por disponibilidade além daquelas adquiridas no mercado de curto prazo para o período de fevereiro até dezembro de 2014. O decreto define que caberá à CCEE contratar as operações de crédito destinadas à cobertura prevista no parágrafo anterior e gerir a CONTA-ACR, assegurando o repasse dos custos incorridos nas operações à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL homologar, mensalmente, os valores a serem pagos pela CONTA-ACR a cada Concessionária de Distribuição, mediante a utilização dos recursos de que trata o Decreto nº 8.221/14, considerando a cobertura tarifária vigente.

Adicionalmente o Decreto nº 8.221/2014 também estabelece que deverá ser mantido na CONTA-ACR saldo suficiente para assegurar o fluxo de pagamentos das operações de crédito a ser contratado pela CCEE, podendo este saldo ser dado em garantia em favor dos credores destas operações, inclusive por meio de cessão fiduciária.

Em 16 de abril de 2014, a ANEEL emitiu a Resolução 612/14 e em 22 de abril de 2014 o Despacho 1.256/14, detalhando o funcionamento da CONTA-ACR e homologando os valores repassados pela CCEE às empresas distribuidoras, relativamente à competência de fevereiro de 2014.
Em 25 de abril de 2014 foi assinado um Contrato de Financiamento da Operação ACR – Ambiente de Contratação Regulada pela CCEE, junto a diversas instituições financeiras, com limite total de até R$11,2 bilhões, repassados às distribuidoras que incorreram nos custos adicionais descritos acima. Tendo em vista que tal montante se mostrou insuficiente para a finalidade desejada, em 15 de agosto de 2014 foi assinado novo Contrato de Financiamento, no valor adicional de R$ 6,6 bilhões. A CCEE liquida esse compromisso financeiro com o recebimento das cotas vinculadas ao pagamento das obrigações de cada distribuidora junto à CCEE. Essas cotas são estabelecidas mensalmente pela ANEEL para cada empresa distribuidora de energia e não possuem nenhuma vinculação com o valor de reembolso recebido por meio da operação de empréstimo captado pela CCEE.

4. REAPRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

As demonstrações financeiras da Companhia de 31 de dezembro de 2014 estão sendo reapresentadas, de forma espontânea, no âmbito do registro da oferta pública de distribuição primaria e secundária de ações ordinárias de emissão da Companhia

Objetivando uma melhor apresentação da posição patrimonial e do desempenho operacional e econômico da Companhia, e em consonância com o CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudanças nas Estimativas Contábeis e Correção de Erros, os ajustes foram classificados nas seguintes categorias:

- Mudança nas políticas contábeis;
- Mudança nas estimativas contábeis; e
- Retificação de erro

Os valores referentes aos balanços patrimoniais de 31 de dezembro de 2014 e 2013 e de 1º. de janeiro de 2013 (saldo de abertura), e às demonstrações de resultados abrangentes, das mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa e dos valores adicionados dos exercícios findos naquelas datas, cujas demonstrações financeiras de 2013 foram originalmente arquivadas na Comissão de Valores Mobiliários (CVM) em 24 de março de 2014, e as demonstrações financeiras de 2014 em 25 de fevereiro de 2015, e reapresentados em 25 de Julho de 2017, estão sendo reapresentadas, de forma a demonstrar os ajustes e reclassificações decorrentes dos seguintes assuntos:

(a) Reconhecimento da receita financeira sobre aplicações financeiras. Esse ajuste é classificado como retificação de erro

(b) Ajuste referente ICMS sobre CDE. Esse ajuste é classificado como retificação de erro

(c) Segregação dos valores de Instrumentos Financeiros Derivativos (swap), dos valores de empréstimos e financiamentos e das debêntures. Esse ajuste é classificado como retificação de erro

(d) Impactos fiscais decorrentes de ajustes efetuados nas controladas e na controladora, por ocasião da reapresentação das demonstrações financeiras, que afetaram as bases de cálculo do imposto de renda e da contribuição social gerando alterações nestes tributos. Esse ajuste é classificado como retificação de erro

(e) Reclassificação de Recursos CDE a devolver no ativo para o grupo de "Outros passivos circulantes". Esse

ajuste é classificado como retificação de erro

(f) Em 2015, a Controlada Itapebi Geração S.A. realizou um inventário físico onde foi detectada a necessidade de ajustes de custos entre ativos. Com base no inventário realizado, a controlada optou por contratar um laudo de valoração dos ativos, realizado por empresa especializada em gestão de ativos patrimoniais, que apresentou a necessidade de transferência de custos entre ativos com vida útil diferenciada, bem como a existência de ativos que não estavam registrados contabilmente, adquiridos em data anterior a 01 de janeiro de 2013. As análises de tais divergências foram concluídas pela administração da controlada após a emissão da demonstração financeira do exercício findo em 31 de dezembro de 2016. Em decorrência dessa transferência de custos e do registro dos ativos identificados, foi recalculada a depreciação acumulada gerando um ajuste de depreciação. Esse ajuste é classificado como retificação de erro.

(g) Contabilização da atualização do valor justo da base incremental do ativo financeiro indenizável e reclassificação dos juros capitalizados na Neoenergia decorrente de financiamento tomado para construção das controladas Termopernambuco e Itapebi, saldo apresentado na rubrica de “Outros investimentos” apenas na Controladora. Esse ajuste é classificado como retificação de erro

(h) Reclassificação de valores pagos com cartão de crédito de "Fornecedores" para "Outros passivos circulantes". Esse ajuste é classificado como retificação de erro

(i) Impactos reconhecidos na equivalência patrimonial da Companhia decorrentes de ajustes realizados nas demonstrações financeiras das controladas e coligadas por ocasião da reapresentação. Esse ajuste é classificado como retificação de erro.

(j) Saldos com Partes Relacionadas passaram a ser apresentados como "Outros ativos/passivos circulantes". Esse ajuste é classificado como retificação de erro

(k) Destinação do novo lucro apurado após realização dos ajustes que impactaram o resultado dos exercícios de 2014 e 2013 em R$ 54.831 e R$ 49.356, respectivamente, e dos ajustes de exercícios anteriores registrados em 01.01.2013 de R$ 24.354. Esse ajuste é classificado como retificação de erro

(l) Reclassificação do valor justo do ativo indenizável, da receita financeira para o grupo de receitas operacionais. A Companhia revisou suas práticas contábeis e concluiu que o ajuste a valor justo do ativo financeiro indenizável da concessão, originalmente apresentado sob a rubrica de "Receita Financeira", no resultado financeiro, poderia ser melhor classificado no grupo de receitas operacionais, juntamente com as demais receitas relacionadas com a sua atividade fim, por refletir mais apropriadamente o modelo de seu negócio de distribuição de energia elétrica e propiciar a melhor apresentação quanto à sua posição patrimonial e seu desempenho. (ajuste decorrente de mudança de prática contábil)

(m) Reclassificações de valores, referente a ressarcimento de energia elétrica de "outras receitas" para "energia elétrica comprada para revenda", conforme Despacho de Encerramento de Exercício de 2014, nº 4.786, divulgado pela ANEEL. (ajuste decorrente de mudança de prática contábil)

(n) Reclassificação de saldo comparativo PCLD/Perdas levadas à reserva. Esse ajuste é classificado como retificação de erro

(o) Reclassificação de saldo comparativo de Seguro garantia (contencioso trabalhista e cível). Esse ajuste é classificado como retificação de erro

(p) Correção de erro na estimativa da taxa de desconto utilizada para mensuração das obrigações atuariais em 31 de dezembro de 2014 dos planos de benefício pós emprego das controladas Coelba, Celpe e Cosern tendo sido atualizada uma taxa de desconto prevista de 5,8% enquanto a taxa realizada foi de

6,8% obtida em data posterior à apuração do passivo atuarial por parte das controladas. Esse ajuste é classificado como retificação de erro.

(q) Correção de erro na premissa de custo médico utilizada nos cálculos das obrigações atuariais de 31 de dezembro de 2014 do plano de assistência médica patrocinado pela controlada Coelba a seus empregados ativos, aposentados, pensionistas e seus dependentes legais. Esse ajuste é classificado como retificação de erro.

(r) Outras reclassificações entre contas para fins de melhor apresentação. Esse ajuste é classificado como mudança na política contábil

(s) Impactos nos minoritários em função dos ajustes realizados nas controladas Coelba, Celpe e Cosern. Esse ajuste é classificado como retificação de erro

(t) Em decorrência da implementação do Novo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico MCSE, em vigor a partir de 1º de janeiro de 2015, foram realizadas reclassificações na demonstração do resultado relativa ao exercício de 2013, para fins da manutenção da comparabilidade entre o resultado financeiro e operacional relativas a despesas com multas/perdas regulatórias / inadimplência do consumidor. (ajuste decorrente de mudança de prática contábil)

(u) Recálculo dos Encargos setoriais em função da alteração da receita operacional liquida. (ajuste decorrente de mudança de prática contábil).

(v) Atualização de contas a receber da Neoenergia S.A. com os acionistas não controladores da Rio PCH I. Esse ajuste é classificado como retificação de erro

(w) Reconhecimento dos valores de compra e venda de energia referente a dezembro de 2014 das controladas Termope e Itapebi, conforme regime de competência. Esse ajuste é classificado como retificação de erro

(x) Ajuste adiantamento PLR. Esse ajuste é classificado como retificação de erro.

(y) Recálculo do lucro básico e diluído por ação para refletir os efeitos retrospectivos do grupamento de ações ocorrido em 26 de outubro de 2017, conforme mencionado na nota 43. Esse ajuste é classificado como retificação de erro.

4.1. Reapresentação dos saldos de 01 de janeiro de 2013:

BALANÇO PATRIMONIAL	Ref.	Controladora 01/01/2013	Ajustes		Consolidado 01/01/2013	Ajustes	
		(Originalmente apresentado)		(Reapresentado)	(Originalmente apresentado)		(Reapresentado)
ATIVO							
CIRCULANTE							
Caixa e equivalentes de caixa	(y)	2.803.859	(2.803.786)	73	3.770.684	(3.686.224)	84.460
Títulos e valores mobiliários	(y)	124.719	2.803.786	2.928.505	171.044,00	3.686.224	3.857.268
Intrumentos financeiros derivativos	(c)	-	-	-	-	4.555	4.555
Impostos e Contribuições a recuperar	(d)	108.708	-	108.708	445.584	8.119	453.703
Outros ativos circulantes não ajustados		10.209	-	10.209	2.310.589	-	2.310.589
TOTAL DO CIRCULANTE		**3.047.495**	**-**	**3.047.495**	**6.697.901**	**12.674**	**6.710.575**
NÃO CIRCULANTE							
Intrumentos financeiros derivativos	(c)	-	-	-	-	97.033	97.033
Partes relacionadas	(j)	34.525	(34.525)	-	6.690	(6.690)	-
Impostos e contribuições sociais diferidos	(d)	27.728	-	27.728	981.079	7.168	988.247
Investimento	(r)/(i)	7.290.216	69.764	7.359.980	1.066.340	(4.635)	1.061.705
Investimentos em coligadas e controladas	(g)	7.290.216	69.764	7.359.980	1.047.007	(4.635)	1.042.372
Outros investimentos		-	-	-	19.333	-	19.333
Imobilizado	(f)	26.567	-	26.567	2.676.076	34.708	2.710.784
Intangível	(g)	45.674	(45.410)	264	6.581.255	-	6.581.255
Outros ativos não circulantes	(j)	15.182	34.525	49.707	22.420	6.690	29.110
Outros ativos não circulantes não ajustados		461.535	-	461.535	3.217.546	-	3.217.546
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		**7.901.427**	**24.354**	**7.925.781**	**14.551.406**	**134.274**	**14.685.680**
TOTAL DO ATIVO		**10.948.922**	**24.354**	**10.973.276**	**21.249.307**	**146.948**	**21.396.255**
		-					
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO							
CIRCULANTE							
Empréstimos e financiamentos	(c)	-	-	-	680.184	(33.473)	646.711
Debêntures	(c)	-	-	-	436.551	(16.348)	420.203
Intrumentos financeiros derivativos	(c)	-	-	-	-	54.376	54.376
Impostos e Contribuições a recolher	(d)	-	-	-	488.864	13.586	502.450
Partes Relacionadas	(j)	56	(56)	-	1.077	(1.077)	-
Outros passivos circulantes	(j)/(h)/(e)	-	56	56	272.042	1.077	273.119
Outros passivos circulantes não ajustados		182.928	-	182.928	1.571.774	-	1.571.774
TOTAL DO CIRCULANTE		**182.984**	**-**	**182.984**	**3.450.492**	**18.141**	**3.468.633**
NÃO CIRCULANTE							
Empréstimos e financiamentos	(c)	-	-	-	4.333.428	95.660	4.429.088
Debêntures	(c)	-	-	-	784.726	(14.371)	770.355
Intrumentos financeiros derivativos	(c)	-	-	-	-	16.062	16.062
Impostos e contribuições sociais diferidos	(d)	-	-	-	5.329	1.535	6.864
Outros passivos não circulantes não ajustados		96.529	-	96.529	1.281.806	-	1.281.806
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		**96.529**	**-**	**96.529**	**6.405.289**	**98.886**	**6.504.175**
						-	
PARTICIPAÇÕES MINORITÁRIAS		-	-	-			
						-	
PATRIMÔNIO LÍQUIDO							
Reservas de Lucro	(k)	6.454.174	24.354	6.478.528	6.454.174	24.354	6.478.528
Outros resultados abrangentes		-	-	-	-	-	-
Reserva de transação com os sócios		-	-	-	-	-	-
Outras contas do patrimônio líquido não ajustados		4.215.235	-	4.215.235	4.215.235	-	4.215.235
TOTAL DO PATRIMONIO LÍQUIDO		**10.669.409**	**24.354**	**10.693.763**	**10.669.409**	**24.354**	**10.693.763**
Participação dos não controladores		**-**	**-**	**-**	**724.117**	**5.567**	**729.684**
TOTAL DO PATRIMONIO LÍQUIDO CONSOLIDADO		**10.669.409**	**24.354**	**10.693.763**	**11.393.526**	**29.921**	**11.423.447**
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMONIO LÍQUIDO		**10.948.922**	**24.354**	**10.973.276**	**21.249.307**	**146.948**	**21.396.255**

4.2. Reapresentação dos saldos de 31 de dezembro de 2013:

	Ref.	Controladora			Consolidado		
		2013 (Originalmente apresentado)	Ajustes	2013 (Reapresentado)	2013 (Originalmente apresentado)	Ajustes	2013 (Reapresentado)
ATIVO							
CIRCULANTE							
Caixa e equivalentes de caixa	(a)/(y)	144.245	(144.107)	138	1.974.366	(1.882.002)	92.364
Títulos e valores mobiliários	(y)	100	145.353	145.453	30.418	1.883.248	1.913.666
Contas a receber de clientes e outros	(b)	-	-	-	1.823.106	(3.726)	1.819.380
Intrumentos financeiros derivativos	(c)	-	-	-	-	49.908	49.908
Impostos e Contribuições a recuperar	(d)	-	-	-	538.547	15.217	553.764
Outros ativos circulantes	(e)	-	-	-	93.348	4.869	98.217
Outros ativos circulantes não ajustados		127.881	-	127.881	169.277	-	169.277
TOTAL DO CIRCULANTE		**272.226**	**1.246**	**273.472**	**4.629.062**	**67.514**	**4.696.576**
NÃO CIRCULANTE							
Instrumentos financeiros derivativos	(c)	-	-	-	-	175.628	175.628
Partes Relacionadas	(j)	6.164	(6.164)	-	-	-	-
Dividendos a receber	(t)	185.418	-	185.418	9.352	-	9.352
Impostos e contribuições sociais diferidos	(d)	29.687	-	29.687	774.955	(14.180)	760.775
Concessão do Serviço Público (Ativo Financeiro)	(g)	-	-	-	2.353.666	54.329	2.407.995
Investimento	(i)	8.508.946	115.677	8.624.623	1.410.826	12.019	1.422.845
Investimentos em coligadas e controladas	(g)	8.508.946	115.677	8.624.623	1.395.135	12.019	1.407.154
Outros investimentos		-	-	-	15.691	-	15.691
Imobilizado	(f)	25.942	-	25.942	2.863.034	39.788	2.902.822
Intangível	(g)	43.464	(43.213)	251	7.252.258	(41)	7.252.217
Outros ativos não circulantes	(j)	183.155	6.164	189.319	190.956	-	190.956
Outros ativos não circulantes não ajustados		280.798	-	280.798	975.036	-	975.036
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		**9.263.574**	**72.464**	**9.336.038**	**15.830.083**	**267.543**	**16.097.626**
TOTAL DO ATIVO		**9.535.800**	**73.710**	**9.609.510**	**20.459.145**	**335.057**	**20.794.202**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO							
CIRCULANTE							
Fornecedores	(h)	-	-	-	1.017.633	(36.158)	981.475
Empréstimos e financiamentos	(c)	-	-	-	585.004	(14.834)	570.170
Debêntures	(c)	-	-	-	266.800	(16.648)	250.152
Intrumentos financeiros derivativos	(c)	-	-	-	-	81.633	81.633
Taxas regulamentares	(u)	-	-	-	64.276	(1.264)	63.012
Impostos e Contribuições a recolher	(d)	-	-	-	409.560	21.147	430.707
Partes Relacionadas	(j)	10	(10)	-	269.296	(269.296)	-
Outros passivos circulantes	(j)/(h)/(e)	25	10	35	476.590	311.271	787.861
Outros passivos circulantes não ajustados		50.085	-	50.085	300.775	-	300.775
TOTAL DO CIRCULANTE		**50.120**	**-**	**50.120**	**3.389.934**	**75.851**	**3.465.785**
NÃO CIRCULANTE							
Empréstimos e financiamentos	(c)	-	-	-	4.899.371	171.456	5.070.827
Intrumentos financeiros derivativos	(c)	-	-	-	-	4.172	4.172
Taxas regulamentares	(u)	-	-	-	33.390	(403)	32.987
Impostos e contribuições sociais diferidos	(d)				11.983	1.535	13.518
Outros passivos não circulantes		-	-	-	43.872	(5)	43.867
Outros passivos não circulantes não ajustados		103.116	-	103.116	2.425.434	-	2.425.434
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		**103.116**	**-**	**103.116**	**7.414.050**	**176.755**	**7.590.805**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO						-	
Reservas de Lucro	(k)	4.521.067	73.710	4.594.777	4.521.067	73.710	4.594.777
Reserva de transação com os sócios		-	-	-	(400.290)	-	(400.290)
Outras contas do patrimônio líquido não ajustados		4.861.497	-	4.861.497	4.861.497	-	4.861.497
Total do patrimônio líquido antes das participações		9.382.564	73.710	9.456.274	8.982.274	73.710	9.055.984
Partcipações de acionistas não controladores	(s)	-	-	-	672.887	8.741	681.628
TOTAL DO PATRIMONIO LÍQUIDO		**9.382.564**	**73.710**	**9.456.274**	**9.655.161**	**82.451**	**9.737.612**
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMONIO LÍQUIDO		**9.535.800**	**73.710**	**9.609.510**	**20.459.145**	**335.057**	**20.794.202**

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Ref.	Controladora			Consolidado		
		2013 (Originalmente apresentado)	Ajustes	2013 (Reapresentado)	2013 (Originalmente apresentado)	Ajustes	2013 (Reapresentado)
Receita bruta		3.232	-	3.232	14.404.571	(22.421)	14.382.150
(-) Deduções da receita bruta		(895)	-	(895)	(3.790.273)	348	(3.789.925)
Receita líquida	(b)/(g)/(l)/(m)/(u)/(t)	2.337	-	2.337	10.614.298	(22.073)	10.592.225
Custo do serviço	(m)/(t)	-	-	-	(7.771.134)	207.311	(7.563.823)
Lucro bruto		**2.337**	**-**	**2.337**	**2.843.164**	**185.238**	**3.028.402**
Despesas com vendas	(n)	-	-	-	(652.608)	(3.633)	(656.241)
Despesas gerais e administrativas	(o)/(m)/(r)	(74.762)	-	(74.762)	(660.499)	6.196	(654.303)
Resultado de participações societárias	(i)	827.749	48.110	875.859	(74.432)	9.817	(64.615)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos		**755.324**	**48.110**	**803.434**	**1.455.625**	**197.618**	**1.653.243**
Receita financeira	(l)/(m)/(y)/(a)	145.121	1.246	146.367	1.063.666	(175.217)	888.449
Despesa financeira	(n)/(o)/(r)	(25.237)	-	(25.237)	(1.195.623)	50.525	(1.145.098)
Lucro antes do Impostos		**875.208**	**49.356**	**924.564**	**1.323.668**	**72.926**	**1.396.594**
Imposto de Renda e Contribuição Social	(d)	1.936	-	1.936	(252.857)	(20.172)	(273.029)
Lucro líquido do exercício		**877.144**	**49.356**	**926.500**	**1.070.811**	**52.754**	**1.123.565**
Atribuível à:							
Acionistas controladores		877.144	49.356	926.500	877.144	49.356	926.500
Acionistas não controladores	(s)	-	-	-	193.667	3.398	197.065
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO POR AÇÃO DO CAPITAL - R$							
Ordinária	(y)	1,13		1,19	1,13		1,19

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS ABRANGENTES

	Ref.	2013 Controladora (Originalmente apresentado)	Ajustes	(Reapresentado)
Lucro líquido de exercício		877.144	49.356	926.500
Outros resultados abrangentes			-	
Resultado Abrangente decorrente de equivalência s/ investida		173.876	-	173.876
Outros resultados abrangentes do exercício, líquidos de impostos		173.876	-	173.876
Total de resultados abrangentes do exercício, líquidos de impostos		1.051.020	49.356	1.100.376
Atribuível à:				
Acionistas controladores		1.051.020	49.356	1.100.376
Acionistas não controladores		-	-	

	Ref.	2013 Consolidado (Originalmente apresentado)	Ajustes	(Reapresentado)
Lucro líquido de exercício		1.070.811	52.754	1.123.565
Outros resultados abrangentes				
Reversão de perda por participação relativa em investida vendida		26.021	-	26.021
Efeitos dos Planos de Benefícios e Plano de Saúde a Empregados das investidas	(p)/(q)	251.714	(475)	251.239
Resultado Abrangente decorrente de equivalência s/ investida		718	-	718
Tributos s/ resultados abrangentes	(p)/(q)	(85.583)	475	(85.108)
Outros resultados abrangentes do exercício, líquidos de impostos		192.870	-	192.870
Total de resultados abrangentes do exercício, líquidos de impostos		1.263.681	52.754	1.316.435
Atribuível à:				
Acionistas controladores		1.051.020	49.356	1.100.376
Acionistas não controladores		212.661	3.398	216.059

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

	Ref	Controladora								
				Reservas de Lucros						
		Capital Social	Reserva de Capital	Reserva Legal	Reserva de Lucros não Realizados	Reserva de Retenção de Lucros	Reserva de transação com os sócios	Outros Resultados Abrangentes	Proposta de Distribuição de Dividendos adicional	Total
Saldos em 31 de Dezembro de 2013 (Originalmente apresentado)		4.739.025	2.288	580.000	73.046	3.868.021	-	48.486	71.698	9.382.564
Resultado abrangente de investidas		-	-	-	-	-		-	-	-
Destinações:										-
Reserva de retenção de lucros	(k)					73.710				73.710
Saldos em 31 de Dezembro de 2013 (Reapresentado)		4.739.025	2.288	580.000	73.046	3.941.731		48.486	71.698	9.456.274

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

		Consolidado										
				Reservas de Lucros								
		Capital Social	Reserva de Capital	Reserva Legal	Reserva de Lucros não Realizados	Reserva de Retenção de Lucros	Reserva de transação com os sócios	Outros Resultados Abrangentes	Proposta de Distribuição de Dividendos adicional	Total	Participação de não controladores	Total
Saldos em 31 de Dezembro de 2013 (Originalmente apresentado)		4.739.025	2.288	580.000	73.046	3.868.021	(400.290)	48.486	71.698	8.982.274	672.887	9.655.161
Destinações:										-		
Reserva de retenção de lucros	(k)					73.710				73.710	8.741	82.451
Saldos em 31 de Dezembro de 2013 (Reapresentado)		4.739.025	2.288	580.000	73.046	3.941.731	(400.290)	48.486	71.698	9.055.984	681.628	9.737.612

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA

	Ref.	Controladora			Consolidado		
		2013 (Originalmente apresentado)	**Ajustes**	**2013** (Reapresentado)	**2013** (Originalmente apresentado)	**Ajustes**	**2013** (Reapresentado)
Lucro antes dos impostos		875.208	49.356	924.564	1.323.668	72.926	1.396.594
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais	(y)	(762.355)	(173.636)	(935.991)	1.443.813	(307.191)	1.136.622
		112.853	(124.280)	(11.427)	2.767.481	(234.265)	2.533.216
Redução (aumento) dos ativos operacionais		377.215	(1)	377.214	10.848	(43.355)	(32.507)
Aumento (redução) dos passivos operacionais		(20.914)	-	(20.914)	(523.005)	(15.947)	(538.952)
Caixa oriundo das atividades operacionais	(l)/(g)	469.154	(124.281)	344.873	2.255.324	(293.567)	1.961.757
Geração (utilização) de caixa em atividades de investimento	(l)/(g)/(y)	(677.545)	2.783.960	2.106.415	(2.765.162)	2.074.610	(690.552)
Utilização de caixa em atividades de financiamento	(l)	(2.451.223)	-	(2.451.223)	(1.286.480)	23.179	(1.263.301)
Aumento (redução) no caixa e equivalentes de caixa		(2.659.614)	2.659.679	65	(1.796.318)	1.804.222	7.904
Caixa e equivalentes no início do exercício		2.803.859	(2.803.786)	73	3.770.684	(3.686.224)	84.460
Caixa e equivalentes no final do exercício		144.245	(144.107)	138	1.974.366	(1.882.002)	92.364
Variação liquida de caixa		(2.659.614)	2.659.679	65	(1.796.318)	1.804.222	7.904

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO

		Controladora			Consolidado		
	Notas	2013 (Originalmente apresentado)	Ajustes	2013 (Reapresentado)	2013 (Originalmente apresentado)	Ajustes	2013 (Reapresentado)
Valor adicionado líquido produzidos pela entidade		(156.512)	-	(156.512)	5.244.466	190.370	5.434.836
Valor adicionado recebido em transferência		1.062.546	49.356	1.111.902	1.080.075	(165.402)	914.673
Valor adicionado total a distribuir		906.034	49.356	955.390	6.324.541	24.968	6.349.509
Distribução do valor adicionado							
Pessoal		3.397	-	3.397	511.397	2.898	514.295
Impostos, taxas e contribuições	(d)/(u)	(195)	-	(195)	3.532.403	19.841	3.552.244
Remuneração de Capitais de Terceiros	(g)/(l)	25.688	-	25.688	1.209.930	(50.525)	1.159.405
Remuneração de Capitais Próprios		877.144	49.356	926.500	1.070.811	52.754	1.123.565
Valor adicionado distribuído		906.034	49.356	955.390	6.324.541	24.968	6.349.509

4.3. Reapresentação dos saldos de 31 de dezembro de 2014:

	Ref.	Controladora			Consolidado		
		2014 (Originalmente apresentado)	Ajustes	2014 (Reapresentado)	2014 (Originalmente apresentado)	Ajustes	2014 (Reapresentado)
ATIVO							
CIRCULANTE							
Caixa e equivalentes de caixa	(y)	194.483	(194.317)	166	1.138.995	(1.047.560)	91.435
Títulos e Valores Mobiliários	(y)	13.014	194.316	207.330	18.819	1.047.559	1.066.378
Contas a receber de clientes e outros	(b)	1.010	-	1.010	2.291.818	(12.587)	2.279.231
Intrumentos financeiros derivativos	(c)	-	-	-	-	73.013	73.013
Impostos e Contribuições a recuperar	(d)	102.604	8.908	111.512	468.441	48.869	517.310
Outros ativos circulantes	(x)	3.578	-	3.578	87.740	(1.191)	86.549
Outros ativos circulantes não ajustados		-	-	-	748.479	-	748.479
TOTAL DO CIRCULANTE		**314.689**	**8.907**	**323.596**	**4.754.292**	**108.103**	**4.862.395**
NÃO CIRCULANTE							
Contas a receber de clientes e outros			-				
Intrumentos financeiros derivativos	(c)	-	18.815	18.815	-	257.994	257.994
Dividendos a receber		226.460	-	226.460	-	-	-
Impostos e contribuições sociais diferidos	(d)	4.777	-	4.777	815.429	(13.040)	802.389
Entidade de Previdência Privada	(p)	-	-	-	7.709	9.330	17.039
Concessão do Serviço Público (Ativo Financeiro)	(g)	-	-	-	3.039.590	155.926	3.195.516
Investimento	(i)	8.507.700	107.502	8.615.202	1.458.463	26.615	1.485.078
Investimentos em coligadas e controladas	(g)	8.507.700	107.502	8.615.202	1.444.526	26.615	1.471.141
Outros investimentos		-	-	-	13.937	-	13.937
Imobilizado	(f)	27.023	-	27.023	3.716.222	(16.164)	3.700.058
Intangível	(g)	29.888	(29.274)	614	7.214.786	(123)	7.214.663
Outros ativos não circulantes	(v)	23.981	15.989	39.970	25.308	15.989	41.297
Outros ativos não circulantes não ajustados		358.514	-	358.514	1.081.433	-	1.081.433
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		**9.178.343**	**113.032**	**9.291.375**	**17.358.940**	**436.527**	**17.795.467**
TOTAL DO ATIVO		**9.493.032**	**121.939**	**9.614.971**	**22.113.232**	**544.630**	**22.657.862**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO							
CIRCULANTE							
Fornecedores	(w)	3.587	-	3.587	1.695.895	11.360	1.707.255
Empréstimos e financiamentos	(c)	17.737	(15.383)	2.354	933.048	52.411	985.459
Intrumentos financeiros derivativos	(c)	-	15.383	15.383	-	20.602	20.602
Salários e encargos a pagar	(r)	2.908	-	2.908	110.850	2.606	113.456
Taxas regulamentares	(u)	-	-	-	43.065	(1.142)	41.923
Impostos e Contribuições a recolher	(d)	44.543	3.509	48.052	485.635	40.301	525.936
Obrigações de benefícios de aposentadoria	(r)	-		-	33.597	(2.606)	30.991
Outros passivos circulantes		7	-	7	353.760	1	353.761
Outros passivos circulantes não ajustados		30.170	-	30.170	406.226	-	406.226
TOTAL DO CIRCULANTE		**98.952**	**3.509**	**102.461**	**4.062.076**	**123.533**	**4.185.609**
NÃO CIRCULANTE							
Empréstimos e financiamentos	(c)	313.503	18.815	332.318	5.882.732	230.536	6.113.268
Debêntures	(c)	-	-	-	1.161.995	9.960	1.171.955
Intrumentos financeiros derivativos	(c)	-	-	-	-	17.498	17.498
Taxas regulamentares	(u)	-	-	-	53.778	(422)	53.356
Obrigações de benefícios de aposentadoria	(p)/(q	-	-	-	573.463	59.685	633.148
Outros passivos não circulantes		-	-	-	47.915	(4)	47.911
Outros passivos não circulantes não ajustados		21.761	-	21.761	501.846	-	501.846
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		**335.264**	**18.815**	**354.079**	**8.221.729**	**317.253**	**8.538.982**
			-			-	
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			-			-	
Reservas de lucros	(k)	4.812.073	128.541	4.940.614	4.812.073	128.541	4.940.614
Outros resultados abrangentes	(p)/(q	(4.933)	(28.926)	(33.859)	(4.933)	(28.926)	(33.859)
Proposta de distribuição de dividendos adicionais			-			-	
Outras contas do patrimônio líquido não ajustados		4.251.676	-	4.251.676	4.251.676	-	4.251.676
Total do patrimônio líquido antes das participações		9.058.816	99.615	9.158.431	9.058.816	99.615	9.158.431
Partcipações de acionistas não controladores	(s)	-	-	-	770.611	4.229	774.840
TOTAL DO PATRIMONIO LÍQUIDO		**9.058.816**	**99.615**	**9.158.431**	**9.829.427**	**103.844**	**9.933.271**
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMONIO LÍQUIDO		**9.493.032**	**121.939**	**9.614.971**	**22.113.232**	**544.630**	**22.657.862**

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Ref.	Controladora			Consolidado		
		2014 (Originalmente apresentado)	Ajustes	2014 (Reapresentado)	2014 (Originalmente apresentado)	Ajustes	2014 (Reapresentado)
Receita bruta		3.748	-	3.748	16.504.381	101.637	16.606.018
(-) Deduções da receita bruta		(347)	-	(347)	(4.305.678)	8.607	(4.297.071)
Receita líquida	(l)/(m)/(w)	3.401	-	3.401	12.198.703	110.244	12.308.947
Custo do serviço	(w)	-	-	-	(9.257.860)	(2.180)	(9.260.040)
Lucro bruto		**3.401**	**-**	**3.401**	**2.940.843**	**108.064**	**3.048.907**
Despesas com vendas	(n)	-	-	-	(678.327)	(6.039)	(684.366)
Despesas gerais e administrativas	(m)/(o)/(r)	(59.001)	-	(59.001)	(646.111)	4.713	(641.398)
Resultado de participações societárias	(i)	699.648	34.693	734.341	(73.022)	14.597	(58.425)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos		**644.048**	**34.693**	**678.741**	**1.543.383**	**121.335**	**1.664.718**
Receita financeira	(l)/(m)/(r)	113.042	14.742	127.784	1.362.948	(142.287)	1.220.661
Despesa financeira	(n)/(o)/(r)	(110.715)	-	(110.715)	(2.012.183)	91.161	(1.921.022)
Lucro antes do Impostos		**646.375**	**49.435**	**695.810**	**894.148**	**70.209**	**964.357**
Imposto de Renda e Contribuição Social	(d)	(44.528)	5.398	(39.130)	(176.254)	(11.217)	(187.471)
Lucro líquido do exercício		**601.847**	**54.833**	**656.680**	**717.894**	**58.992**	**776.886**
Atribuível à:							
Acionistas controladores		601.847	54.833	656.680	601.847	54.833	656.680
Acionistas não controladores	(s)	-	-	-	116.047	4.159	120.206
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO POR AÇÃO DO CAPITAL - R$							
Ordinária	(y)	0,77		0,84	0,77		0,84

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS ABRANGENTES

	Notas	2014 Controladora (Originalmente apresentado)	Ajustes	(Reapresentado)
Lucro líquido de exercício		601.847	54.833	656.680
Outros resultados abrangentes			-	
Resultado Abrangente decorrente de equivalência s/ investida	(p)/(q)	(53.419)	(28.926)	(82.345)
Outros resultados abrangentes do exercício, líquidos de impostos		(53.419)	(28.926)	(82.345)
Total de resultados abrangentes do exercício, líquidos de impostos		548.428	25.907	574.335

	Notas	2014 Consolidado (Originalmente apresentado)	Ajustes	(Reapresentado)
Lucro líquido de exercício		717.894	58.992	776.886
Outros resultados abrangentes				
Efeitos dos Planos de Benefícios e Plano de Saúde a Empregados das investidas	(p)/(q)	(91.826)	(47.507)	(139.333)
Tributos s/ resultados abrangentes	(p)/(q)	31.221	14.276	45.497
Outros resultados abrangentes do exercício, líquidos de impostos		(60.605)	(33.231)	(93.836)
Total de resultados abrangentes do exercício, líquidos de impostos		657.289	25.761	683.050
Atribuível à:				
Acionistas controladores		548.428	25.907	574.335
Acionistas não controladores		108.861	(146)	108.715

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

		Controladora								
				Reservas de Lucros						
	Ref	Capital Social	Reserva de Capital	Reserva Legal	Reserva de Lucros não Realizados	Reserva de Retenção de Lucros	Reserva de transação com os sócios	Outros Resultados Abrangentes	Proposta de Distribuição de Dividendos adicional	Total
Saldos em 31 de Dezembro de 2014 (Originalmente apresentado)		4.739.025	2.288	610.092	73.046	4.128.935	(657.542)	(4.933)	167.905	9.058.816
Resultado abrangente de investidas	(p)/(q)	-	-	-	-	-	-	(28.926)	-	(28.926)
Destinações:										-
Reserva de retenção de lucros	(k)					128.541				128.541
Saldos em 31 de Dezembro de 2014 (Reapresentado)		4.739.025	2.288	610.092	73.046	4.257.476	(657.542)	(33.859)	167.905	9.158.431

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

		Consolidado										
				Reservas de Lucros								
	Ref	Capital Social	Reserva de Capital	Reserva Legal	Reserva de Lucros não Realizados	Reserva de Retenção de Lucros	Reserva de transação com os sócios	Outros Resultados Abrangentes	Proposta de Distribuição de Dividendos adicional	Total	Participação de não controladores	Total
Saldos em 31 de Dezembro de 2014 (Originalmente apresentado)		4.739.025	2.288	610.092	73.046	4.128.935	(657.542)	(4.933)	167.905	9.058.816	770.611	9.829.427
Efeitos dos planos de benefícios de empregados das investidas	(p)/(q)	-	-	-	-	-	-	(28.926)	-	(28.926)	4.229	(24.697)
Destinações:										-		
Reserva de retenção de lucros	(k)					128.541				128.541		128.541
Saldos em 31 de Dezembro de 2014 (Reapresentado)		4.739.025	2.288	610.092	73.046	4.257.476	(657.542)	(33.859)	167.905	9.158.431	774.840	9.933.271

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA

		Controladora			Consolidado		
	Nota	2014 (Originalmente apresentado)	Ajustes	2014 (Reapresentado)	2014 (Originalmente apresentado)	Ajustes	2014 (Reapresentado)
Lucro antes dos impostos		646.375	49.435	695.810	894.148	70.209	964.357
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais	(l)/(g)/(y)	(640.917)	(49.716)	(690.633)	1.216.949	(281.257)	935.692
		5.458	(281)	5.177	2.111.097	(211.048)	1.900.049
Redução (aumento) dos ativos operacionais		534.472	(15.989)	518.483	(276.360)	(53.856)	(330.216)
Aumento (redução) dos passivos operacionais		11.448	-	11.448	(578.903)	81.279	(497.624)
Caixa oriundo das atividades operacionais	(l)/(g)	551.378	(16.270)	535.108	1.255.834	(183.625)	1.072.209
Geração (utilização) de caixa em atividades de investimento	(l)/(g)/(y)	(586.972)	(33.940)	(620.912)	(2.845.564)	1.019.981	(1.825.583)
Utilização de caixa em atividades de financiamento	(l)	85.832	-	85.832	754.359	(1.914)	752.445
Aumento (redução) no caixa e equivalentes de caixa		50.238	(50.210)	28	(835.371)	834.442	(929)
Caixa e equivalentes no início do exercício		144.245	(144.107)	138	1.974.366	(1.882.002)	92.364
Caixa e equivalentes no final do exercício		194.483	(194.317)	166	1.138.995	(1.047.560)	91.435
Variação liquida de caixa		50.238	(50.210)	28	(835.371)	834.442	(929)

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO

		Controladora			Consolidado		
	Notas	**2014 (Originalmente apresentado)**	**Ajustes**	**2014 (Reapresentado)**	**2014 (Originalmente apresentado)**	**Ajustes**	**2014 (Reapresentado)**
Valor adicionado líquido produzidos pela entidade		(129.846)	-	(129.846)	5.833.689	98.662	5.932.351
Valor adicionado recebido em transferência		900.174	49.435	949.609	1.378.855	(127.690)	1.251.165
Valor adicionado total a distribuir		770.328	49.435	819.763	7.212.544	(29.028)	7.183.516
Distribução do valor adicionado							
Pessoal		9.796	-	9.796	606.177	399	606.576
Impostos, taxas e contribuições	(d)/(u)	47.728	(5.398)	42.330	3.860.062	2.749	3.862.811
Remuneração de Capitais de Terceiros	(g)/(l)	110.957	-	110.957	2.028.411	(91.168)	1.937.243
Remuneração de Capitais Próprios		601.847	54.833	656.680	717.894	58.992	776.886
Valor adicionado distribuído		770.328	49.435	819.763	7.212.544	(29.028)	7.183.516

5. PROCEDIMENTOS DE CONSOLIDAÇÃO

As demonstrações contábeis consolidadas foram preparadas de acordo com as praticas estabelecidas pelo CPC 36 (R3) - Demonstrações Consolidadas e são compostas pelas informações contábeis da Neoenergia e de suas controladas.

Controladas são todas as entidades (incluindo as entidades estruturadas) nas quais o Grupo detém o controle. O Grupo controla uma entidade quando está exposto ou tem direito a retorno variáveis decorrentes de seu envolvimento com a entidade e tem a capacidade de interferir nesses retornos devido ao poder que exerce sobre a entidade. As controladas são totalmente consolidadas a partir da data em que o controle é transferido para o Grupo. A consolidação é interrompida a partir da data em que o Grupo deixa de ter o controle. As empresas controladas estão abaixo relacionadas:

		Percentual da Participação (%)			
		2014		2013	
Empresas Controladas	**Ref**	**Direta**	**Indireta**	**Direta**	**Indireta**
DISTRIBUIÇÃO					
COELBA		87,84	-	87,84	-
CELPE		89,65	-	89,65	-
COSERN		84,45	-	84,45	-
GERAÇÃO					
AFLUENTE GERAÇÃO		87,84	-	87,84	-
BAGUARI I		99,99	0,01	99,99	0,01
BAHIA PCH I		99,99	0,01	99,99	0,01
GERAÇÃO CIII		99,99	0,01	99,99	0,01
GOIÁS SUL		99,99	0,01	99,99	0,01
ITAPEBI		42,00	58,00	42,00	35,40
RIO PCH I		70,00	-	70,00	-
TERMOPERNAMBUCO		99,99	0,01	99,99	0,01
GERAÇÃO CÉU AZUL		99,99	0,01	99,99	0,01
ENERGYWORKS		99,99	0,01	99,99	0,01
CAPUAVA		-	100,00	-	100,00
CALANGO I	(a.2)	-	50,00	-	50,00
CALANGO IV	(a.2)	-	50,00	-	50,00
CALANGO V	(a.2)	-	50,00	-	50,00
CAETITÉ I	(a.2)	-	50,00	-	50,00
CAETITÉ II	(a.2)	-	50,00	-	50,00
FORÇA EÓLICA DO BRASIL 1	(a.1)	50,00	-	-	-
TRANSMISSÃO					
AFLUENTE TRANSMISSÃO		87,84	-	87,84	-
SE NARANDIBA		99,99	0,01	99,99	0,01
POTIGUAR SUL		-	100,00	-	100,00
COMERCIALIZAÇÃO					
NC ENERGIA		100,00	-	100,00	-
OUTROS					
NEOINVEST		99,99	0,01	99,99	0,01
NEOSERVIÇOS		100,00	-	100,00	-
NEOENERGIA O&M		100,00	-	100,00	-
DAVINOPÓLIS		100,00	-	100,00	-
BELO MONTE PARTICIPAÇÕES		99,00	1,00	99,00	1,00

(a.1) Em janeiro de 2014, foi concluída a reformulação do acordo de acionistas que regia a parceria entre a Neoenergia e a Iberdrola nas empresas da atividade de geração de energia eólica. Ficou definido que a empresa de controle conjunto original, Força Eólica do Brasil, sofreria uma cisão parcial, na qual, dela resultaria três companhias (vide nota explicativa de movimentação de investimento nº16). Além da empresa original, que permaneceria tendo o controle conjunto, seriam criadas duas outras na qual uma delas o controle seria da

Neoenergia (Referência “a.1”) e a outra da Iberdrola, a Força Eólica do Brasil 2. Não houve qualquer alteração na participação original dos ativos. No processo de cisão coube a Força Eólica do Brasil 1 os parques destacados com a referência “a.2”. As demais empresas participadas da Força Eólica do Brasil foram vertidas na cisão para a Força eólica do Brasil 2 e estão, agora, definidas como coligadas da Neoenergia.

(a.2) Empresas vertidas no processo de cisão para incorporar ao patrimônio da Força Eólica do Brasil 1. Assim, definido a tomada do controle.

Os critérios contábeis adotados na apuração das informações das controladas foram aplicados uniformemente. As principais práticas de consolidação adotadas foram:

- Eliminação dos saldos das contas de ativos e passivos entre as empresas consolidadas;
- Eliminação das participações no capital, reservas e lucros acumulados das empresas consolidadas;
- Eliminação dos saldos de receitas e despesas decorrentes de negócios entre as empresas;
- Destaque aos acionistas não controladores nos balanços patrimoniais e nas demonstrações dos resultados.

Para fins de apresentação das demonstrações financeiras consolidadas, a mais valia paga pela Neoenergia S.A. na aquisição de investimentos, o qual é atribuído à concessão, foi classificado no ativo intangível mediante a aplicação do método de aquisição previsto no CPC 15 (R1) – Combinação de negócios. Adicionalmente, houve a classificação dos gastos auferidos e capitalizados na controladora para realização de projetos de suas controladas, principalmente de térmicas já em operação. Esses gastos no consolidado foram alocados juntamente aos ativos atribuíveis construídos, considerados no imobilizado.

Coligadas e empreendimentos controlados em conjunto

Coligadas são todas as entidades sobre as quais o Grupo tem influência significativa, mas não o controle, geralmente por meio de uma participação societária de 20% a 50% dos direitos de voto.

Acordos em conjunto são todas as entidades sobre as quais o Grupo tem controle compartilhado com uma ou mais partes. Os investimentos em acordos em conjunto são classificados como operações em conjunto (joint operations) ou empreendimentos controlados em conjunto (joint ventures) dependendo dos direitos e das obrigações contratuais de cada investidor.

Para fins de apresentação das demonstrações financeiras consolidadas, a mais valia paga pela Neoenergia S.A. na aquisição de investimentos, o qual é atribuído à concessão, foi classificado no ativo intangível mediante aplicação do método de aquisição previsto no CPC 15 (R1) – Combinação de negócios. Adicionalmente, houve a classificação dos gastos auferidos e capitalizados na controladora para realização de projetos de suas controladas, principalmente de térmicas já em operação. Esses gastos no consolidado foram alocados juntamente aos ativos atribuíveis construídos, considerados no imobilizado.

Transações com participações de não controladores

Em 23 de dezembro de 2013, a Termopernambuco adquiriu participação adicional de 35,4% das ações da Itapebi pela contraprestação de R$ 503.748. O Grupo passou a deter 77,4% do capital da Itapebi e baixou a participação de não controladores no montante de R$ 103.458. Com isso, registrou uma redução no patrimônio líquido do consolidado de R$ 400.290.

Em 11 de fevereiro de 2014, a Termopernambuco adquiriu da Iberdrola S.A., um dos controladores do Grupo, a participação adicional de 22,6% das ações da Itapebi pela contraprestação de R$ 325.475. Dessa forma, o Grupo passou a deter 100 % do capital da companhia, gerando um ajuste no patrimônio líquido do consolidado decorrente de transação com os sócios no montante de R$ 257.252. Para equalização dos saldos entre o patrimônio consolidado e individual, também foi realizado um ajuste no patrimônio líquido da controladora em suas

demonstrações individuais, conforme denota o ICPC 09, que trata das Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Consolidadas, entre outros assuntos.

6. JULGAMENTOS, ESTIMATIVAS E PREMISSAS CONTÁBEIS SIGNIFICATIVAS

As estimativas e os julgamentos contábeis são continuamente avaliados e baseiam-se na experiência histórica e em outros fatores, incluindo expectativas de eventos futuros, consideradas razoáveis para as circunstâncias.

Julgamentos significativos na aplicação das políticas contábeis

A preparação das demonstrações financeiras requer que a Administração faça julgamentos e estimativas e adote premissas que afetam os valores apresentados de receitas, despesas, ativos e passivos, bem como as divulgações de passivos contingentes, na data base das demonstrações financeiras. Contudo, a incerteza relativa a essas premissas e estimativas poderia levar a resultados que requeiram um ajuste significativo ao valor contábil do ativo ou passivo afetado em períodos futuros.

No processo de aplicação das políticas contábeis da Companhia, a Administração identificou os seguintes julgamentos que têm efeito significativo sobre os valores reconhecidos nas demonstrações financeiras:

- Nota 8 – Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa;
- Nota 12 – Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos;
- Nota 18 – Depreciação;
- Nota 19 – Ativos Financeiros da Concessão;
- Nota 20 – Intangíveis;
- Nota 28 – Provisões;
- Nota 31 – Fornecimento não Faturado de Energia Elétrica;
- Nota 37 – Mensuração pelo Valor Justo e Instrumentos Financeiros Derivativos; e
- Nota 39 – Obrigações de benefícios de aposentadoria.

Estimativas e premissas contábeis significativas

As principais premissas relativas a fontes de incerteza nas estimativas futuras e outras importantes fontes de incerteza em estimativas na data do balanço, envolvendo risco de causar um ajuste significativo no valor contábil dos ativos e passivos no próximo período financeiro, são discutidas a seguir:

a) Bifurcação dos bens da concessão do serviço público – Ativo financeiro indenizável e ativo intangível

As Companhias Controladas do Grupo adotam a premissa de que os bens são reversíveis no final do contrato de concessão, com direito de recebimento integral de indenização pelo poder concedente, sobre os investimentos ainda não amortizados e estimou o ativo financeiro indenizável oriundo da concessão, considerando os investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão, sendo tais montantes classificados como ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente. A parcela remanescente à determinação do ativo financeiro (valor novo de reposição) classificada como um ativo intangível em virtude da sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público, neste caso, do consumo de energia pelos clientes.

Com base nas disposições contratuais e nas interpretações dos aspectos legais e regulatórios, as Companhias adotam a premissa de que será indenizada pelo valor novo de reposição ao final da concessão. Essa determinação impactou a base de formação dos ativos que possuem cláusula de indenização prevista no contrato de concessão, norteado pela ICPC 01.

b) Contratos de construção

Em atendimento ao CPC 17 e ICPC 01, a Companhia contabilizou receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura, considerando que no negócio de distribuição de energia elétrica no Brasil não há margem nos serviços de construção.

Desta forma, a margem de construção foi estabelecida como sendo igual a zero, já que os valores desembolsados na atividade de construção são pleiteados, sem a incidência de qualquer margem, na Base de Remuneração Regulatória da Sociedade. A atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica, não sendo prevista, na estrutura tarifária, a remuneração com margem diferente de zero, sobre os serviços de construção.

c) Imposto de renda e contribuição social diferidos

As estimativas de lucro tributável, base para a análise de realização de ativos fiscais diferidos líquidos, são baseadas nos orçamentos anuais e no plano estratégico, ambos revisados periodicamente. Entretanto, o lucro tributável futuro pode ser maior ou menor que as estimativas consideradas pela administração quando da definição da necessidade de registrar ou não o montante do ativo fiscal diferido.

d) Perda por redução ao valor recuperável de ativos financeiros

Uma perda por redução ao valor recuperável existe quando o valor contábil de um ativo ou unidade geradora de caixa excede o seu valor recuperável, o qual é o maior entre o valor justo menos custos de venda e o valor em uso. O cálculo do valor justo menos custos de vendas é baseado em informações disponíveis de transações de venda de ativos similares ou preços de mercado menos custos adicionais para descartar o ativo. O cálculo do valor em uso é baseado no modelo de fluxo de caixa descontado. Os fluxos de caixa derivam do orçamento para os próximos cinco anos e não incluem atividades de reorganização com as quais a Companhia ainda não tenha se comprometido ou investimentos futuros significativos que melhorarão a base de ativos da unidade geradora de caixa objeto de teste. O valor recuperável é sensível à taxa de desconto utilizada no método de fluxo de caixa descontado, bem como aos recebimentos de caixa futuros esperados e à taxa de crescimento utilizada para fins de extrapolação. No exercício de 2014 não houve registro de impairment.

e) Mensuração pelo valor justo e instrumentos financeiros derivativos

Para os instrumentos financeiros que não possuem mercado ativo o valor justo é apurado utilizando-se a metodologia que toma como base o método de fluxo de caixa descontado do passivo ou ativo financeiro. Adicionalmente, a Companhia usa seu julgamento para definir as premissas de mensuração do valor justo.

f) Provisões para riscos tributários, cíveis, regulatórios e trabalhistas.

A Companhia reconhece provisão para causas tributárias, cíveis, regulatórias e trabalhistas. A avaliação da probabilidade de perda inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos. 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.

g) Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída em montante considerado suficiente pela Administração para fazer face às eventuais perdas na realização das contas a receber, levando em consideração

as perdas históricas e uma avaliação individual das contas a receber com riscos de realização. A provisão é constituída com base nos valores a receber de consumidores residenciais vencidos há mais de 90 dias, consumidores comerciais vencidos há mais de 180 dias, consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação e serviços públicos vencidos há mais de 360 dias, bem como através de análise criteriosa para os clientes com débitos relevantes.

h) Benefícios pós-emprego

O custo do plano de aposentadoria com benefícios definidos e o valor presente da obrigação de aposentadoria são determinados utilizando métodos de avaliação atuarial. A avaliação atuarial envolve o uso de premissas sobre as taxas de desconto, taxas de retorno de ativos esperadas, aumentos salariais futuros, taxas de mortalidade e aumentos futuros de benefícios de aposentadorias e pensões. A obrigação de benefício definido é altamente sensível a mudanças nessas premissas. Todas as premissas são revisadas anualmente.

7. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	Ref.	Controladora		Consolidado	
		(Reapresentado)		(Reapresentado)	
		2014	2013	2014	2013
Caixa e equivalentes de caixa	(a)				
Caixa e depósitos bancários à vista		166	138	91.435	69.550
Certificado de Depósito Bancário (CDB)		-	-	-	22.814
		166	**138**	**91.435**	**92.364**

(a) Caixa e equivalentes de caixa incluem caixa, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras de curto prazo, os quais são registrados pelos valores de custo acrescidos dos rendimentos auferidos até as datas dos balanços, que não excedem o seu valor justo ou de realização.

8. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES E DEMAIS CONTAS A RECEBER

As contas a receber de clientes e outros estão compostas da seguinte forma:

		Consolidado	
	Ref.	**2014**	2013
		(Reapresentado)	(Reapresentado)
Consumidores	(a)	**2.783.468**	2.688.151
Terceiros		**2.783.468**	2.688.151
Títulos a receber	(b)	**109.957**	111.482
Terceiros		**109.957**	111.482
Comercialização de energia na CCEE		**131.641**	101.302
Disponibilização do sistema de distribuição		**37.371**	34.754
Terceiros		**37.371**	33.566
Serviços prestados a terceiros		**14.117**	16.168
Serviços taxados e administrativos		**49.127**	59.541
Subvenções/Subsídios governamentais	(c)	**368.147**	157.138
Outros créditos		**86.899**	69.354
Terceiros		**86.899**	69.354
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(d)	**(974.765)**	(1.002.059)
Total		**2.605.962**	**2.235.831**

Circulante	**2.279.231**	1.819.380
Não circulante	**326.731**	416.451

(a) Consumidores

	Consolidado						
		Saldos vencidos		Total		PCLD	
	Saldos vincendos	Até 90 dias	Mais de 90 dias	(Reapresentado) 2014	(Reapresentado) 2013	(Reapresentado) 2014	(Reapresentado) 2013
Setor Privado							
Residencial	254.564	217.010	590.130	1.061.704	1.098.306	(590.130)	(621.548)
Industrial	151.333	18.430	79.923	249.686	245.797	(71.648)	(97.515)
Comercial, serviços e outras	236.342	60.808	100.563	397.713	367.094	(89.243)	(94.816)
Rural	53.515	19.302	80.495	153.312	143.562	(48.197)	(51.998)
	695.754	315.550	851.111	1.862.415	1.854.759	(799.218)	(865.877)
Setor Público							
Poder público							
Federal	15.865	5.184	4.313	25.362	24.811	(1.303)	(2.293)
Estadual	158.666	11.875	1.684	172.225	163.279	(1.008)	(1.990)
Municipal	137.061	12.715	29.166	178.942	187.160	(26.422)	(26.697)
	311.592	29.774	35.163	376.529	375.250	(28.733)	(30.980)
Iluminação pública	43.066	8.618	12.370	64.054	60.912	(6.420)	(7.932)
Serviço público	65.750	6.041	11.397	83.188	79.436	(8.241)	(12.647)
Fornecimento não faturado	397.282	-	-	397.282	317.794	-	-
Consumidores	1.513.444	359.983	910.041	2.783.468	2.688.151	(842.612)	(917.436)
Circulante				2.480.883	2.291.858	(826.639)	(901.275)
Não circulante				302.585	396.293	(15.973)	(16.161)

As contas a receber de consumidores de longo prazo no montante de R$ 302.585 em 31 de dezembro de 2014 (R$ 396.293 em 31 de dezembro de 2013) representam os valores resultantes da consolidação de parcelamentos de débitos de contas de fornecimento de energia vencidos de consumidores inadimplentes e com vencimento futuro, cobrados em contas de energia. Incluem juros e multa calculados pró-rata temporis.

(b) Títulos a Receber

Referem-se às contas de fornecimento de energia das empresas geradoras e comercializadoras com os diversos agentes de mercado.

	Consolidado						
	Saldos	Vencidos		Total		PCLD	
	vincendos	Até 90 dias	Mais 90 dias	2014	2013	2014	2013
				(Reapresentado)	(Reapresentado)		
Setor público	1.097	76	4	1.177	148	-	-
Setor privado	89.370	9.927	9.483	108.780	111.334	(10.152)	(5.720)
Total	90.467	10.003	9.487	109.957	111.482	(10.152)	(5.720)
Circulante				103.015	109.246	(10.152)	(5.323)
Não circulante				6.942	2.236	-	(397)

Os parcelamentos de débitos incluem juros e atualização monetária a taxas, prazos e indexadores comuns de mercado e os valores líquidos da PCLD são considerados recuperáveis pela Administração da Companhia.

(c) Subvenções

O Governo Federal, por meio das Leis nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010 e nº 10.438, de 26 de abril de 2002, determinou a aplicação da tarifa social de baixa renda com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda.

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.

A referida subvenção é calculada mensalmente pelas distribuidoras do Grupo e submetidas à ANEEL para aprovação e homologação através de Despacho, após o qual ocorre o repasse.

O aumento apresentado é referente principalmente a diferenças entre os valores apurados e o valor homologado em 2013 e o reconhecimento das novas parcelas do 4º trimestre de 2014 que ainda não foram repassados pela ANEEL para as distribuidoras.

(d) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa – PCLD

A Provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída de acordo com as normas do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica da ANEEL e após criteriosa análise das contas a receber vencidas, a Administração da Companhia entendeu ser suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos valores a receber, inclusive títulos 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.

	Consolidado				
	Consumidores	Títulos a receber	Comercialização de energia na CCEE	Outros créditos	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2012	(902.367)	(5.328)	(57.637)	4.264	(961.068)
Adições	(227.068)	(3.599)	(26.711)	(12.019)	(269.397)
Reversões	166.803	3.207	5.954	7.246	183.210
Baixados a reserva	45.196	-	-	-	45.196
Saldos em 31 de dezembro de 2013 (Reapresentado)	(917.436)	(5.720)	(78.394)	(509)	(1.002.059)
Adições	(287.801)	(4.671)	(38.325)	(12.019)	(342.816)
Reversões	190.845	239	-	7.246	198.330
Baixados a reserva	171.780	-	-	-	171.780
Saldos em 31 de dezembro de 2014 (Reapresentado)	(842.612)	(10.152)	(116.719)	(5.282)	(974.765)

9. TÍTULOS E VALOS MOBILIÁRIOS

	Ref.	Controladora		Consolidado	
		(Reapresentado)		(Reapresentado)	
		2014	2013	2014	2013
Títulos e valores mobiliários					
Certificado de Depósito Bancário (CDB)		-	-	10.401	28.962
Letras Financeiras do Tesouro (LFT)		-	-	19.297	14.588
Fundos de investimento	(a)	209.668	146.339	1.036.814	1.871.148
		209.668	**146.339**	**1.066.512**	**1.914.698**
Circulante		207.330	145.453	1.066.378	1.913.666
Não Circulante		2.338	886	134	1.032

(a) A carteira de aplicações financeiras é constituída, principalmente, por Fundos de Investimentos Restritos, compostos por diversos ativos visando melhor rentabilidade com o menor nível de risco, tais como: títulos de renda fixa, títulos públicos, operações compromissadas, debêntures, CDB´s, entre outros. Os valores aplicados são convertidos em cotas com atualização diária e o cálculo do saldo do cotista é feito multiplicando o número de cotas adquiridas pelo valor da cota no dia.

Abaixo apresentamos a composição do Fundo de Investimento Restrito da Companhia:

	Controladora		Consolidado	
Carteira	**2014**	**2013**	**2014**	**2013**
BB Polo 28 FI Renda Fixa	***110.330***	***110.658***	***637.612***	***1.717.011***
BB TOP RF MODERADO FI RF LP	*-*	*87.066*	*-*	*1.350.959*
BB TOP RF CONSERVADOR FI RF LONGO PRAZO	*70.835*	*-*	*409.366*	*-*
BB TOP PRINCIPAL REFERENCIADO DI LP FI	*13.837*	*7.363*	*79.965*	*114.242*
BB TOP GOVERNO FIRF	*-*	*9.115*	*-*	*141.426*
CDBs	*20.987*	*4.346*	*121.287*	*67.436*
LFTs	*-*	*-*	*-*	*-*
LF	*-*	*-*	*-*	*-*
Debentures	*2.651*	*986*	*15.319*	*15.299*
DPGE	*-*	*-*	*-*	*-*
Compromissadas com Lastro de Títulos Públicos	*1.957*	*1.765*	*11.312*	*27.381*
Outros	*63*	*17*	*363*	*268*
Bradesco FIC FI RF Referenciado DI Recife	***89.275***	***23.629***	***278.711***	***123.446***
BRAM FI REF DI CORAL	*-*	*-*	*-*	*-*
BRAM FI REF DI RUBI	*-*	*-*	*-*	*-*
BRAM FI REFERENCIADO DI FEDERAL II	*11.502*	*23.629*	*35.909*	*123.446*
BRADESCO F.I. REFERENCIADO DI FEDERAL EXTRA	*77.773*	*-*	*242.803*	*-*
Itaú Salvador Renda Fixa FICFI	***10.063***	***12.052***	***120.490***	***30.691***
SPECIAL RF REFERENCIADO DI FI	*-*	*-*	*-*	*-*
ITAÚ HIGH GRADE RF CRÉDITO PRIVADO FI	*-*	*-*	*-*	*-*
ITAÚ VERSO A RENDA FIXA REFERENCIADO DI LP FI	*-*	*-*	*-*	*-*
ITAÚ SOBERANO REFERENCIADO DI LP FI	10.063	4.723	120.490	12.027
CORP REFERENCIADO DI FI	-	7.329	-	18.664
Santander FIC FI Natal Renda Fixa Referenciado DI	**-**	**-**	**-**	**-**
SANTANDER FI PROFIT RENDA FIXA REFERENCIADO DI	*-*	*-*	*-*	*-*
SANTANDER FI TITULOS PUBLICOS RENDA FIXA REFERENCIADO DI	*-*	*-*	*-*	*-*
Total TVM - Fundos Restritos	**209.668**	**146.339**	**1.036.814**	**1.871.148**

10. RECURSOS CDE – CONTA ACR

O Decreto 8.221/14 definiu a criação pela CCEE da Conta no Ambiente de Contratação Regulada (Conta-ACR), destinada a cobrir, total ou parcialmente, as despesas incorridas pelas concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica em decorrência de exposição involuntária no mercado de curto prazo e despacho de usinas termelétricas vinculadas a Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEARs, na modalidade por disponibilidade de energia elétrica, e normatizando o procedimento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para contratação de empréstimos junto a bancos, a fim de obter os fundos necessários para viabilizar os pagamentos às empresas distribuidoras do incremento de custos de energia aos quais as mesmas estiveram expostas.

Os recursos CDE (CONTA-ACR) estão contabilizados na rubrica “Energia comprada para revenda”, como redutor de custos de energia, no montante de R$ 666.706 na Coelba, R$ 340.108 na Celpe e R$ 148.659 na Cosern, compensando parcialmente os impactos da alta dos custos de energia sobre os resultados das distribuidoras do grupo.

11. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECUPERAR

		Controladora		Consolidado	
	Ref.	**2014**	2013	**2014**	2013
Circulante		**(Reapresentado)**		**(Reapresentado)**	(Reapresentado)
Imposto de Renda - IR	(a)	**105.308**	107.502	**200.780**	251.711
Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido- CSLL	(a)	**6.189**	2.746	**48.444**	65.555
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	(b)	**-**	-	**107.579**	105.950
Programa de Integração Social - PIS	(c)	**-**	-	**26.693**	55.473
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	(c)	**-**	-	**115.010**	54.649
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	(d)	**-**	-	**15.909**	14.671
Imposto sobre Serviços - ISS		**-**	-	**2.851**	1.878
Outros		**15**	3.867	**44**	3.877
		111.512	114.115	**517.310**	553.764
Não-Circulante					
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	(b)	**-**	-	**95.152**	102.262
Recuperação Fiscal - REFIS		**-**	-	**2.413**	2.413
Outros		**-**	-	**-**	74
		-	-	**97.565**	104.749
Total		**111.512**	114.115	**614.875**	658.513

(a) O ativo de Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social Sobre Lucro Líquido (CSLL) antecipados corresponde, principalmente, aos montantes recolhidos quando das apurações tributárias mensais, nos termos do artigo 2° da Lei nº 9.430, de 27 de dezembro de 1996, além das antecipações de aplicações financeiras, retenção de órgãos públicos, retenção na fonte referente a serviços prestados e saldo negativo do Imposto de Renda – IR e base de cálculo negativa da CSLL.

(b) Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) registrado no ativo está composto principalmente por ICMS a recuperar sobre Ativo Permanente (CIAP) decorrente das aquisições de bens destinados à prestação de serviços pela Companhia, registrado com base na Lei Complementar nº. 102, de 11 de julho de 2000.

(c) A Companhia e suas controladas Coelba, Celpe, Cosern e Itapebi impetraram Mandado de Segurança com pedido de Liminar, em 2004, argüindo a inconstitucionalidade da Lei nº. 9.718/98 que incluiu na base de cálculo do PIS e da COFINS as receitas derivadas de operações financeiras. A matéria foi julgada pelo STF resultando na declaração de inconstitucionalidade do alargamento da base de cálculo. Exaurido a fase recursal sem êxito para o Erário Federal, as Companhias obtiveram o direito de reconhecer o referido crédito, e, observando as exigências do CPC 25, procederam o registro contábil do indébito tributário, que será compensado com outros tributos federais após homologação da Receita Federal do Brasil.

Adicionalmente, foi contabilizado pela Controlada Coelba, em outubro de 2013 o reconhecimento do direito do crédito referente ao PIS recolhido à maior, em razão da majoração realizada pelos Decretos nºs. 2.445 e 2.249, no período de setembro/88 a outubro/95, inclusive quanto à semestralidade da base de cálculo. Foi impetrado Mandato de Segurança em 1998, cuja decisão foi favorável à Coelba e a certidão do Trânsito em Julgado foi emitida em 29/10/2013.

(d) Refere-se principalmente ao INSS incidente sobre serviços de operação e manutenção prestados pela controlada Neoserv.

12. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS CORRENTES E DIFERIDOS

A composição dos tributos e contribuições diferidos é a seguinte:

	Consolidado	
	2014	2013
	(Reapresentado)	(Reapresentado)
Imposto de renda e contribuição social	**394.775**	295.222
Diferido ativo	554.645	476.169
Diferido passivo	(159.870)	(180.947)
Benefício fiscal do ágio e reversão PMIPL	**407.614**	452.035
Total	**802.389**	747.257
Ativo	802.389	760.775
Passivo	-	(13.518)

(I) Imposto de renda e contribuição social diferido

As Companhias do Grupo registraram os tributos e contribuições sociais diferidos sobre as diferenças temporárias e prejuízos fiscais, 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 a alíquota de 9%. No quadro a seguir, estão demonstrados os tributos e contribuições sociais diferidos pelo líquido, conforme CPC 32:

	Ativo				Passivo	
	2014		2013		2013	
	(Reapresentado)		(Reapresentado)		(Reapresentado)	
	Base de cálculo	**Tributo diferido**	Base de cálculo	Tributo diferido	Base de cálculo	Tributo diferido
Imposto de Renda						
Prejuízos fiscais	**226.476**	**56.618**	139.454	40.270	-	-
Diferenças temporárias	**941.108**	**235.333**	759.687	182.552	(36.989)	(9.248)
	1.167.584	**291.951**	899.141	222.822	(36.989)	(9.248)
Contribuição Social						
Prejuízos fiscais	**226.838**	**20.416**	139.453	14.524	-	-
Diferenças temporárias	**915.612**	**82.408**	821.397	70.441	(36.862)	(3.317)
	1.142.450	**102.824**	960.850	84.965	(36.862)	(3.317)
Total		**394.775**		307.787		(12.565)

Estudos técnicos de viabilidade, apreciados e aprovados pelos Conselhos de Administração e apreciados pelo Conselho Fiscal da Companhia e de suas controladas, indicam a plena recuperação dos valores de impostos diferidos reconhecidos como definido pelo pronunciamento técnico CPC 32 – Tributos sobre o lucro, aprovado pela Deliberação CVM nº 599, de 2009. Esses valores correspondem às melhores estimativas da Administração sobre a evolução futura das controladas e do mercado que as mesmas operam.

O principal motivo da variação no valor do passivo fiscal diferido registrado em 31 de dezembro de 2013 corresponde ao somatório da Baguari e Geração CIII. Em 2014 os valores foram baixados em virtude da mudança de tributação do lucro real para o lucro presumido destas empresas.

Os saldos de imposto de renda e contribuição social diferidos foram apresentados todos em posição ativa, individualmente, para o exercício de 2014 nas controladas 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 2014 e 2013.

		Consolidado			
		2014		2013	
		(Reapresentado)		(Reapresentado)	
	Ref.	**IR**	**CSLL**	IR	CSLL
Lucro contábil combinado antes do imposto de renda e contribuição social		**964.357**	**964.357**	1.396.594	1.396.594
Amortização de mais-valia e reversão da PMIPL		**(44.418)**	**(44.418)**	(45.655)	(45.655)
Juros sobre capital próprio		**(246.377)**	**(246.377)**	(311.899)	(311.899)
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social após ajuste RTT		**673.562**	**673.562**	1.039.040	1.039.040
Alíquota do imposto de renda e contribuição social		**25%**	**9%**	25%	9%
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas da legislação		**168.391**	**60.621**	259.760	93.514
Ajustes ao lucro líquido que afetam o resultado fiscal do período:					
(+) Adições					
Amortização mais-valia participação societária		**22.232**	**8.004**	22.710	8.176
Perda de equivalência patrimonial		**-**	**-**	-	-
JSCP		**54.660**	**19.678**	39.949	14.382
Juros sobre obras em andamento - JOA		**-**	**17**	-	17
Contribuições e doações		**532**	**192**	579	209
Multas indedutíveis		**2.394**	**862**	262	95
Depreciação veículos executivos		**296**	**106**	243	88
Excesso despesas previdenciárias		**5.076**	**1.827**	4.330	1.559
Efeito regime lucro presumido		**1.807**	**1.048**	-	-
Participação no resultado		**972**	**350**	294	105
Outras adições		**11.357**	**2.400**	21.212	9.929
		99.326	**34.484**	89.579	34.560
(-) Exclusões					
Equivalência patrimonial		**(7.626)**	**(2.745)**	(6.556)	(2.360)
Reversão da provisão de mais-valia		**(12.179)**	**(4.385)**	(12.482)	(4.493)
Reversão da PMIPL		**(9.378)**	**(3.376)**	(10.855)	(3.484)
Incentivo fiscal SUDENE		**(106.977)**	**-**	(149.255)	-
Incentivos audiovisual/Rouanet e PAT		**(4.397)**	**-**	(3.768)	-
Efeito regime lucro presumido		**(13.446)**	**(3.715)**	(14.580)	(4.399)
Outras exclusões		**(20.647)**	**(5.958)**	(28.875)	(10.678)
		(174.650)	**(20.179)**	(226.371)	(25.414)
Imposto de renda e contribuição social no exercício		**93.066**	**74.925**	122.968	102.660
Prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social gerado (compensado)		**(7.584)**	**(2.724)**	3.267	1.178
Diferido de diferença temporária de RTT	(a)	**(16.527)**	**1.897**	(2.699)	-
Imposto de renda e contribuição social no resultado		**68.955**	**74.098**	123.536	103.838
Corrente		**115.582**	**82.476**	42.167	73.394
Recolhidos e Pagos		**68.735**	**71.792**	79.810	81.870
Á pagar		**42.502**	**19.035**	36.749	11.882
Compensados e deduzidos		**20.044**	**7.361**	14.182	4.222
Impostos antecipados a recuperar		**(15.699)**	**(15.712)**	(88.574)	(24.580)
Diferido		**(46.627)**	**(8.378)**	81.369	30.444
		68.955	**74.098**	123.536	103.838

(a) Regime Tributário de Transição

A Lei nº. 12.973/14, que resultou da conversão da MP 627/13, tem por objetivo a adequação da legislação tributária à legislação societária e às normas contábeis, de modo a extinguir o Regime Tributário de Transição (RTT) no ano calendário 2015.

Conforme previsto na legislação supracitada, as Companhias do Grupo optaram por não aderir antecipadamente à adoção das novas regras, o fazendo somente a partir do ano calendário de 2015.

(II) Benefício fiscal – Mais-valia incorporada

O benefício fiscal da mais-valia incorporada refere-se ao crédito fiscal calculado sobre a mais-valia de aquisição incorporada e está registrada de acordo com os conceitos das Instruções CVM n˚s 319/99 e 349/01.

A mais-valia tem como fundamento econômico a perspectiva de resultados durante o prazo de exploração da concessão e tem origem na aquisição do direito de concessão delegado pelo Poder Público, nos termos da alínea b, do § 2º, do artigo 14 da Instrução CVM nº 247, de 27 de março de 1996, com as alterações introduzidas pela Instrução CVM nº 285 de 31 de julho de 1998.

Com o objetivo de evitar que a amortização da mais-valia afete de forma negativa o fluxo de dividendos aos acionistas, foi constituída uma provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido de sua incorporadora (PMIPL), de acordo com o estabelecido na Instrução CVM nº 349, de 06 de março de 2001.

A amortização da mais-valia, líquida da reversão da provisão e do crédito fiscal correspondente, resulta em efeito nulo no resultado do exercício e, consequentemente, na base de cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios.

Objetivando uma melhor apresentação da situação financeira e patrimonial das controladas nas demonstrações financeiras consolidadas, o valor líquido total de R$ 407.614 (R$ 452.034 em 31/12/2013), que, em essência, representa o crédito fiscal, foi classificado no ativo não circulante como benefício fiscal mais-valia incorporada, com base na expectativa de sua realização.

A mais-valia está sendo amortizado pelo período remanescente de exploração da concessão, desde junho de 2000, em 319 parcelas mensais para Coelba, desde agosto de 2001, em 336 parcelas mensais para Celpe, desde dezembro de 2000, em 325 parcelas mensais para Cosern, desde maio de 2004, 248 parcelas mensais para Termopernambuco e dezembro de 2006, em 325 parcelas mensais para Itapebi e segundo a projeção anual de rentabilidade futura, como determina a Resolução ANEEL nº 195, de 07 de junho de 2000 para Coelba, nº 192, de 31 de maio de 2001 para Celpe, nº 474, de 30 de novembro de 2000 para Cosern.

O Despacho nº 2.250, de 20 de dezembro de 2005, alterou a curva autorizada para a amortização da mais-valia na Coelba.

A curva autorizada por meio da Resolução ANEEL nº. 474, de 30 de novembro de 2000, para a amortização das mais-valias nas controladas, estão assim compostas:

Curvas de amortização de ágio

Ano	COELBA	COSERN	CELPE	TERMOPE	ITAPEBI	Ano	COELBA	COSERN	CELPE	TERMOPE	ITAPEBI
2013	0,04420	0,03705	0,03480	0,04010	0,06660	2024	0,02820	0,02442	0,01860	0,00830	0,00727
2014	0,04350	0,03741	0,03342	0,03510	0,05944	2025	0,02680	0,02336	0,01773		0,00625
2015	0,04340	0,03575	0,03202	0,03100	0,05205	2026	0,02540	0,02235	0,01690		0,00536
2016	0,04180	0,03430	0,02918	0,02630	0,04534	2027		0,02138	0,01690		0,00461
2017	0,04010	0,03289	0,02798	0,02270	0,02878	2028			0,01476		0,00396
2018	0,03790	0,03153	0,02682	0,02100	0,01883	2029					0,00340
2019	0,03680	0,03022	0,02573	0,01820	0,01558	2030					0,00292
2020	0,03480	0,02907	0,02335	0,01580	0,01338	2031					0,00250
2021	0,03280	0,02784	0,02238	0,01380	0,01149	2032					0,00215
2022	0,03130	0,02666	0,02140	0,01220	0,00986	2033					0,00185
2023	0,02970	0,02551	0,02045	0,01010	0,00847						

13. SERVIÇOS EM CURSO

	2014	2013
Serviço próprio	-	9.121
Serviços prestados a terceiros	35.458	40.151
Transf.fabric.reparo de materiais	2.056	1.540
Total	37.514	50.812

Os serviços em curso representam um processo de registro, acompanhamento e controle de valores, que serão utilizados para apuração de custos referentes aos serviços executados para terceiros ou para a própria concessionária e permissionária. Quando da conclusão dos serviços esses custos serão transferidos para outras contas patrimoniais e/ou de resultado a depender da natureza do serviço.

14. DEPÓSITOS JUDICIAIS

Estão classificados neste grupo os depósitos judiciais recursais à disposição do juízo para permitir a interposição de recurso, nos termos da lei.

		Controladora		Consolidado	
	Ref.	2014	2013	2014	2013
Trabalhistas		1.813	1.785	167.551	142.346
Cíveis		25	25	139.901	110.466
Fiscais:		33.913	119.620	116.385	163.056
PIS / COFINS	(a)	7.105	99.684	12.291	104.532
Incentivo fiscal SUDENE		-	-	9.271	8.508
Impostos Municipais		-	-	7.362	6.369
ICMS		-	-	30.411	6.258
INSS		294	-	7.251	9.171
CSLL		-	-	937	867
IOF		-	-	6.265	6.265
IRPJ	(b)	25.826	19.936	39.697	20.012
Outros		688	-	2.900	1.074
Outros		-	-	10.300	16.861
Total		35.751	121.430	434.137	432.729

(a) Baixa de depósito judicial em decorrência de transito em julgado dando providência ao questionamento do fisco quanto à incidência Pis e Cofins sobre a receita financeira da holding oriundos de juros sobre capital próprio recebidos de suas participadas. Vale destacar que o valor do passivo já estava integralmente provisionado.

(b) O aumento do saldo decorre principalmente dos impactos originados na controlada Coelba do depósito judicial no montante de R$ 6.673 realizado com a finalidade de suspender o débito referente ao auto de infração que questiona o crédito indevido de ICMS sobre aquisições de ativos imobilizados e deposito judicial no montante de R$ 17.818 realizado com a finalidade de suspender o débito do auto de infração referente à redução da base de cálculo do ICMS, processo ajuizado em agosto de 2014.

Os depósitos judiciais são atualizados mensalmente, pelos índices aplicáveis para a atualização das cadernetas de poupança (TR), para os casos de depósitos de natureza cível e trabalhista e atualização dos valores relativos a débitos tributários (Taxa SELIC) para os depósitos de natureza fiscal/tributária.

15. VALORES A COMPENSAR DA PARCELA A E OUTROS ITENS FINANCEIROS

Em 31 de dezembro de 2014, foram reconhecidos prospectivamente (vide nota 3.13), os seguintes ativos e passivos setoriais:

		Consolidado						
		2014						
		Circulante			Não Circulante			
	Ref	Ativo	Passivo(-)	Total Ativo/(passivo)	Ativo	Passivo(-)	Total Ativo/(passivo)	Total Líquido
Parcela "A"								
Valores Tarifários Não Gerenciáveis da "Parcela A"		1.199	(7.950)	(6.751)	-	-	-	(6.751)
Reajuste Tarifário		-	-	-	-	-	-	-
Revisão Tarifária		-	(39.687)	(39.687)	-	-	-	(39.687)
CVA e Neutralidade		-	-	-	-	-	-	-
Compra de Energia		967.502	(260)	967.242	297.594	-	297.594	1.264.836
Encargo de Serviço do Sistema - ESS		-	(203.416)	(203.416)	-	(101.711)	(101.711)	(305.127)
Neutralidade dos encargos setoriais		1.384	(122.375)	(120.991)	461	(6.540)	(6.079)	(127.070)
Repasse de Sobrecontratação	**(a)**	18.054	(96.647)	(78.593)	-	(32.019)	(32.019)	(110.612)
Outras CVA´s		79.058	(17.414)	61.644	22.602	-	22.602	84.246
Componentes Financeiros e Subsídios		-	-	-	-	-	-	-
Descontos Tarifa Irrigação e Aquicultura		378	(2.859)	(2.481)	-	(953)	(953)	(3.434)
Desconto Tarifa Autoprodutores		6.583	-	6.583	2.086	-	2.086	8.669
Subsídio Baixa Renda		-	-	-	-	-	-	-
Energia Eletronuclear		5.052	-	5.052	27.027	-	27.027	32.079
Diferenças PLPT		-	-	-	-	-	-	-
Exposição Financeira		25.878	(4.241)	21.637	9.310	-	9.310	30.947
Financeiro de Reversão RTE	**(b)**	3.286	-	3.286	867	-	867	4.153
Recomposição Energia Termope		2.265	(4.796)	(2.531)	260	(236)	24	(2.507)
Outros componentes financeiros		-	(2.714)	(2.714)	-	-	-	(2.714)
		1.110.639	(502.359)	608.280	360.207	(141.459)	218.748	827.028

No Balanço Patrimonial o saldo dos ativos e passivos financeiros setoriais são apresentados líquidos, conforme apresentado individualmente pelas controladas Coelba, Celpe e Cosern.

Segue composição dos ativos e passivos por Índice do Reajuste Tarifário – IRT:

		Consolidado		
		2014		
	Ref	IRT 2015	IRT Anos Anteriores	Total
Parcela "A"	(a)			
Valores Tarifários Não Gerenciáveis da "Parcela A"		-	(6.751)	(6.751)
Revisão Tarifária		-	(39.687)	(39.687)
CVA e Neutralidade	(b)			
Compra de Energia		1.190.375	74.460	1.264.835
Encargo de Serviço do Sistema - ESS		(406.844)	(9.877)	(416.721)
Neutralidade dos encargos setoriais		(24.315)	(8.721)	(33.036)
Sobrecontratação		(128.076)	18.055	(110.021)
Outras CVA´s		90.411	10.808	101.219
Componentes Financeiros e Subsídios	(c)			
Descontos Tarifa Irrigação e Aquicultura		(3.812)	378	(3.434)
Desconto Tarifa Autoprodutores		8.342	326	8.668
Energia Eletronuclear		-	32.077	32.077
Exposição Financeira		37.240	(6.292)	30.948
Desconto Rural		3.468	685	4.153
Outros componentes financeiros		94	(5.316)	(5.222)
		766.883	60.145	827.028

(a) Parcela "A"

- Valores tarifários não gerenciáveis a compensar da Parcela A – CVA

A Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia nº. 25, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela "A" – CVA, com o propósito de registrar as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais. Os valores considerados na CVA são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC.

(b) CVA e neutralidade

- Neutralidade dos encargos sociais

Refere-se à neutralidade dos encargos setoriais na tarifa, apurando as diferenças mensais entre os valores faturados e os valores contemplados na tarifa.

- Sobrecontratação

O Decreto n° 7.945, de 7 de março de 2013, altera o Decreto n° 5.163, de 30 de julho de 2004, em seu art. 38, determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até 105% (cento e cinco por cento) do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Este repasse foi regulamentado pela Resolução ANEEL n° 255, de 6 de março de 2007.

As distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a garantir 100% do seu mercado de energia por meio de contratos aprovados, registrados e homologados pela ANEEL, tendo também a garantia do repasse às tarifas dos custos ou receitas decorrentes das sobras e déficits de energia elétrica, limitados em 5% do requisito de carga.

(c) Componentes financeiros Subsídios

- Descontos Tarifa Irrigação e Aqüicultura

A Resolução Normativa n° 207, de 09 de janeiro de 2006 estabelece os procedimentos para aplicação de descontos especiais na tarifa de fornecimento relativa ao consumo de energia elétrica das atividades de irrigação e aqüicultura e configura o direito da concessionária a ser compensado pelo valor financeiro resultante dos descontos estabelecidos, no primeiro reajuste ou revisão tarifária após a correspondente apuração. Essa classe passou a ser subsidiada, via CDE, conforme Decreto 7.891, de 23 de janeiro de 2013.

- Subsídio baixa renda

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 modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda.

- Programa Social Luz para Todos

A Resolução Normativa ANEEL n◦ 294, de 11 de dezembro de 2007 estabeleceu a metodologia aplicável e os procedimentos de repasse tarifário dos déficits incorridos pelas concessionárias de energia elétrica em função da execução do Programa Luz Para Todos.

- Outros Componentes Financeiros

Refere-se principalmente à exposição CCEAR, garantias financeiras de leilão, parcela de ajuste conexão e rede básica e concatenação CUSDs.

A movimentação dos saldos de ativos e passivos está demonstrada a seguir:

Saldo em 31 de dezembro de 2013	**-**
Constituição	**827.859**
Amortização	**(2.195)**
Remuneração financeira setorial	**1.364**
Saldo em 31 de dezembro de 2014	**827.028**

16. OUTROS ATIVOS

OUTROS CRÉDITOS

		Controladora		Consolidado	
		2014	2013	**2014**	2013
	Ref.	**(Reapresentado)**	(Reapresentado)	**(Reapresentado)**	(Reapresentado)
Adiantamentos a empregados		**24**	28	**10.708**	5.631
Adiantamentos a fornecedores		**58**	63	**30.760**	29.752
Serviços prestados a terceiros		**-**	-	**3.419**	8.517
Alienações em curso		**-**	-	**1.494**	1.120
RGR a compensar		**-**	-	**445**	445
Precatório - Finsocial/PAES		**-**	-	**5.393**	5.145
Dispêndios a reembolsar em curso		**-**	-	**14.420**	14.815
Cobrança extra judicial		**-**	-	**700**	6.360
Uso mútuo de postes		**-**	-	**4.845**	8.338
Sub-rogação CCC		**-**	-	**1.081**	1.457
Títulos de crédito a receber		**-**	-	**1.638**	1.638
Performance Administração		**31.109**	15.120	**31.109**	15.120
Antecipação - Eletrobrás	(a)	**-**	167.974	**-**	167.974
Créditos de veiculação de mídia		**8.517**	9.804	**8.517**	9.804
Subvenção CCC - F.de Noronha		**-**	-	**7.519**	-
Partes Relacionadas	(b)	**2.805**	-	**-**	-
Outros créditos a receber		**1.035**	10.034	**5.798**	13.057
Total		**43.548**	203.023	**127.846**	289.173
Circulante		**3.578**	13.704	**86.549**	98.217
Não circulante		**39.970**	189.319	**41.297**	190.956

(a) Referem-se a valores que a Coelba possui a receber da Eletrobrás para a realização de serviços técnicos que serão executados pela distribuidora. Estes valores haviam sido adiantados para a Coelba pela Neoenergia em 2013 e já foram recebidos no decorrer do ano de 2014.

(b) Referem-se a reembolso do ICMS, do PIS/PASEP e COFINS pela Conta de Consumo de Combustíveis – CCC na controlada Celpe.

17. INVESTIMENTOS

A seguir apresentamos informações sobre as investidas:

Controladas	Ref.	Data-base	Percentual de participação (%)	Ativo		Passivo		Patrimônio Líquido	Lucro/ Prejuízo do período
				Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante		
COELBA		2014	87,84	1.923.061	6.699.670	1.731.909	4.128.397	2.762.425	475.766
		2013	87,84	1.738.642	6.105.691	1.709.459	3.632.702	2.502.172	505.010
CELPE		2014	89,65	1.133.583	3.171.133	1.227.680	1.448.746	1.628.290	131.739
		2013	89,65	935.374	2.880.284	766.168	1.479.709	1.569.781	127.952
COSERN		2014	84,45	553.200	1.414.554	475.990	649.847	841.917	211.025
		2013	84,45	617.064	1.282.555	390.967	614.182	894.470	209.397
ITAPEBI		2014	100,00	159.704	478.421	177.659	146.688	313.778	211.025
		2013	100,00	164.515	492.926	111.383	216.311	329.747	209.397
TERMOPE		2014	100,00	346.529	1.561.492	352.573	1.017.560	537.888	(92.070)
		2013	100,00	697.129	1.219.897	459.815	1.028.704	428.507	15.775
NEOENERGIA O&M		2014	100,00	10.066	6.400	4.054	574	11.838	4.492
		2013	100,00	5.461	5.499	2.548	-	8.412	1.745
BAGUARI I	(a)	2014	100,00	13.931	286.836	61.248	148.022	91.497	2.913
		2013	100,00	21.907	295.260	49.410	169.050	98.707	14.117
GOIAS SUL	(b)	2014	100,00	7.501	301.284	33.583	86.536	188.666	(335)
		2013	100,00	13.327	303.472	26.825	95.048	194.926	7.895
GERAÇÃO C III	(c)	2014	100,00	9.534	316.141	80.327	88.954	156.394	8.815
		2013	100,00	14.268	317.604	68.848	101.233	161.791	19.847
RIO PCH I	(d)	2014	70,00	19.685	230.003	39.136	89.369	121.183	4.850
		2013	70,00	20.919	232.265	44.622	82.462	126.100	11.220
BAHIA PCH I	(e)	2014	100,00	29.523	208.745	56.879	60.987	120.402	10.592
		2013	100,00	21.004	214.058	45.232	68.052	121.778	12.557
SE NARANDIBA		2014	100,00	18.189	110.785	24.131	44.668	60.174	10.802
		2013	100,00	16.016	88.294	12.668	34.160	57.482	7.797
GERAÇÃO CÉU AZUL		2014	100,00	92.020	588.059	262.992	8.061	409.026	(24)
		2013	100,00	1.163	293.014	14.623	2	279.552	(723)
NC ENERGIA		2014	100,00	162.319	77.026	149.789	1.241	88.315	26.514
		2013	100,00	154.212	16.558	143.985	1.238	25.547	15.949
NEOSERV		2014	100,00	16.611	795	8.524	526	8.356	1.264
		2013	100,00	17.452	1.051	10.173	33	8.297	2.393
GARTER		2014	100,00	-	-	-	-	-	-
		2013	100,00	-	-	-	-	-	-
AFLUENTE GERAÇÃO	(f)	2014	87,84	11.138	36.054	6.961	770	39.461	3.150
		2013	87,84	5.246	43.053	4.837	86	43.376	8.369
AFLUENTE TRANSMISSÃO	(f)	2014	87,84	61.521	22.389	3.066	4.194	76.650	14.982
		2013	87,84	59.638	23.765	2.816	3.084	77.503	19.441
BELO MONTE PARTICIPAÇÕES	(g)	2014	100,00	5.741	535.337	108	-	540.970	(21.674)
		2013	100,00	5.566	420.749	171	-	426.144	(3.774)
ENERGYWORKS	(h)	2014	100,00	62.841	87.903	10.096	2.079	138.569	20.146
		2013	100,00	67.094	94.218	27.307	1.916	132.089	18.680
CAPUAVA		2014	100,00	18.270	8.737	2.935	-	24.072	7.601
		2013	100,00	19.419	4.879	7.981	(12)	16.329	5.478
NEOINVEST		2014	100,00	2.337	5.477	141	-	7.673	(5.651)
		2013	100,00	2.506	4.328	104	-	6.730	(6.257)
POTIGUAR SUL		2014	100,00	728	61.095	2.269	-	59.554	(108)
		2013	100,00	-	-	-	-	-	1
FORÇ. EÓLICA DO BRASIL 1	(j)	2014	50,00	1.022	274.467	3.174	-	272.315	13.169
		2013	50,00	-	-	-	-	-	-
CALANGO I *		2014	50,00	12.781	122.133	23.058	63.113	48.743	5.524
		2013	50,00	10.384	128.275	25.462	69.246	43.951	-
CALANGO IV *		2014	50,00	6.085	111.983	16.531	63.760	37.777	4.244
		2013	50,00	8.276	116.796	19.075	72.617	33.380	-
CALANGO V *		2014	50,00	12.477	112.550	17.053	65.079	42.895	5.568
		2013	50,00	8.740	117.348	20.468	70.262	35.358	-
CAETITÉ I *		2014	50,00	6.607	126.458	13.267	54.737	65.061	1.738
		2013	50,00	2.235	123.503	17.172	56.199	52.367	-
CAETITÉ II *		2014	50,00	7.140	120.879	19.196	40.500	68.323	3.087
		2013	50,00	5.429	125.947	25.848	45.308	60.220	-

Controle conjunto	Ref.	Data-base	Percentual de participação (%)	Ativo		Passivo		Patrimônio Líquido	Lucro/ Prejuízo do período
				Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante		
COMPANHIA HIDROELETRICA TELESPIRES		2014	50,10	19.948	4.230.687	316.193	2.216.181	1.718.261	(13.287)
		2013	50,10	738.068	3.155.226	156.574	2.005.172	1.731.548	(11.889)
TELES PIRES PARTICIPAÇÕES	(i)	2014	50,55	4.818	1.843.932	42.624	787.437	1.018.689	(19.672)
		2013	50,55	4.983	1.725.089	22	737.713	992.337	(51.146)
FORÇA EÓLICA DO BRASIL	(j)	2014	50,00	31.172	34.953	12.124	88	53.913	8.903
		2013	50,00	6.935	450.799	14.692	88	442.954	9.690
ÁGUAS DA PEDRA	(k)	2014	51,00	58.639	781.521	76.151	390.820	373.189	22.279
		2013	51,00	95.780	781.667	57.030	419.205	401.212	36.211

Coligadas	Ref.	Data-base	Percentual de participação (%)	Ativo		Passivo		Patrimônio Líquido	Lucro/ Prejuízo do período
				Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante		
NORTE ENERGIA		2014	10,00	1.376.116	19.584.759	910.446	15.210.197	4.840.232	(32.257)
		2013	10,00	1.869.391	13.461.060	660.704	10.462.259	4.207.488	(29.844)
ECIII		2014	15,58	14.210	223.199	9.640	72.134	155.635	7.805
		2013	15,58	15.908	230.966	9.513	86.272	151.089	8.779
FORÇA EÓLICA DO BRASIL 2	(j)	2014	50,00	-	213.826	-	-	213.826	4.160
		2013	50,00	-	-	-	-	-	-
FORÇA EÓLICA PARTICIPAÇÕES		2014	50,00	613	245.906	40.447	-	206.072	14.654
		2013	50,00	7.753	199.151	11.068	-	195.836	7.273
CALANGO II		2014	50,00	7.871	131.190	23.981	81.735	33.345	907
		2013	50,00	18.262	120.752	22.732	82.983	33.299	1.218
CALANGO III		2014	50,00	15.705	134.876	25.431	86.296	38.854	2.937
		2013	50,00	18.547	125.930	23.042	83.854	37.581	2.042
MEL II		2014	50,00	11.006	92.186	13.046	59.386	30.760	3.119
		2013	50,00	9.185	95.183	13.747	61.411	29.210	2.196
ARIZONA I		2014	50,00	12.165	133.184	24.613	79.663	41.073	4.803
		2013	50,00	18.361	132.986	35.466	79.001	36.880	(1.145)
CAETITÉ III		2014	50,00	10.789	125.309	18.513	56.606	60.979	3.610
		2013	50,00	11.273	122.874	19.028	56.462	58.657	2.765

(*) No ano de 2013 a Neoenergia detinha o controle conjunto dessas companhias, vide nº 5.

(a) BAGUARI I

A Baguari I Geração de Energia S.A. foi constituída em 11 de janeiro de 2006, com o propósito de participar do Consórcio UHE Baguari, sendo responsável pela construção e operação da UHE Baguari, empreendimento localizado no Rio Doce, no estado de Minas Gerais. A energia será gerada através de quatro unidades geradoras, totalizando uma capacidade instalada de 140 MW.

(b) GOIÁS SUL

A Goiás Sul foi criada com o propósito de construir, operar e manter a PCH Goiandira e a PCH Nova Aurora, ambas localizadas no Rio Veríssimo, Goiás. A energia será gerada através de quatro unidades geradoras sendo duas para a PCH Goiandira (27 MW) e duas para a PCH Nova Aurora (21 MW).

(c) GERAÇÃO CIII

A Geração CIII S.A. foi constituída com o propósito de participar do Consórcio Empreendedor Corumbá III, com a participação de 60%, onde também participam do consórcio a Companhia Energética de Brasília (CEB) e a Companhia Energética de Goiás (CELG). O Consórcio é responsável pela construção da UHE Corumbá III, empreendimento localizado no Rio Corumbá, no estado de Goiás. A energia é gerada através de duas unidades geradoras, totalizando uma capacidade instalada de 93,6 MW.

(d) RIO PCH I

A Rio PCH I foi constituída em 26 de janeiro de 2007, onde a Neoenergia tem participação majoritária em 70% e os 30% restantes pertencem à Performance Centrais Hidrelétricas Ltda., empresa que possui a autorização das Pequenas Centrais Elétricas de Pirapetinga (20MW) e Pedra do Garrafão (19 MW), no Rio Itabapoana, divisa dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo.

(e) BAHIA PCH I

A Bahia PCH I foi criada com o propósito de construir, operar e manter a Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Sítio Grande, localizada no Rio das Fêmeas, município de São Desidério – BA. A energia é gerada através de duas unidades geradoras que tem potência instalada de 25 MW.

(f) AFLUENTE GERAÇÃO E AFLUENTE TRANSMISSÃO

A Afluente Geração e Transmissão de Energia Elétrica S.A. foi constituída em 31 de agosto de 2005, atendendo a segregação de atividades na Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – Coelba no processo de desverticalização do setor elétrico brasileiro, determinado pelo Governo Federal e em atendimento ao contrato de concessão firmado entre a Coelba e a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

A controlada comunicou, através de fato relevante, publicado em 16 de janeiro de 2009, que os diretores da Afluente e da Imanisse Participações S.A. ("Imanisse"), ambas controladas pela Neoenergia S.A., celebraram Protocolo e Justificação de Cisão Parcial da Afluente ("Protocolo de Cisão"), tendo por objeto a reestruturação societária da Afluente, mediante a cisão parcial dos ativos e passivos relacionados a atividade de transmissão desta controlada, e a incorporação desta parcela cindida pela Imanisse. A cisão parcial da Afluente G foi submetida à deliberação de seus acionistas em 29 de dezembro de 2009 e aprovada em Assembleia Geral Extraordinária de cada uma destas companhias, com a absorção da parcela cindida de seu patrimônio no montante de R$ 63.084, em virtude do acervo líquido vertido, pela Afluente T (atual denominação social da Imanisse Participações S.A.).

(g) BELO MONTE PARTICIPAÇÕES

A Neoenergia possui a participação de 100% em Belo Monte Participações, empresa de propósito especifico constituída para participar com 10% na Norte Energia S.A., empresa constituída para efetuar a construção da usina hidrelétrica de Belo Monte, no Rio Xingu, estado do Pará com a potência instalada de 11.233 MW. Os principais acionistas na Norte Energia são as empresas do Grupo Eletrobrás (49,98%), Petros e Funcef (20%), Cemig e Light (10%) e Vale (9%).

(h) ENERGYWORKS

Em 03 de janeiro de 2011 a Neoenergia firmou contrato com o Grupo Iberdrola, seu acionista, para compra da empresa de cogeração EnergyWorks do Brasil Ltda., que possui atualmente cinco plantas de geração de energia elétrica e vapor, movidas a gás natural, instaladas em indústrias dos estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Paraná e Ceará.

A EnergyWorks tem uma capacidade instalada atual de 93 MW e produção de 405 ton/h de vapor. A empresa foi fundada nos Estados Unidos em 1995 pela Pacific Corporation e iniciou suas operações em 1997, sendo a primeira de cogeração a operar no Brasil com plantas na modalidade de Produtor Independente de Energia & PIE.

(i) TELES PIRES

No dia 17 de dezembro de 2010, a SPE Companhia Hidrelétrica Teles Pires S.A. adquiriu no leilão de energia A-5, promovido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a concessão para a construção da Usina Hidrelétrica de Teles Pires e as respectivas instalações de transmissão possuindo na época como acionistas o Grupo Neoenergia (50,1%), Furnas (24,5%), Eletrosul (24,5%) e Odebrecht Participações e Investimentos (0,9%).

A Usina será construída no rio Teles Pires, entre os municípios de Paranaíta (MT) e Jacareacanga (PA) e terá potência instalada de 1.820 MW. A parcela de energia produzida e negociada no leilão será objeto de contratos de comercialização de energia, com prazo de duração de 30 anos e início de suprimento em janeiro de 2015.

Em 2011, foi constituída a empresa Teles Pires Participações S/A com o objetivo de captar recursos para investimentos no projeto. À época, a SPE era controlada 100% pela Neoenergia S/A – passando esta então a ser controladora indireta da Companhia Hidrelétrica Teles Pires. Em 2012, as empresas Furnas e Eletrosul também se tornaram sócias da Teles Pires Participações S/A, passando esta empresa a deter 99,1% de participação na Companhia Hidrelétrica Teles Pires.

(j) FORÇA EÓLICA DO BRASIL

Em agosto de 2010, a Neoenergia ingressou no segmento de fontes alternativas e, em conjunto com a Iberdrola Renováveis do Brasil, conquistou no 2º Leilão de Fontes Alternativas promovido pela ANEEL, os contratos de venda de energia de nove parques eólicos (capacidade instalada total de 258 MW). Os parques foram construídos na região Nordeste, sendo dois no estado da Bahia (Caetité 2 e Caetité 3) e sete no estado do Rio Grande do Norte (Arizona 1, Calango 1, Calango 2, Calango 3, Calango 4, Calango 5 e Mel 2). Também em parceria com a Iberdrola, a Neoenergia, construiu na Bahia seu décimo Parque Eólico (Caetité 1) com capacidade de 30 MW, totalizando 288 MW de capacidade instalada em recursos eólicos.

A parceria entre as 2 empresas constituiu a Força Eólica do Brasil S/A - empresa controladora das SPEs Caetité 1, Caetité 2, Calango 1, Calango 4 e Calango 5 e da FE Participações S/A. A FE Participações S/A foi constituída com o intuito de captar recursos para investimento em seus respectivos projetos e por esta razão é acionista direta das SPEs Arizona 1, Caetité 3, Calango 2, Calango 3 e Mel 2. Em 2011, a Iberdrola Renováveis do Brasil adquiriu a participação da Iberdrola Renovables na Força Eólica do Brasil, ficando igualitária a participação acionária da Neoenergia e da Iberdrola (50%).

Em 2014 foi concluído o processo de cisão da Força Eólica do Brasil no qual resultou na criação de três novas companhias, sendo Força Eólica do Brasil, Força Eólica do Brasil 1 e Força Eólica do Brasil 2 (vide nota 5)

(k) ENERGÉTICA ÁGUAS DA PEDRA (DARDANELOS)

A Neoenergia adquiriu no leilão de energia nº 004/06, promovido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) no dia 10 de outubro de 2006, a concessão para construção da Usina Hidrelétrica (UHE) de Dardanelos, com potência de 260 MW, localizada no rio Aripuanã, no estado do Mato Grosso. O Consórcio Aripuanã, formado pela Neoenergia (51%), Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF) e ELETRONORTE, é responsável pela construção da UHE Dardanelos.

Abaixo apresentamos a composição do saldo de investimentos:

	Ref.	2014	2013
Investimentos em coligadas e controladas		8.585.928	8.581.410
Encargos financeiros apropriados	4.g	29.274	43.213
Total de investimentos em coligadas e controladas		8.615.202	8.624.623

Apresentamos, a seguir, a movimentação do saldo de investimentos em coligadas e controladas:

Controladora

MOVIMENTAÇÃO INVESTIMENTOS

	Ref.	Saldos em 01 de janeiro de 2013	Saldos em 31 de dezembro de 2013	Aumento de capital	Cisão	Transferência Consórcio	Transação com os sócios (a)	Outros resultados abrangentes	Equivalência patrimonial	Amortização de mais-valia	Dividendos e JSCP	Saldos em 31 de dezembro de 2014
NEOINVEST.		10.668	6.729	6.595	-	-	-	-	(5.653)	-	-	7.671
COELBA		2.155.960	2.550.436	-	-	-	-	(84.102)	419.357	(32.924)	(106.640)	2.746.127
CELPE		1.666.790	1.797.638	-	-	-	-	2.548	118.175	(32.857)	(68.264)	1.817.240
COSERN		788.037	914.857	-	-	-	-	(791)	178.029	(14.679)	(221.769)	855.647
ITAPEBI		199.364	159.777	-	-	-	-	-	37.078	(2.098)	(43.783)	150.974
TERMOPE		435.872	447.006	205.000	-	-	-	-	(92.071)	(3.027)	(3.546)	553.362
Neoenergia O&M		-	8.391	-	-	-	-	-	4.491	-	(1.044)	11.838
BAGUARI I		91.230	98.707	-	-	-	-	-	2.895	-	(10.106)	91.496
GOIAS SUL		195.390	194.988	-	-	-	-	-	(696)	-	(5.626)	188.666
GERAÇÃO CIII		165.430	161.790	-	-	-	-	-	7.135	-	(12.544)	156.381
RIO PCH I		95.980	103.103	-	-	-	-	-	3.038	-	(6.485)	99.656
BAHIA PCH I		121.728	120.851	-	-	-	-	-	11.153	-	(11.603)	120.401
SE NARANDIBA		45.024	57.520	-	-	-	-	-	10.767	-	(8.112)	60.175
AGUAS DA PEDRA		185.449	196.557	-	-	-	-	-	8.923	-	(10.112)	195.368
TERMOAÇU		172.157	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GERAÇÃO CÉU AZUL		4.824	278.584	129.497	-	-	-	-	945	-	-	409.026
NC ENERGIA		30.682	25.548	53.914	-	-	-	-	26.514	-	(17.661)	88.315
NEOSERV		14.673	8.296	-	-	-	-	-	80	-	(20)	8.356
GARTER		39	39	-	-	-	-	-	(8)	-	-	31
AFLUENTE GERAÇÃO		39.674	38.097	-	-	-	-	-	2.767	-	(6.229)	34.635
AFLUENTE TRANSMISSÃO		69.983	68.081	-	-	-	-	-	13.160	-	(13.909)	67.332
BELO MONTE PART.		275.139	421.883	135.134	-	-	-	-	(21.458)	-	-	535.559
ENERGY WORKS		151.951	155.351	-	-	-	-	-	13.145	(1.899)	(6.666)	159.931
BAHIA PCH II		878	878	-	-	-	-	-	-	-	-	878
TELES PIRES		183.376	532.757	-	-	-	-	-	40.962	-	-	573.719
SPE EÓLICA		-	-	-		-	-	-		-	-	-
FORÇA EÓLICA DO BRASIL		214.272	233.400	35.433	(233.570)	-	-	-	1.840	-	(1.272)	35.831
FORÇA EÓLICA DO BRASIL I		-	-	2.400	128.737	-	-	-	6.584	-	(1.564)	136.157
FORÇA EÓLICA DO BRASIL II		-	-	-	104.833	-	-	-	3.470	-	(808)	107.495
DAVINÓPOLIS		-	146	1.418	-	(1.564)	-	-	-	-	-	-
TRANSAÇÃO COM OS SÓCIOS	(a)	-	-	-	-	-	(657.542)	-	31.203	-	-	(626.339)
		-										-
TOTAL		**7.314.570**	**8.581.410**	**569.391**	**-**	**(1.564)**	**(657.542)**	**(82.345)**	**821.825**	**(87.484)**	**(557.763)**	**8.585.928**

(a) Registro decorrente da reversão adicional de preço pago e amortização de mais-valia, oriundos de compra indireta (via controlada integral, Termope) de participação adicional em empresa cujo Grupo já possui o controle.

Consolidado

	Saldos em 31 de dezembro de 2013	Aumento de capital	Cisão	Transferência Consórcio	Transação com os sócios (a)	Outros resultados abrangentes	Equivalência patrimonial	Amortização de ágio	Dividendos e JSCP	Saldos em 31 de dezembro de 2014
AGUAS DA PEDRA	196.557						8.923		(10.112)	195.368
NORTE ENERGIA	420.749	136.500	-	-			(21.940)			535.309
ENERGÉTICA CORUMBA	23.545	-	-	-			697	(94)	(729)	23.419
TELES PIRES PARTICIPAÇÕES	532.757	-	-	-	-	-	40.962	-	-	573.719
FORÇA EÓLICA DO BRASIL	233.400	35.433	(230.122)	-	-	-	(1.608)	-	(1.272)	35.831
FORÇA EÓLICA DO BRASIL II	-	-	104.833	-	-	-	3.470	-	(808)	107.495
DAVINÓPOLIS	146	1.418	-	(1.564)	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**1.407.154**	**173.351**	**(125.289)**	**(1.564)**	**-**	**-**	**30.504**	**(94)**	**(12.921)**	**1.471.141**

Com relação as empresas Teles Pires Participações e Norte Energia, seguem informações financeiras conforme o CPC 45 - Divulgação de Participações em Outras Entidades:

(a) Norte Energia

Balanços patrimoniais - R$ Mil	**2014**	**2013**
ATIVO		
Circulante		
Caixa e equivalentes de caixa	969.842	965.344
Contas a receber de clientes e demais contas a receber	-	-
Outros ativos circulantes	406.274	904.047
Total do circulante	**1.376.116**	**1.869.391**
Não circulante		
Outros ativos não circulantes	525.931	307.949
Imobilizado	19.040.528	13.153.111
Total do não circulante	**19.566.459**	**13.461.060**
Total do ativo	**20.942.575**	**15.330.451**
PASSIVO		
Circulante		
Empréstimos e financiamentos	-	-
Outros passivos circulantes	910.446	660.704
Total do circulante	**910.446**	**660.704**
Não circulante		
Empréstimos e financiamentos	16.759.221	10.298.610
Outros passivos não circulantes	(1.549.024)	163.649
Total do não circulante	**15.210.197**	**10.462.259**
Patrimônio líquido		
Capital social	5.665.010	4.300.010
Lucro/prejuízo acumulado	(843.078)	(92.522)
Total do patrimonio líquido	**4.821.932**	**4.207.488**
Total do passivo e do patrimônio líquido	**20.942.575**	**15.330.451**

Demonstração de resultado - R$ Mil	**2014**	**2013**
Receita líquida	-	-
Custos e despesas operacionais	(143.317)	(49.816)
Depreciação e amortização	-	-
Outros custos e despesas operacionais	(143.317)	(49.816)
Lucro operacional	**(143.317)**	**(49.816)**
Receita financeira	**116.122**	**90.858**
Renda de aplicações financeiras	-	-
Outras receitas financeiras		
Despesa financeira	**(115.154)**	**(91.539)**
Encargos de dívidas	-	-
Outras despesas financeiras		
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	**(142.349)**	**(50.497)**
Imposto de renda e contribuição social	110.092	20.653
Lucro líquido do exercício	**(32.257)**	**(29.844)**

Demonstração de resultados abrangentes - R$ MIL	**2014**	**2013**
Lucro líquido do exercício	**(32.257)**	**(29.844)**
Outros resultados abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado	**-**	**-**
Total de resultados abrangentes do exercício, líquido dos efeitos tributários	**(32.257)**	**(29.844)**

(b) Teles Pires Participações

Balanços patrimoniais - R$ Mil	**2014**	**2013**
ATIVO		
Circulante		
Caixa e equivalentes de caixa	362	627
Outros ativos circulantes	4.456	4.356
Total do circulante	**4.818**	**4.983**
Não circulante		
Investimentos	1.843.932	1.725.089
Total do não circulante	**1.843.932**	**1.725.089**
Total do ativo	**1.848.750**	**1.730.072**
PASSIVO		
Circulante		
Debêntures	34.228	-
Outros passivos circulantes	8.396	22
Total do circulante	**42.624**	**22**
Não circulante		
Debêntures	788.607	737.713
Outros passivos não circulantes	(1.170)	-
Total do não circulante	**787.437**	**737.713**
Patrimônio líquido		
Capital social	1.088.831	1.088.831
Lucro/Prejuízo acumulado	(70.142)	(96.494)
Total do patrimonio líquido	**1.018.689**	**992.337**
Total do passivo e do patrimônio líquido	**1.848.750**	**1.730.072**

Demonstração de resultado - R$ Mil	**2014**	**2013**
Receita Líquida	-	-
Custos e despesas operacionais	(135)	(233)
Depreciação e amortização	-	-
Resultado de participações societárias	72.845	(15.738)
Lucro operacional	**72.710**	**(15.971)**
Receita financeira	35	-
Renda de aplicações financeiras	35	-
Outras receitas financeiras	-	-
Despesa financeira	(45)	(117)
Encargos de dívidas	(45)	(117)
Outras despesas financeiras	-	-
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	**72.700**	**(16.088)**
Imposto de renda e contribuição social	(92.372)	(35.058)
Lucro líquido do exercício	**(19.672)**	**(51.146)**

Demonstrações dos resultados abrangentes - R$ mil	**2014**	**2013**
Lucro líquido do exercício	**(19.672)**	**(51.146)**
Outros resultados abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado	-	-
Total de resultados abrangentes do exercício, líquido dos efeitos tributários	**(19.672)**	**(51.146)**

18. IMOBILIZADO

Por natureza, o valor dos ativos imobilizados da controladora e do consolidado estão compostos da seguinte forma:

		Controladora				
		2014				2013
Em serviço	Ref.	Taxas anuais médias ponderadas de depreciação (%)	Custo	Depreciação amortização acumulada	Valor Líquido	Valor Líquido
Edificações, obras civis e benfeitorias	(a)	4,00%	28.345	(4.860)	23.485	24.614
Máquinas e equipamentos		4,68%	1.162	(793)	369	415
Veículos		20,00%	302	(156)	146	176
Móveis e utensílios		9,42%	322	(289)	33	55
			30.131	(6.098)	24.033	25.260
Em curso						
Terrenos			-	-	-	78
Edificações, obras civis e benfeitorias			1.211	-	1.211	-
Máquinas e equipamentos			1.573	-	1.573	598
Veículos			206	-	206	-
Outros			-	-	-	6
			2.990	-	2.990	682
Total			33.121	(6.098)	27.023	25.942

(a) Corresponde basicamente ao edifício sede da Controladora localizado no Rio de Janeiro.

		Consolidado				
		2014 (Reapresentado)				2013 (Reapresentado)
	Ref.	Taxas anuais médias ponderadas de depreciação (%)	Custo	Depreciação amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço						
Terrenos			**57.922**	**-**	**57.922**	53.942
Reservatórios, barragens e adutoras		**2,33%**	**702.745**	**(67.191)**	**635.554**	639.085
Edificações, obras civis e benfeitorias		**4,00%**	**960.901**	**(213.967)**	**746.934**	590.992
Máquinas e equipamentos		**5,00%**	**2.011.528**	**(564.502)**	**1.447.026**	1.099.736
Veículos		**20,00%**	**109.101**	**(46.894)**	**62.207**	65.097
Móveis e utensílios		**9,00%**	**5.571**	**(3.559)**	**2.012**	1.348
Outros			**4.611**	**(672)**	**3.939**	401
			3.852.379	**(896.785)**	**2.955.594**	2.450.601
Em curso						
Terrenos			**55.943**	**-**	**55.943**	58.806
Reservatórios, barragens e adutoras			**76.652**	**-**	**76.652**	73.539
Edificações, obras civis e benfeitorias			**164.139**	**-**	**164.139**	102.131
Máquinas e equipamentos			**252.109**	**-**	**252.109**	18.850
Veículos			**599**	**-**	**599**	2.251
Móveis e utensílios			**1.318**	**-**	**1.318**	1.434
Material em depósito			**21.312**	**-**	**21.312**	23.688
Outros	(a)		**172.392**	**-**	**172.392**	171.522
			744.464	**-**	**744.464**	452.221
Total			**4.596.843**	**(896.785)**	**3.700.058**	2.902.822

(a) Referem-se principalmente a adiantamento a fornecedores realizados dentro do período de construção dos empreendimentos Baixo Iguaçu no montante de R$ 119.712, Potiguar Sul no montante de R$ 48.883 e Geração CIII no valor de R$ 31.077, os quais serão baixados com a devida entrega dos bens e/ou finalização da obra.

A depreciação acumulada é geralmente calculada a taxas que levam em consideração a vida útil efetiva dos bens.

Decorrido o prazo de vigência da concessão e de sua eventual prorrogação, os bens e instalações realizados para a geração independente de energia elétrica e vinculados à concessão passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos realizados, conforme Contrato de Concessão de Geração.
A movimentação do imobilizado consolidado é como segue:

		Em serviço			Em curso		
		Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Custo	Valor líquido	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2012		3.185.703	(731.911)	2.453.792	226.893	226.893	2.680.685
Adições	(a)	(8.191)	-	(8.191)	324.751	324.751	316.560
Baixas	(b)	(55.995)	32.563	(23.432)	(4.279)	(4.279)	(27.711)
Depreciação		-	(66.712)	(66.712)	-	-	(66.712)
Transferências		95.144	-	95.144	(95.144)	(95.144)	-
Saldos em 31 de dezembro de 2013 (Reapresentado)		3.216.661	(766.060)	2.450.601	452.221	452.221	2.902.822
Combinação de negócio	(a)		-	-	-	-	-
Adições		500.283	(10.262)	490.021	837.424	837.424	1.327.445
Baixas		(19.372)	2.605	(16.767)	(390.374)	(390.374)	(407.141)
Depreciação		-	(123.068)	(123.068)	-	-	(123.068)
Transferências		154.807	-	154.807	(154.807)	(154.807)	-
Saldos em 31 de dezembro de 2014 (Reapresentado)		3.852.379	(896.785)	2.955.594	744.464	744.464	3.700.058

(a) Parte das adições identificadas nos ativos em serviços e em curso, no valor de R$ 611.848, é o efeito decorrente da tomada de controle de parte das companhias geradoras eólicas e corresponde a posição patrimonial incorporada ao consolidado na data da operação (Vide explicativa nº 5 itens “a.1” e “a.2”).

(b) Baixa decorrente de repasse de ativos construídos para parceira, Copel, no consórcio Baixo Iguaçu mediante aporte de ativos incorporados e reembolso de caixa, totalizando o montante de R$ 351.643. Não houve ganho ou perda na operação.

19. CONCESSÃO DO SERVIÇOS PÚBLICO (ATIVO FINANCEIRO)

Os Contratos de Concessão de Serviços Públicos de Energia Elétrica nº 10, de 07 de agosto de 1997 e aditivos posteriores nº 26, de 30 de março de 2000 e aditivos posteriores nº 08, de 31 de dezembro de 1997 e aditivos posteriores, celebrados entre a União (Poder Concedente - Outorgante) e a Coelba, Celpe, Cosern, Afluente T, SE Narandiba e Afluente G (Concessionária - Operador), respectivamente, regulamentam a exploração dos serviços públicos de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica pelas Companhias, onde:

- O contrato estabelece quais os serviços que o operador deve prestar e para quem (classe de consumidores) os serviços devem ser prestados;

- O contrato estabelece padrões de desempenho para prestação de serviço público, com relação à manutenção e à melhoria da qualidade no atendimento aos consumidores, e o operador tem como obrigação, na entrega da concessão, devolver a infraestrutura nas mesmas condições em que a recebeu na assinatura desses contratos. Para cumprir com essas obrigações, são realizados investimentos constantes durante todo o prazo da concessão. Portanto, os bens vinculados à concessão podem ser repostos, algumas vezes, até o final da concessão;
- Ao final da concessão os ativos vinculados à infraestrutura devem ser revertidos ao poder concedente mediante pagamento de uma indenização; e

- O preço é regulado através de mecanismo de tarifa estabelecido nos contratos de concessão com base em fórmula paramétrica (Parcelas A e B), bem como são definidas as modalidades de revisão tarifária, que deve ser suficiente para cobrir os custos, a amortização dos investimentos e a remuneração pelo capital investido.

Com base nas características estabelecidas no contrato de concessão de energia elétrica das controladas, a Administração entende que estão atendidas as condições para a aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 (IFRIC 12) - Contratos de Concessão, a qual fornece orientações sobre a contabilização de concessões de serviços públicos a operadores privados, de forma a refletir o negócio de distribuição e transmissão de energia elétrica, abrangendo:

Distribuidoras:

(a) Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente; e

(b) Parcela remanescente à determinação do ativo financeiro (valor residual) classificada como um ativo intangível em virtude de a sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público, neste caso, do consumo de energia pelos consumidores (vide nota explicativa nº 20).

Transmissoras:

(a) Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados 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;

(b) Parcela refere-se a recebíveis, junto ao poder concedente, que incondicionalmente pela construção, disponibilização e entrega de rede de transmissão, tem de entregar, direta ou indiretamente, caixa ou equivalentes de caixa. Esses valores são mensurados pelo método de fluxos de caixa futuros estimados de tarifas (RAP), descontados pela taxa interna de retorno do projeto.

(c) Reconhecimento da receita de operação e manutenção em montante suficiente para fazer face aos custos para cumprimento das obrigações de operação e manutenção previstas em contrato de concessão.

(d) Reconhecimento da Receita Financeira sobre os direitos de recebíveis junto ao poder concedente decorrente da remuneração pela taxa interna de retorno do projeto.

A infraestrutura recebida ou construída da atividade de distribuição e transmissão, que estava originalmente representada pelo ativo imobilizado e intangível das controladas é recuperada através de dois fluxos de caixa, a saber:

Nas Distribuidoras:

(a) Parte através do consumo de energia efetuado pelos consumidores (emissão do faturamento mensal da medição de energia consumida/vendida) durante o prazo da concessão; e

(b) Parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, esta a ser recebida diretamente do Poder Concedente ou para quem ele delegar essa tarefa.

Nas Transmissoras:

(a) Parte através de valores a receber garantidos pelo poder concedente relativa à remuneração anual permitida (RAP) durante o prazo da concessão. Os valores da RAP garantida são determinados pelo Operador Nacional do Setor Elétrico – ONS conforme contrato e recebidos dos participantes do setor elétrico por ela designados pelo uso da rede de transmissão disponibilizada; e

(b) Parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, esta a ser recebida diretamente do Poder Concedente ou para quem ele delegar essa tarefa.

Segue composição consolidada do ativo financeiro de concessão:

		Consolidado	
	Ref	**2014**	2013
		(Reapresentado)	(Reapresentado)
Recebíveis	(a)	**218.084**	135.515
Indenização	(b)	**3.014.567**	2.306.800
Total		**3.232.651**	2.442.315
Circulante		**37.135**	34.320
Não circulante		**3.195.516**	2.407.995

(1) Valores de fluxo de caixa futuros das transmissoras projetados descontados a taxa interna de retorno dos projetos de parcelas tarifárias correspondentes a remuneração pela infraestrutura (RAP).
(2) Parcela de valores residual de ativos permanentes ao fim do contrato de concessão.

A movimentação dos saldos referentes ao ativo indenizável (concessão) e aos recebíveis das transmissoras está assim apresentada:

		Consolidado	
	Ref.	**2014**	2013
		(Reapresentado)	(Reapresentado)
Saldos iniciais		**2.442.315**	2.116.364
Adições		**86.098**	30.982
Baixas		**(5.107)**	(11.183)
Amortização/reversão		**(36.535)**	(20.419)
Transferências	(a)	**604.938**	140.115
Atualização monetária / valor justo	(b) / ('c)	**140.942**	186.456
		3.232.651	2.442.315

(a) Transferência do Intangível em curso em decorrência do reconhecimento de novos ativos incorporados no exercício.
(b) Remuneração dada pela aplicação da taxa interna de retorno dos projetos de transmissão sobre os recebíveis de concessão das empresas Afluente T e Narandiba.

(c) Atualização do ativo financeiro das distribuidoras e transmissoras.

As concessões das Companhias de distribuição e transmissão não são onerosas, desta forma, não há obrigações financeiras fixas e pagamentos a serem realizados ao Poder Concedente. As concessões outorgadas tem prazo de vigência de 30 anos e os contratos de concessão preveem a possibilidade de prorrogação da vigência, a critério exclusivo do Poder Concedente, mediante requerimento da concessionária. Em caso de extinção da concessão pelo advento do termo final do contrato ou outra das hipóteses que prevê, operar-se-á, de pleno direito, a reversão, ao Poder Concedente, dos bens vinculados ao serviço, procedendo-se aos levantamentos, avaliações e determinação do montante de indenização devida às Companhias, observados os valores e as datas de sua incorporação ao sistema elétrico.

20. INTANGÍVEL

Por natureza, o ativo intangível da controladora e consolidado está constituído da seguinte forma:

	Controladora				
	2014				2013
	(reapresentado)				(reapresentado)
	Taxas anuais médias ponderadas de amortização (%)	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Direito de uso de software	20%	431	(307)	124	155
		431	(307)	124	155
Em curso					
Outros		490		490	96
		490		490	96
Total		**921**	**(307)**	**614**	**251**

	Consolidado					
	2014 (Reapresentado)					2013
	Taxas anuais médias ponderadas de amortização (%)	Custo	Amortização acumulada	Obrigações especiais	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço						
Direito de uso da concessão	**4,27%**	**15.510.898**	**(7.511.031)**	**(1.824.760)**	**6.175.107**	5.926.074
Ágio atribuído a concessão	**4,57%**	**2.352**	**(359)**	**-**	**1.993**	2.352
Direito de uso de software	**19,61%**	**3.127**	**(2.130)**	**-**	**997**	533
Outros		**7.977**	**(7.487)**	**-**	**490**	15
		15.524.354	**(7.521.007)**	**(1.824.760)**	**6.178.587**	5.928.974
Em curso						
Direito de uso da concessão		**1.398.917**	**-**	**(368.294)**	**1.030.623**	1.319.177
Direito de uso de software		**4.961**	**-**	**-**	**4.961**	3.493
Outros		**492**	**-**	**-**	**492**	573
		1.404.370	**-**	**(368.294)**	**1.036.076**	1.323.243
Total		**16.928.724**	**(7.521.007)**	**(2.193.054)**	**7.214.663**	7.252.217

De acordo com os artigos n^{os} 63 e 64 do Decreto n° 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na subtransmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica são vinculados a estes serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária, sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador.

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 movimentação do saldo do direito de uso da concessão está demonstrada a seguir:

	Consolidado							
	Em serviço				Em curso			
	Custo	Amortização acumulada	Obrigações especiais	Valor líquido	Custo	Obrigações especiais	Valor líquido	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2012	13.285.200	(5.959.640)	(1.700.220)	5.625.340	1.118.604	(162.689)	955.915	6.581.255
Adições	-	-	-	-	1.609.677	(228.027)	1.381.650	1.381.650
Baixas	(127.350)	92.294	-	(35.056)	(12.877)	-	(12.877)	(47.933)
Amortização	-	(679.807)	108.960	(570.847)	-	-	-	(570.847)
Transferências - intangiveis	692.375	-	(94.753)	597.622	(692.239)	94.617	(597.622)	-
Transferências - ativos financeiros	279.339	-	-	279.339	(499.021)	79.567	(419.454)	(140.115)
Transferências - outros	535.120	(369.716)	(132.828)	32.576	16.126	(495)	15.631	48.207
Saldos em 31 de dezembro de 2013 (Reapresentado)	14.664.684	(6.916.869)	(1.818.841)	5.928.974	1.540.270	(217.027)	1.323.243	7.252.217
Adições	-	-	-	-	1.603.655	(361.538)	1.242.117	1.242.117
Baixas	(208.254)	154.191	-	(54.063)	(23.178)	-	(23.178)	(77.241)
Amortização	-	(758.329)	119.197	(639.132)	-	-	-	(639.132)
Transferências - intangiveis	1.006.862	-	(129.830)	877.032	(1.006.862)	129.830	(877.032)	-
Transferências - ativos financeiros	4.338	-	-	4.338	(722.288)	113.031	(609.257)	(604.919)
Transferências - outros	56.724	-	4.714	61.438	12.773	(32.590)	(19.817)	41.621
	859.670	(604.138)	(5.919)	249.613	(135.900)	(151.267)	(287.167)	(37.554)
Saldos em 31 de dezembro de 2014 (Reapresentado)	15.524.354	(7.521.007)	(1.824.760)	6.178.587	1.404.370	(368.294)	1.036.076	7.214.663

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

O valor residual de cada bem que ultrapassa o prazo do vencimento da concessão está alocado como Concessão do Serviço Público (Ativo Financeiro).

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.

Uso do Bem Público (UBP)

De acordo com o OCPC 05, para os contratos de concessão de geradoras em que se entende que o direito e a correspondente obrigação nascem para o concessionário simultaneamente quando da assinatura do contrato de concessão (autorização), o ativo intangível é inicialmente (no termo de posse) mensurado pelo custo. No caso de outorga fixa, o custo corresponde aos valores já despendidos e a despender no futuro devem ser reconhecidos a valor presente, conforme dispositivos do Pronunciamento Técnico CPC 12 – Ajuste a Valor Presente. Em se tratando de outorga variável, por exemplo, com base na receita do período, seu montante deve ser registrado como despesa do período concomitantemente à receita que o tenha originado.
Assim, a Companhia contabilizou os registros do direito de Uso de Bem Público, os quais foram descontados ao custo médio ponderado de capital (“Weighted Average Cost Of Capital – WACC”) na data de início da concessão. O ativo intangível vem sendo amortizado de forma linear ao longo da vida útil econômica da concessão, enquanto o passivo atualizado ao valor presente, acrescido da taxa de desconto mais a inflação do exercício.

21. FORNECEDORES

A composição do saldo em 31 de dezembro de 2014 e 2013 é como segue:

	Controladora		Consolidado	
	2014	2013	**2014**	2013
			(Reapresentado)	(Reapresentado)
Energia elétrica	**-**	-	**1.254.410**	628.946
Encargos de uso da rede	**-**	-	**44.924**	60.212
Materiais e serviços	**5.376**	2.753	**420.712**	325.080
Energia livre	**-**	-	**75.788**	68.913
Total	**5.376**	2.753	**1.795.834**	1.083.151
Circulante	**3.587**	2.753	**1.707.255**	981.475
Não circulante	**1.789**	-	**88.579**	101.676

(a) A variação do montante em aberto deve-se, principalmente pela alta do PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) médio em 2014 quem foi de 163% comparado ao mesmo período do ano de 2013.

(b) 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 ABRADEE, 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 25 de agosto de 2013 houve deferimento de medida liminar, atribuindo efeito suspensivo até o julgamento.

22. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS, DEBÊNTURES E INTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS

Empréstimos e Financiamentos (a)	**Ref.**	**2014**	**2013**
		(Reapresentado)	(Reapresentado)
Moeda Nacional		**4.785.958**	**4.124.587**
Circulante		980.630	545.385
Não Circulante		3.805.328	3.579.202
Custos de transação - Moeda Nacional		(8.962)	(9.147)
Moeda Estrangeira		**2.469.611**	**1.621.176**
Circulante		4.829	24.784
Não Circulante		2.464.782	1.596.392
Depósitos em Garantia		**(156.842)**	**(104.766)**
Circulante			-
Não Circulante		(156.842)	(104.766)
Total Empréstimos e Financiamentos	**22.1**	**7.098.727**	**5.640.997**
Circulante		985.459	570.170
Não Circulante		6.113.268	5.070.827
Debêntures (b)			
Custos de transação - Debêntures			
Total Debêntures	**22.2**	**1.457.834**	**1.684.282**
Circulante		285.879	250.152
Não Circulante		1.171.955	1.434.130
Outros Ativos e Passivos Financeiros			
Ativo		**(331.007)**	**(225.536)**
Passivo		**38.100**	**85.805**
Total Instrumentos Financeios e Derivativos	**36**	**(292.907)**	**(139.731)**
Instrumentos financeiros derivativos ativo			
Circulante		(73.013)	(49.908)
Não Circulante		(257.994)	(175.628)
Instrumentos financeiros derivativos passivo			
Circulante		20.602	81.633
Não Circulante		17.498	4.172
Endividamento Financeiro Total		**8.263.654**	**7.185.548**
Circulante		1.218.927	852.047
Não Circulante		7.044.727	6.333.501

22.1 EMPRESTIMOS E FINANCIAMENTOS

A mutação dos empréstimos e financiamentos é a seguinte:

	Consolidado				
	Moeda nacional		Moeda estrangeira		
	Passivo circulante	Não circulante	Passivo circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2012	628.206	3.450.393	51.978	883.035	5.013.612
Ingressos	51.391	684.103	-	541.597	1.277.091
Encargos	326.279	7.268	22.634	-	356.181
Variação monetária e cambial	-	-	7.210	141.895	149.105
Swap	12.062	(5.640)	33.075	(131.136)	(91.639)
Efeito cumulativo marcação a mercado	283	(196)	(4.109)	(12.246)	(16.268)
Transferências	677.157	(677.158)	(1.790)	1.791	-
Amortizações e pagamentos de juros	(1.162.353)	-	(69.136)	-	(1.231.489)
Mov. depósitos em Garantias	7.119	16.683	-	-	23.802
(-) Custos de transação	5.241	(1.018)	-	-	4.223
Saldos em 31 de dezembro de 2013	545.385	3.474.435	39.862	1.424.936	5.484.618
Combinação de negócio	19.736	304.142	-	-	323.878
Ingressos	421.748	604.868	60.000	575.000	1.661.616
Encargos	361.011	-	32.222	-	393.233
Variação monetária e cambial	-	-	10.414	259.327	269.741
Swap	-	-	60.575	(187.734)	(127.159)
Efeito cumulativo marcação a mercado	-	-	(4.206)	70.553	66.347
Transferências	693.145	(693.145)	(92.164)	92.164	-
Amortizações e pagamentos de juros	(1.125.127)	-	(91.573)	-	(1.216.700)
Mov. depósitos em Garantias	-	(39.968)	-	-	(39.968)
(-) Custos de transação	2.020	(1.846)	-	-	174
Saldos em 31 de dezembro de 2014	**917.918**	**3.648.486**	**15.130**	**2.234.246**	**6.815.780**
(-) Instrumentos financeiros derivativos	-	-	52.411	230.536	282.947
Total	**917.918**	**3.648.486**	**67.541**	**2.464.782**	**7.098.727**

Passivo circulante	985.459
Passivo não circulante	6.113.268

As mutações no saldo de empréstimos e financiamentos decorrem principalmente do ingresso de novos empréstimos (detalhados no quadro abaixo) e o montante incorporado ao saldo consolidado advindo da tomada de controle dos parques eólicos que totalizou um acréscimo de R$ 323.878.

No exercício também ocorreram amortizações de principal e pagamentos de juros no total de R$ 540.819 na Coelba, R$ 190.531 na Celpe, R$ 115.015 na Cosern, R$ 232.363 em Geração Céu Azul, R$ 24.782 na Baguari, R$ 18.358 na Geração CIII e R$ 94.832 nas demais geradoras, transmissoras, comercializadora e outras.

A seguir apresentamos as principais captações no exercício:

		Consolidado		
Empresa	**Financiadores**	**Vencimento**	**Encargos Financeiros Anuais - %**	**Valor Captado**
NEOENERGIA	CITIBANK	2016	USD + Libor + 0,7250%	165.000
NEOENERGIA	SAFRA	2016	USD + 2,4004%	135.000
COELBA	BNDES	2021 até 2023	TJLP + 1,70% a TJLP + 2,70% / 3,00%	249.534
COELBA	FINEP	2019	0,05	18.199
COELBA	ITAÚ	2017	USD + 3,1025%	200.000
CELPE	BNDES	2021 até 2023	TJLP + 1,70% a TJLP + 2,70% / 3,00%	143.564
CELPE	CEF	2025	0,06	13.539
CELPE	CITIBANK	2018	USD + Libor + 0,989%a.a.	55.000
CELPE	FINEP	2018	0,04	14.198
CELPE	IBM	2020	CDI + 0,31%	58.000
Cosern	BNDES	2024	TJLP + 2,09+% a.a./Selic + 2,09% a.a	57.793
Cosern	FINEP	2020	5% a.a.	3.104
Cosern	Caixa Econômica Federal	2025	6% a.a.	9.924
Cosern	Itáu Unibanco	2017	Libor USD 3M + 2,89%	20.000
Narandiba	Banco IBM	2020	CDI + 0,26% a.a.	20.352
Afluente T	BNDES	2024	6% a.a.	1.607
Geração Céu Azul	Banco Votorantim	2014	105,5% do CDI	220.000
Geração Céu Azul	Banco Votorantim	2015	105,5% do CDI	180.000
Geração Céu Azul	Banco Santander	2015	USD + 1,03% a.a.	60.000
Calango 1	BNDES	2030	TJLP + 1,93%	9.757
Calango 4	BNDES	2030	TJLP + 1,93%	7.145
Calango 5	BNDES	2030	TJLP + 1,93%	10.369
Caetité 1	BNDES	2029	TJLP + 1,93%	4.833
Caetité 2	BNDES	2029	TJLP + 1,93%	4.698
Total				**1.661.616**

(b) Condições Restritivas Financeiras (*covenants*):

Os contratos mantidos com o BNDES, Itau, Safra, Citibank, JP Morgan, Tokyo-Mitsubishi, Bank of America e os Títulos Externos contêm cláusulas restritivas que requerem a manutenção de determinados índices financeiros com parâmetros pré-estabelecidos. Nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2014 e 2013, as controladas e controladora atingiram todos os índices requeridos contratualmente.

Condições contratuais dos empréstimos das controladas em 31 de dezembro de 2014:

Credor	Moeda	Objetivo	Encargos financeiros anuais	Vencimento	Garantias	Valor de Principal	Saldo em 31/12/2014
Banco do Brasil	Real	Capital de Giro / Investimentos	2,5000% a 6,0000% / TJLP + 1,9300% / 108,00% a 111,60% do CDI	2018 a 2030	Aval da Neoenergia / Conta Reserva / *Clean*	1.192.041	750.123
Banco do Nordeste	Real	Investimentos / Programa Nacional de Universalização Luz para Todos	10,0000% / TJLP + 3,2100%	2016 a 2022	Aval da Neoenergia / Recebíveis / Fundo Liquidez	618.424	213.137
Banco Safra	Dólar	Capital de Giro	2,4004%	2016	*Clean*	135.000	139.867
Bank of América	Dólar	Capital de Giro	Libor + 1,6500% a Libor + 1,7000%	2016 a 2018	*Clean*	454.032	463.324
BNDES	Real	Investimentos	3,0000% a 6,0000% / TJLP + 1,5900% a TJLP + 3,1200% / SELIC + 2,0900%	2015 a 2026	Aval da Neoenergia / Conta Reserva	3.782.765	2.629.375
BNP Paribas	Dólar	Capital de Giro	Libor + 1,5000%	2018	*Clean*	71.400	69.425
Bond´s Holders	Real	Reestruturação da Dívida	11,7500%	2016	*Clean*	400.000	407.079
Caixa Econômica Federal	Real	Programa Nacional de Universalização Luz para Todos	6,0000%	2025	Aval da Neoenergia / Recebíveis	46.924	24.227
Citibank	Dólar	Capital de Giro	Libor + 0,7250% a Libor + 0,9890%	2016 a 2018	Aval da Neoenergia / *Clean*	680.000	699.759
Debenturistas	Real	Capital de Giro / Reestruturação da Dívida	111,00% a 111,30% do CDI / CDI + 0,5700% a CDI + 0,9500% / IPCA + 7,1500%	2016 a 2021	Aval da Neoenergia	1.450.000	1.447.874
Eletrobrás	Real	Investimentos / Programa Nacional de Universalização Luz para Todos	5,0000% a 6,0000%	2015 a 2024	Nota Promissória / Recebíveis	521.842	166.883
FINEP	Real	Pesquisa e Desenvolvimento	4,0000% a 8,2500%	2018 a 2020	Aval da Neoenergia / *Clean*	225.600	120.346
IBM	Real	Investimentos	CDI + 0,2600% a CDI + 0,3100%	2020	Aval da Neoenergia	71.615	72.458
Itaú	Dólar	Capital de Giro	2,8900% a 3,1025%	2017	Aval da Neoenergia / *Clean*	220.000	228.502
JP Morgan	Dólar	Capital de Giro	2,9400%	2018	*Clean*	58.065	59.418
KfW Bankengruppe	Euro	Investimentos	2,0000% a 4,5000%	2016 a 2026	Aval Governo do Estado de Pernambuco / Fiança Bancária	17.372	2.727
Mizuho	Dólar	Capital de Giro	Libor + 1,5000%	2018	Clean	95.200	92.566
Santander	Dólar	Capital de Giro	1,0300%	2015	Aval da Neoenergia	60.000	62.713
Sumitomo	Dólar	Capital de Giro	Libor + 1,5000%	2018	*Clean*	101.150	98.351
Tokyo-Mitsubishi	Dólar	Capital de Giro	3,2000% / Libor + 0,8000% a Libor + 1,5000%	2017 a 2018	Aval da Neoenergia / *Clean*	313.255	317.343
Votorantim	Real	Capital de Giro	105,50% do CDI	2015	Aval da Neoenergia	180.000	182.775
Total						10.694.684	8.248.271

Para alguns empréstimos foram dadas garantias de receita própria, notas promissórias, imóveis administrativos, fiança bancária ou aplicações financeiras vinculadas (contas reservas), cessão condicional de contratos, penhor dos direitos relacionados à concessão, manutenção de conta reserva e aval da Neoenergia S.A..

O total devido em moeda nacional no consolidado desdobra-se da seguinte forma:

	Consolidado			
	2014		2013	
Moeda Nacional	R$	%	R$	%
Juros pré-fixados	1.285.466	28,2%	1.326.541	33,0%
TJLP	2.301.858	50,4%	2.013.930	50,1%
CDI	979.485	21,4%	679.350	16,9%
SELIC	(405)	0,0%	-	0,0%
Total	4.566.404		4.019.820	
Principal	4.535.588		4.002.658	
Encargos	30.816		17.162	

O total devido em moeda estrangeira no consolidado desdobra-se da seguinte forma:

	Consolidado					
	2014			2013		
Moeda Estrangeira	Moeda de Origem	R$	%	Moeda de Origem	R$	%
Dólar norte americano	954.291	2.246.648	99,9%	638.329	1.460.881	99,7%
Euro	1.741	2.728	0,1%	1.741	3.917	0,3%
Total		2.249.376			1.464.798	
Principal		2.230.302			1.463.317	
Encargos		19.074			1.481	

As principais moedas e indexadores utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2014 e 2013:

	Variação %	
Moeda / Indexador	2014	2013
EURO	(0,15)	19,90
Dólar norte-americano	13,39	14,64
TJLP	5,00	5,00
CDI	10,81	8,05
SELIC	10,90	8,30

Os vencimentos das parcelas a longo prazo são os seguintes:

	Consolidado					
	2014			2013		
	Dívida	Custos Transação	Total Líquido	Dívida	Custos Transação	Total Líquido
2015	-	-	-	578.976	(2.671)	576.305
2016	1.542.809	(2.722)	1.540.087	1.073.214	(1.761)	1.071.453
2017	1.530.557	(104)	1.530.453	1.187.303	(954)	1.186.349
2018	1.681.058	(678)	1.680.380	1.313.498	(476)	1.313.022
2019	329.256	(263)	328.993	337.210	(144)	337.066
2020	319.483	(164)	319.319	400.944	(98)	400.846
Após 2020	640.457	(115)	640.342	119.190	(93)	119.097
Total obrigações	6.043.620	(4.046)	6.039.574	5.010.335	(6.197)	5.004.138
(-) Depósitos em garantias			(156.842)			(104.767)
(-) Instrumentos financeiros derivativos			230.536			171.456
Total			6.113.268			5.070.827

22.2 DEBÊNTURES

Condições Restritivas Financeiras (*covenants*)

As escrituras de emissões das debêntures preveem a manutenção de índices de endividamento e cobertura de juros com parâmetros pré-estabelecidos. Nas demonstrações financeiras encerradas em 31 de dezembro de 2014 e 2013, as controladas e controladora atingiram todos os índices requeridos contratualmente.

Garantias

Para a 3ª. Emissão de debêntures nas empresas Coelba e Celpe foram dadas garantias de receita própria e aval do acionista controlador. A 2ª emissão de debêntures da Termopernambuco é subordinada e com garantia fidejussória do acionista controlador Neoenergia S.A, que se obriga pelo pagamento integral do saldo do Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração e, se for o caso, dos Encargos Moratórios, e de todos e quaisquer valores, principais ou acessórios, devidos pela Emissora. Para as 3ª e 4ª emissões de debêntures da Termopernambuco as garantias são de espécie quirografária com garantia adicional fidejussória da Fiadora Neoenergia, que se obriga pelo pagamento integral do saldo do Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração e, se for o caso, dos Encargos Moratórios, e de todos e quaisquer valores, principais ou acessórios, devidos pela Emissora.

Taxas de juros e outros encargos

Para a controlada Termopernambuco a remuneração da 3ª emissão de debêntures foi fixada em CDI + 0,57% a.a., enquanto que para a 4ª emissão foram fixadas as remunerações de CDI + 0,80% a.a., CDI + 0,95% a.a. e IPCA + 7,15% a.a. para a primeira, segunda e terceira série respectivamente.

Para a controlada Celpe a remuneração da 4ª emissão de debêntures foi fixada em 111,30% do CDI e para a controlada Itapebi a remuneração da 3ª emissão de debêntures foi fixada em 111,00% do CDI.

Os vencimentos das parcelas a longo prazo consolidados são os seguintes:

	Consolidado					
	2014			2013		
	Debêntures	Custos Transação	Total Líquido	Debêntures	Custos Transação	Total Líquido
2015	-	-	-	263.571	(453)	263.118
2016	322.206	(715)	321.491	325.821	(550)	325.271
2017	354.895	(1.030)	353.865	357.692	(933)	356.759
2018	185.167	(733)	184.434	185.167	(656)	184.511
2019	185.167	(733)	184.434	185.167	(656)	184.511
2020	59.124	(238)	58.886	59.980	-	59.980
Após 2020	59.123	(238)	58.885	59.980	-	59.980
Total	1.165.682	(3.687)	1.161.995	1.437.378	(3.248)	1.434.130

A mutação das debêntures é a seguinte:

	Consolidado		
	Passivo		
	Circulante	Não Circulante	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2012	436.551	784.726	1.221.277
Ingressos	-	890.000	890.000
Encargos	95.313	-	95.313
Variação monetária e cambial	924	(45)	879
Swap	2.691	483	3.174
Efeito cumulativo marcação a mercado	(232)	(3)	(235)
Transferências	241.215	(241.215)	-
Amortizações e pagamentos de juros	(511.503)	-	(511.503)
(-) Custos de transação	1.841	184	2.025
Saldos em 31 de dezembro de 2013	266.800	1.434.130	1.700.930
Ingressos	-	-	-
Encargos	174.604	-	174.604
Variação monetária e cambial	221	8.208	8.429
Swap	105	(8.581)	(8.476)
Efeito cumulativo marcação a mercado	53	(2.777)	(2.724)
Transferências	269.000	(269.000)	-
Amortizações e pagamentos de juros	(425.148)	-	(425.148)
(-) Custos de transação	244	15	259
Saldos em 31 de dezembro de 2014 (Reapresentado)	285.879	1.161.995	1.447.874
(-) Instrumentos financeiros derivativos	-	9.960	9.960
Total	**285.879**	**1.171.955**	**1.457.834**

Passivo circulante	285.879
Passivo não circulante	1.171.955

23. SALÁRIOS E ENCARGOS A PAGAR

A composição do saldo é como segue:

	Consolidado	
	2014	2013
Salários	**14.664**	12.684
Encargos sociais	**11.688**	9.477
Provisões férias	**32.343**	33.365
Encargos sobre provisões de férias	**9.466**	8.470
Provisão PLR	**44.121**	28.757
Outros	**1.174**	1.080
Total	**113.456**	93.833

24. TAXAS REGULAMENTARES

A composição do saldo é como segue:

		Consolidado	
	Ref.	**2014**	2013
		(Reapresentado)	(Reapresentado)
Reserva Global de Reversão – RGR		**149**	180
Conta de Consumo de Combustível – CCC		**3.803**	3.803
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		**3.220**	1.746
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT		**4.711**	4.356
Empresa de Pesquisa Energética - EPE		**847**	951
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(a)	**57.974**	55.724
Programa de Eficientização Energética - PEE	(a)	**20.617**	24.792
Taxa de Fiscalização Serviço Público de Energia Elétrica – TFSEE		**1.255**	1.550
Compensação Financeira pela utilização de Recursos Hídricos -		**1.959**	2.254
Encargo do Consumidor - Tesouro Nacional		**10**	10
Ministério de Minas e Energia - MME		**734**	633
Total		**95.279**	95.999
Passivo circulante		**41.923**	63.012
Passivo não circulante		**53.356**	32.987

(a) A Coelba, Celpe, Cosern e as Geradoras, conforme cada caso inerente a atividade, reconheceram os passivos relacionados a valores já faturados em tarifas (1% da Receita Operacional Líquida), mas ainda não 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 n˚s. 300/2008 e 316/2008. Os valores desembolsados referentes aos projetos que já foram iniciados estão registrados na conta contábil Serviços em curso no ativo circulante e são liquidados quando da finalização de cada projeto.

25. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER

A Composição do saldo é como segue:

	Controladora		Consolidado	
	2014	2013	2014	2013
Circulante				
Imposto de Renda - IR	19.769	-	80.908	72.142
Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido- CSLL	7.126	-	40.624	26.149
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	9	9	154.893	146.047
Programa de Integração Social - PIS	4.734	2.642	36.625	15.908
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	15.768	12.168	162.346	73.124
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	22	6	8.732	8.887
Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS	-	1	2.465	2.267
IOF	-	124	-	124
Imposto sobre Serviços - ISS	-	-	6.376	4.242
Parcelamento de Tributos	77	150	119	150
Impostos e contribuições retidos na fonte	281	2.440	25.081	73.525
Outros	266	-	7.767	8.142
	48.052	17.540	525.936	430.707
Não-Circulante				
Imposto de Renda - IR	-	-	-	1.378
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	-	-	4.243	5.245
Programa de Integração Social - PIS	-	-	-	2.018
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	-	-	-	7.146
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	-	-	73	73
	-	-	4.316	15.860
Total	48.052	17.540	530.252	446.567

26. DIVIDENDOS E JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO

Em reuniões do Conselho de Administração foram aprovadas as declarações de juros sobre capital e dividendos da seguinte forma:

			Valor por ação
Deliberação	Provento	Valor deliberado	ON
2014			
AGO/AGE de 30 abril de 2014	Dividendos	71.698	0,012254736
RCA de 18 de setembro de 2014	Dividendos	41.897	0,007161102
RCA de 27 de novembro de 2014	Dividendos	71.442	0,012210980
AGO/AGE de 29 abril de 2015	Dividendos	29.599	0,005059108
		214.636	
2013			
RCA de 18 abril de 2013	JSCP	43.449	0,007426372
AGO de 24 de abril de 2013	Dividendos	14.598	0,002495113
RCA de 28 de junho de 2013	JSCP	48.159	0,008231413
RCA de 24 julho de 2013	Dividendos	2.050.000	0,350389257
RCA de 22 de agosto de 2013	Dividendos	150.566	0,025734980
RCA de 30 dezembro de 2013	JSCP	31.089	0,005313781
		2.337.861	

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.

A base de cálculo para os dividendos mínimos obrigatórios é como segue:

	2014	2013
Dividendos mínimos - sobre o lucro líquido ajustado (*)		
Lucro líquido do exercício reapresentado	656.680	926.500
Ajustes (nota 4)	(54.833)	(49.356)
Absorção de prejuízo acumulado	-	(415.286)
Lucro líquido do exercício originalmente apresentado	601.847	461.858
Constituição da reserva legal (5%)	(30.092)	(23.093)
Base de cálculo do dividendo	571.755	438.765
Dividendos mínimos obrigatórios (25%)	142.938	109.691

Dividendos e juros sobre capital próprio pagos e propostos:

Dividendos adicionais	148.419	1.978.302
Dividendos intermediários	142.938	150.566
Juros sobre capital próprio	-	122.701
Total	**291.357**	**2.251.569**

Imposto de renda retido na fonte sobre os juros sobre capital próprio 15% (*) **(7.007)**

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

A formação dos saldos de dividendos e JSCP a pagar, é como segue:

	Controladora
Saldos em 31 de dezembro de 2012	142.937
Declarados	2.335.572
Propostos	-
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	(7.007)
Pagos no período	(2.442.791)
Saldos em 31 de dezembro de 2013	28.711
Declarados	214.641
Pagos no período	(213.182)
Saldos em 31 de dezembro de 2014 (Reapresentado)	30.170

27. PROVISÕES

A Companhia e suas controladas são parte em processos judiciais de natureza trabalhista, cível e fiscal, decorrentes do curso normal de suas atividades.

Na constituição das provisões a Companhia considera a opinião dos assessores jurídicos, a natureza das ações, a similaridade com processos anteriores, a complexidade e o posicionamento dos tribunais sempre que a perda for avaliada como provável.

A Administração da Companhia consubstanciada na opinião de seus consultores legais 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.

O passivo em discussão judicial é mantido até o desfecho da ação, representado por decisões judiciais, sobre as quais não caiba mais recursos, ou a sua prescrição.

As provisões constituídas consolidadas para contingências passivas estão compostas como segue:

	Consolidado					
	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	Regulatórias	Ambientais	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2012	136.001	114.222	109.294	17.787	14.284	391.588
Constituição	46.368	86.195	1.581	-	3.848	137.992
Baixas/reversão	(49.997)	(50.303)	(2.981)	-	(3.427)	(106.708)
Atualização	28.471	20.234	7.133	4.428	472	60.738
Saldo em 31 de dezembro de 2013	160.843	170.348	115.027	22.215	15.177	483.610
Constituição	49.217	59.072	18.691	6.836	8.871	142.687
Baixas/reversão	(48.240)	(79.630)	(107.016)	(28.501)	(554)	(263.941)
Atualização	25.839	32.709	7.212	5.943	868	72.571
Saldo em 31 de dezembro de 2014	187.659	182.499	33.914	6.493	24.362	434.927

Trabalhistas

Referem-se a ações movidas por empregados e ex-empregados contra as controladas, envolvendo a 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. Além dos valores provisionados, as controladas possuem um total estimado de R$ 628.270 em processos trabalhistas com expectativa de perda possível.

Os valores foram atualizados pela variação da taxa Referencial (TR), índice de atualização dos processos trabalhistas acrescido de juros de 0,5% a.m..

Cíveis

Referem-se à ações de natureza comercial e indenizatória, movidas por pessoas físicas e pessoas jurídicas, envolvendo repetição de indébito, danos materiais, danos morais, entre outros. Além dos valores provisionados, as controladas possuem um total estimado de R$ 2.073.503 em processos cíveis com expectativa de perda possível. Do total de montantes de perda possível, podemos elencar o agrupamento de R$ 1.033.281 referentes a causas de indenização por perdas, R$ 570.669 decorrente de ações cooperativas e R$ 114.975 vinculadas a litígios de acidentes a terceiros.

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

Fiscais

Referem-se a ações tributárias e impugnações de cobranças, intimações e autos de infração fiscal referente a diversos tributos, tais como ICMS, ISS, CPMF, IRPJ, CSLL, IPTU, REFIS, PIS/COFINS, INSS, CIDE, ITD sobre doações recebidas, entre outros. Além dos valores provisionados, o Grupo possui um total estimado de R$ 2.138.227 em ações tributárias de naturezas diversas com expectativa de perda possível. Neste montante, destacamos os autos de infração relacionados ao ICMS das controladas Cosern, Celpe, Coelba e NC Energia, estimados em R$ 415.704 e autos de infração contra as controladas (Celpe, Coelba, Cosern, Itapebi e Termopernambuco) referentes a não adição da despesa de amortização do mais-valia nas bases de cálculo do IRPJ e CSLL, estimados em R$ 1.322.525.

Os consultores jurídicos da Companhia entendem que tanto o fundamento de existência da mais-valia quanto seu uso para fins de benefício são lícitos e gozam de legitimidade jurídica. Embora os últimos julgamentos na Câmara Superior de Recursos Fiscais tenham alterado o entendimento até então, passando a não reconhecer a mais-valia decorrente de privatização, os nossos consultores legais mantêm a análise e entendimento quanto à higidez da operação e benefício fiscal, uma vez que a discussão ainda será remetida ao Poder Judiciário, a quem caberá a decisão final sobre o tema.

Os valores foram atualizados pela variação da taxa SELIC.

Regulatória

Refere-se a auto de infração referente à fiscalização técnica e comercial realizada pela ANEEL em 2009 na Coelba, abordando, principalmente, ressarcimento aos consumidores que alegaram danos elétricos a equipamentos elétricos por oscilações no sistema de distribuição e operação e manutenção do sistema de distribuição. O processo já foi julgado pela ANEEL. A Coelba impetrou ação judicial contra a decisão, em maio/2012, sendo obtida antecipação de tutela com efetivação de depósito judicial. Em Julho/2014 foi prolatada sentença procedente em parte, sendo provisionado o processo em razão da sentença. E ação ordinária interposta pela Coelba em 12/09/2011, com o objetivo de desconstituir despacho da Aneel de n. 3.421/11 e visando afastar qualquer sanção ou penalidade, em razão da utilização de faturamento por média, quando da troca do sistema SAP/CCS.

Ambiental

As provisões para gastos ambientais referem-se ao acordo firmado em 21 de novembro de 2002 entre a Itapebi, o autor da ação popular impetrada em setembro de 2002, e com o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais – IBAMA, visando definir a compensação adicional de impacto sócio-ambientais decorrentes da implantação do empreendimento da Usina Hidroelétrica Itapebi.

28. OUTROS PASSIVOS

A Composição do saldo é como segue:

OUTRAS CONTAS A PAGAR

		Consolidado	
	Ref	2014	2013
Consumidores	(a)	97.141	69.306
Empregados - adiantamento acordo coletivo		22	55
Plano de saúde		4.814	4.347
Contribuição para custeio do serviço de iluminação pública - COSIP		14.687	2.537
Empréstimos compulsórios - ELETROBRÁS		293	293
Convênios		622	7.974
Caução em garantia	(b)	191.775	155.662
FGTS conta empresa		129	129
Encargos CBEE		1.700	22
Taxa iluminação pública - TIP	(c)	826	1.881
Adiantamentos recebidos	(d)	35.964	211.461
Cooperativas - Aquisição de ativos	(e)	34.991	46.655
Fatura cartão de crédito		-	36.158
Devolução CDE	(f)	-	6.061
Outros	(g)	18.708	289.186
Total		**401.672**	**831.727**
Circulante		353.760	787.860
Não circulante		47.912	43.867

(a) Obrigações perante consumidores de energia elétrica decorrentes de antecipação de recursos para construção de obras em municípios ainda não universalizados, contas pagas em duplicidade, ajustes de faturamento e outros.

(b) Garantia constituída em espécie para assegurar o cumprimento dos contratos, tanto no que diz respeito a suas clausulas operacionais, como na obrigatoriedade do pagamento dos encargos dos empregados das empresas fornecedoras de serviços.

(c) Taxa Iluminação Pública – TIP - Corresponde a valores arrecadados a serem repassados as Prefeituras.

(d) Referem-se principalmente a adiantamentos para execução de serviços técnicos como deslocamento de postes, de rede de distribuição e de linha de transmissão.

(e) Aquisição dos ativos de baixa tensão de propriedade das cooperativas existentes dentro da área de concessão da Celpe, conforme acordo celebrado entre a CELPE e as Cooperativas em 06/09/2012. A metodologia aplicada para avaliação dos ativos foi à definida pela ANEEL através da resolução 338/2008, alterada pela resolução 457/2011.

(f) 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.

(g) Em 31 de dezembro de 2013, o principal saldo refere-se à obrigação na compra de participação acionária na empresa Itapebi Geração de Energia S.A. junto ao Banco do Brasil Investimentos cuja liquidação financeira ocorreu em 02 de janeiro de 2014.

29. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Capital Social

O capital social em 31 de dezembro de 2014 e 2013, subscrito e integralizado é de R$ 4.739.025.

O capital social é somente composto por ações ordinárias (sem valor nominal) e a composição dos principais acionistas é a seguinte, antes do efeito do grupamento de ações:

	Lote de mil ações	
	Ações Ordinárias	
Acionistas	Única	%
Iberdrola Energia S A	2.281.748	39,00%
Previ-Caixa de Prev. dos Func. do Banco do Brasil	1.301.396	22,24%
BB - Banco de Investimentos S A	701.327	11,99%
Fundo Mútuo Inv. em ações Cart. Liv - BB Carteira Livre I	1.566.165	26,77%
Total	5.850.636	100,00%

	R$ Mil	
	Ações Ordinárias	
Acionistas	Única	%
Iberdrola Energia S A	1.848.220	39,00%
Previ-Caixa de Prev. dos Func. do Banco do Brasil	1.054.133	22,24%
BB - Banco de Investimentos S A	568.076	11,99%
Fundo Mútuo Inv. em ações Cart. Liv - BB Carteira Livre I	1.268.596	26,77%
Total	4.739.025	100,00%

Lucro por ação

O lucro por ação apresentado ao final da demonstração de resultado é composto da seguinte forma:

	2014	2013
Lucro do exercício	656.680	926.500
Média ponderada de ações em poder dos acionistas (*)	779.590	779.590
Lucro do exercício / Total de ações	0,84	1,188

(*) Considera o evento ocorrido em 26 de outubro de 2017, relacionado ao grupamento de ações na proporção de 7,504760443 ações ordinárias para 1 ação ordinária, conforme detalhado na nota 43.

O lucro básico e diluído por ação, anteriormente apresentado, considerando 5.850.636 ações foi de R$ 0,11 em 31 de dezembro de 2014 (R$ 0,16 em 31 de dezembro de 2013).

Reserva de Lucro

Reserva de Incentivo Fiscal nas controladas

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.

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 período, e posteriormente será 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.

Por conta disso, a Coelba, Cosern, Celpe, e Termopernambuco formalizaram pleito à Sudene/Adene e obtiveram o deferimento da redução do imposto de renda e adicionais, conforme a seguir:

Empresa	Laudo constitutivo nº	Redução
COELBA	0145/2011	75%
COELBA	0144/2005	75%
COELBA	0039/2002	25%
CELPE	0157/2010	75%
CELPE	0039/2002	25%
COSERN	0183/2010	75%
COSERN	0038/2002	25%
TERMOPE	0118/2005	75%
TERMOPE	0119/2005	75%

A Coelba, Celpe, Cosern e Termopernambuco apuraram, respectivamente até 31 de dezembro de 2014, os valores de R$ 63.621, R$ 12.032, R$ 32.198 e R$ 0 (R$ 101.284, R$ 7.738, R$ 41.520, e R$ 675 em 31 de dezembro de 2013 respectivamente) de incentivo fiscal SUDENE, calculados com base no Lucro da Exploração. Conforme descrito na nota explicativa nº 3, em atendimento aos requerimentos da Lei nº 11.638/07 o efeito do benefício fiscal passou a ser contabilizado no resultado do exercício das controladas. As controladas excluem esse efeito para fins e cálculo dos dividendos, conforme permitido para Lei nº 11.638/07.

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.

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.

Em 31 de dezembro de 2014 a Neoenergia constituiu reserva de retenção de lucros, nos termos do artigo 196 da Lei nº 6.404/76, com o objetivo de aplicação em futuros investimentos, no montante de R$ 260.911. A retenção

referente ao exercício de 2014 está fundamentada em orçamento de capital, que será submetido à aprovação dos acionistas em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária a ser realizada em 17 de abril de 2015

Outros Resultados Abrangentes

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

30. RECEITA LÍQUIDA

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

		Consolidado	
	Ref.	**2014**	2013
		(Reapresentado)	(Reapresentado)
Fornecimento de energia elétrica	(a)	**7.273.637**	5.831.644
Receita de distribuição, geração e comercialização		**6.780.359**	5.483.428
Remuneração financeira wacc		**493.278**	348.216
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	(b)	**344.659**	195.746
Receita pela disponibilidade da rede elétrica	(c)	**6.662.447**	6.554.189
Receita de distribuição		**6.582.188**	6.481.294
Remuneração financeira wacc		**80.259**	72.895
Receita de concessão		**34.874**	33.184
Valores a Receber da Parcela A e Outros Itens Financeiros		**828.179**	6.644
Receita de construção da infraestrutura da concessão		**1.167.439**	1.397.154
Outras receitas	(d)	**294.783**	363.589
Total receita bruta		**16.606.018**	14.382.150
(-) Deduções da receita bruta	(e)	**(4.297.071)**	(3.789.925)
Total		**12.308.947**	10.592.225

(a) Fornecimento de Energia

A Composição do fornecimento de energia elétrica, por classe de consumidores é a seguinte:

FORNECIMENTO E SUPRIMENTO DE ENERGIA

	Consolidado					
	Nº de consumidores faturados (*)		MWh (*)		R$ mil	
	2014	2013	2014	2013 (Reapresentado)	2014	2013 (Reapresentado)
Consumidores:						
Residencial	9.026.505	8.713.960	13.204.521	12.499.419	5.150.211	4.635.306
Industrial	26.068	36.222	4.784.312	4.533.500	1.530.809	1.290.927
Comercial	643.963	613.346	6.649.911	6.298.180	2.926.018	2.571.243
Rural	441.026	436.092	2.573.476	2.555.590	552.428	475.567
Poder público	83.504	82.191	1.639.214	1.618.475	641.977	593.369
Iluminação pública	28.614	28.019	1.540.427	1.455.757	331.463	285.033
Serviço público	16.164	15.294	1.773.095	1.731.919	429.913	377.405
Suprimento	364	324	14.005.367	12.841.041	978.277	936.130
Fornecimento não faturado	-	-	-	-	81.329	(22.667)
Reclassificação da receita pela disponibilidade da rede elétrica - consumidor cativo	-	-	-	-	(6.346.639)	(6.222.570)
	10.266.208	9.925.448	46.170.323	43.533.881	6.275.786	4.919.743
Subvenção à tarifa social baixa renda	-	-	-	-	997.851	911.901
Total	10.266.208	9.925.448	46.170.323	43.533.881	7.273.637	5.831.644

(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 pelas Companhias do Grupo.

(c) Disponibilização do Sistema de Distribuição

A receita com Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD refere-se basicamente a venda de energia para consumidores livres e cativos com a cobrança de tarifa pelo uso da rede de distribuição.

	Consolidado	
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição	2014 (Reapresentado)	2013 (Reapresentado)
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - consumidor livre	315.808	331.619
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - consumidor cativo	6.346.639	6.222.570
Total	6.662.447	6.554.189

(d) Outras receitas

	Consolidado	
	2014	2013
	(Reapresentado)	(Reapresentado)
Renda da prestação de serviços	**54.747**	56.627
Arrendamentos e aluguéis	**58.500**	58.465
Serviço taxado	**22.268**	20.461
Taxa de iluminação pública	**4.533**	10.924
Administração de faturas de fraudes	**2.141**	2.081
Comissão serviços de terceiros	**1.695**	9.273
Multa infração consumidor	**5.794**	6.987
Valor justo ativo indenizável da concessão	**91.768**	131.487
Fornecimento de vapor	**-**	48.442
Outras receitas	**53.337**	18.842
Total	**294.783**	363.589

(e) Deduções da receita bruta

As deduções da receita bruta têm a seguinte composição por natureza de gasto:

		Consolidado	
Deduções da receita bruta	Ref.	**2014**	2013
Impostos:		**(Reapresentado)**	(Reapresentado)
ICMS		**(2.651.979)**	(2.370.151)
PIS		**(263.075)**	(213.172)
COFINS		**(1.215.420)**	(1.043.493)
ISS		**(10.644)**	(8.996)
Encargos Setoriais:			
Quota para reserva global de reversão - RGR		**(1.768)**	(10.627)
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(a)	**(35.846)**	(21.173)
Subvenção – conta consumo de combustível – CCC		**-**	(16.783)
Programa de Eficientização Energética - PEE		**(42.841)**	(38.818)
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT		**(17.138)**	(16.517)
Empresa de Pesquisa Energética - EPE		**(8.569)**	(8.259)
Pesquisa e desenvolvimento - P&D		**(31.723)**	(28.607)
Encargos do consumidor - PROINFA		**(18.068)**	(13.088)
Encargos do Consumidor - CCRBT	(b)	**-**	(241)
Total		**(4.297.071)**	(3.789.925)

31. CUSTOS COM ENERGIA ELÉTRICA

	Ref.	Consolidado			
		MWh (*)		R$	
		2014	2013	**2014**	2013
				(Reapresentado)	(Reapresentado)
Energia comprada para revenda					
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado - ACR		**14.718.537**	13.021.581	**(4.846.438)**	(2.798.192)
Energia adquirida contrato bilateral		**8.258.851**	8.644.638	**(361.279)**	(333.776)
Contratos por cotas de garantia fisica		**13.337.086**	13.284.946	**(295.997)**	(301.950)
Energia adquirida no ambiente livre - ACL		**5.749.877**	7.118.108	**(986.416)**	(849.345)
Cotas das Usinas Angra I e Angra II		**1.306.566**	1.313.636	**(195.556)**	(180.142)
Energia curto prazo - MRE		**1.035.354**	1.135.679	**(12.095)**	(12.640)
Energia curto prazo - PLD		**954.644**	1.340.993	**(1.183.500)**	(484.944)
PROINFA		**374.259**	369.049	**(182.320)**	(173.568)
Ressarcimento de energia				**194.777**	166.015
Aporte CDE/ Conta ACR -CCEE				**1.160.662**	248.435
Créditos de PIS e COFINS				**711.077**	576.081
Encargos de energia de reserva - EER				**(3.202)**	(11.343)
Total		**45.735.174**	46.228.630	**(6.000.287)**	(4.155.369)
Encargos de uso dos sistema de transmissão e distribuição					
Encargos de rede básica				**(374.973)**	(282.900)
Encargos de conexão				**(32.882)**	(32.162)
Encargo de uso do sistema de distribuição				**(17.089)**	(15.798)
Encargo de serviço do sistema - ESS				**(153.777)**	(118.712)
Encargos de energia de reserva - EER				**348.486**	(3.079)
Créditos de PIS e COFINS				**20.817**	27.124
				(209.418)	(425.527)
				(6.209.705)	(4.580.896)

32. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

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

	Controladora	
	2014	2013
Pessoal	(10.862)	(3.791)
Entidade de previdência privada	(167)	(78)
Material	(39)	(47)
Serviços de terceiros	(8.763)	(10.554)
Depreciação e amortização	(4.407)	(3.178)
Arrendamentos e alugueis	(242)	(451)
Tributos	(1.620)	(374)
Provisões Líquidas - PCLD	(3.852)	-
Provisões Líquidas - Contingências	(11.246)	(1.490)
Alienação / Desativação de bens e direitos	(14.336)	(54.799)
Outros	(3.467)	-
Total custos / despesas	(59.001)	(74.762)

	Consolidado				
	2014				2013
	(Reapresentado)				(Reapresentado)
Custos / Despesas	Custos de operação	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Total	Total
Pessoal	(333.386)	(113.820)	(243.006)	(690.212)	(565.279)
Administradores	-	-	(18.012)	(18.012)	(9.218)
Entidade de previdência privada	-	-	19.690	19.690	(28.689)
Material	(37.544)	(4.812)	(3.568)	(45.924)	(44.794)
Combustível para produção de energia	(346.894)	-	-	(346.894)	(296.990)
Serviços de terceiros	(527.000)	(323.040)	(212.953)	(1.062.993)	(986.128)
Taxa de fiscalização serviço energia elétrica–TFSEE	(16.849)	-	-	(16.849)	(19.790)
Compensação Financeira Recursos Hídricos - CFRH	(8.087)	-	-	(8.087)	(6.982)
Indenizações	(1)	-	(62.826)	(62.827)	(72.298)
Depreciação e amortização	(576.830)	(69.206)	(33.746)	(679.782)	(589.505)
Arrendamentos e aluguéis	(6.654)	(1.395)	(7.564)	(15.613)	(13.780)
Tributos	(2.474)	(352)	(13.571)	(16.397)	(8.980)
Provisões líquidas - PCLD	(686)	28.315	(3.852)	23.777	(38.527)
Perdas contas a receber/consumidores	-	(185.605)	-	(185.605)	(132.746)
Provisões líquidas - contingências	(3.554)	-	18.765	15.211	4.410
Alienação / desativação de bens e direitos	(565)	-	(14.519)	(15.084)	(58.330)
Outros	(22.371)	(14.451)	(66.236)	(103.058)	(22.048)
Total custos / despesas	**(1.882.895)**	**(684.366)**	**(641.398)**	**(3.208.659)**	**(2.889.674)**

a) Custo e Despesa de Pessoal

	Controladora		Consolidado	
Pessoal	2014	2013	2014	2013
			(Reapresentado)	(Reapresentado)
Remunerações	(7.662)	(5.755)	(322.694)	(292.819)
Encargos sociais	(1.074)	(433)	(149.826)	(139.300)
Auxílio alimentação	-	(6)	(36.434)	(32.984)
Convênio assistencial e outros benefícios	(671)	(1.434)	(55.378)	(40.410)
Rescisões	(896)	4.000	(23.981)	(21.679)
Provisão para férias e 13º salário	(161)	(45)	(70.534)	(62.226)
Plano de saúde	(345)	(118)	(50.803)	(26.893)
Contencioso trabalhista	-	-	(13.426)	(19.790)
Participação nos resultados	(53)	-	(71.997)	(45.097)
Encerramento de ordem em curso	-	-	(3.293)	(4.202)
(-) Transferências para ordens	-	-	108.154	120.121
Total	(10.862)	(3.791)	(690.212)	(565.279)

b) Depreciação e amortização

Depreciação e Amortização	Consolidado	
	2014	2013
	(Reapresentado)	(Reapresentado)
Quota de depreciação e amortização no exercício	(691.370)	(601.291)
(-) Depreciação e Amortização transferida para ordens em curso	(209)	(209)
(-) Crédito PIS/COFINS	11.797	11.995
Depreciação e Amortização residual no resultado	(679.782)	(589.505)

c) Outros Custos e Despesas Operacionais

	Controladora		Consolidado	
	2014	2013	2014	2013
			(Reapresentado)	(Reapresentado)
Seguros	-	-	(13.419)	(12.018)
Doações e contribuições	(152)	-	(3.202)	(1.484)
Recuperação de despesa	-	-	8.314	7.499
Órgãos de classe do Setor Elétrico	-	-	(5.834)	(6.036)
Despesas de viagem	(175)	-	(13.375)	(11.292)
Consumo próprio e energia elétrica	-	-	(12.895)	(12.076)
Propaganda e publicidade	(1.537)	-	(13.219)	(8.415)
Indenização processos cíveis e fiscais	(233)	-	(11.241)	(403)
Alimentação	(9)	-	(2.746)	(2.097)
Multas ANEEL	-	-	(82.551)	(44.077)
Encerramento de ordem em curso	-	-	(921)	(412)
Perda Operacional	-	-	(2.500)	(455)
Multa por inadimplência	-	-	89.188	83.471
Contencioso trabalhista - Terceiros	-	-	(6)	(162)
Evento	(1.057)	-	(1.057)	-
Perda/ alienação/ cancelamento/ desativação	-	-	(16.900)	(6.600)
Outros	(304)	-	(20.694)	(7.491)
Total	(3.467)	-	(103.058)	(22.048)

33. RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS

A Composição do resultado financeiro é a seguinte:

	Controladora		Consolidado	
	2014	**2013**	**2014**	**2013**
Receitas Financeiras	**(Reapresentado)**	(Reapresentado)	**(Reapresentado)**	(Reapresentado)
Renda de aplicações financeiras	15.023	125.527	125.138	220.261
Juros e encargos sobre contas de energia em atraso	-	-	73.061	70.486
Variações monetárias e cambiais (a)	6.312	-	442.695	300.279
Instrumentos financeiros derivativos	57.494	-	492.345	254.423
Atualização de depósitos judiciais	11.303	-	23.911	9.740
Atualização do ativo financeiro setorial	-	-	3.295	-
Outros receitas financeiras	37.652	20.840	60.216	33.260
Total	127.784	146.367	1.220.661	888.449
Despesas Financeiras				
Encargos de dívidas	(1.829)	-	(525.977)	(416.428)
Variações monetárias e cambiais (a)	(42.169)	-	(734.010)	(379.509)
Instrumentos financeiros derivativos	(35.000)	-	(390.022)	(171.361)
Obrigações pós emprego	-	-	(56.961)	(66.550)
Atualização do passivo financeiro setorial	-	-	(1.932)	-
Atualização provisão para contingências	-	-	(72.669)	(50.366)
Outras despesas financeiras	(31.717)	(25.237)	(139.451)	(60.884)
Total	(110.715)	(25.237)	(1.921.022)	(1.145.098)
Resultado financeiro líquido	**17.069**	**121.130**	**(700.361)**	**(256.649)**
Resumo das variações monetárias e cambias				
Empréstimos, financiamentos e debentures	(35.857)	-	(278.858)	(93.003)
Outros	-	-	(12.457)	13.773
Total líquido (a)	(35.857)	-	(291.315)	(79.230)

34. PARTICIPAÇÃO NOS LUCROS

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 nº 6.404/76, baseado em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecidas com os mesmos. O montante desta participação no consolidado em 31 de dezembro de 2014 foi de R$ 71.997 (R$ 45.097 em 31 de dezembro de 2013), o qual é considerado benefício de curto prazo. A companhia mantém ainda benefícios usuais de mercado para rescisões de contratos de trabalho.

35. 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:

	Controladora										
	2014						2013				
		Ativo			Passivo			Ativo			Passivo
	Resultado	Circulante	Não circulante	Total	Não circulante	Total	Resultado	Circulante	Não circulante	Total	Não circulante
Controladas											
COELBA	1.035	3.413	209.545	212.958	-	-	1.068	2.402	100.061	102.463	-
CELPE	847	984	68.274	69.258	-	-	592	54	345	399	-
COSERN	301	0	47.672	47.672	-	-	-	27	35.058	35.085	-
ITAPEBI GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	797	1.428	2.601	4.029	-	-	788	66	1.157	1.223	-
TERMOPERNAMBUCO S/A	-	-	4.729	4.729	-	-	-	-	1.182	1.182	-
NEOENERGIA OPERACAO E MANUTENCAO S.A	-	-	1.486	1.486	-	-	-	-	436	436	-
BAGUARI I GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	-	-	26.526	26.526	-	-	-	-	16.421	16.421	-
GOIÁS SUL GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	-	-	12.062	12.062	-	-	-	-	9.437	9.437	-
GERAÇÃO CIII S.A.	-	-	46.225	46.225	-	-	196	-	35.693	35.693	-
RIO PCH I S.A.	-	-	17.028	17.028	-	-	-	-	10.543	10.543	-
BAHIA PCH I S.A.	-	-	43.738	43.738	-	-	-	-	32.135	32.135	-
SE NARANDIBA S.A.	-	-	13.609	13.609	-	-	-	-	5.496	5.496	-
GERAÇÃO CÉU AZUL S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NC ENERGIA S.A.	399	-	44.744	44.744	-	-	351	-	63.371	63.371	-
NEOENERGIA SERVIÇOS LTDA	-	-	792	792	-	-	-	-	2.473	2.473	-
AFLUENTE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	-	-	2.569	2.569	-	-	-	5	340	345	-
ENERGYWORKS DO BRASIL LTDA	-	-	-	-	-	-	-	172	20.002	20.174	-
FORÇA EÓLICA DO BRASIL S/A	-	-	1.564	1.564		-					
	3.379	**5.826**	**543.165**	**548.991**	**-**	**-**	**2.995**	**2.726**	**334.150**	**336.876**	**-**
Controle conjunto											
ENERGÉTICA ÁGUAS DA PEDRA	-	-	2.496	2.496			-	-	34	34	-
BAHIA PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA S.A.	-	-	-	-	-	-	-	2.167	-	2.167	-
BAHIA GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	-	-	-	-	-	-	-	1.198	-	1.198	-
PCH ALTO RIO GRANDE S.A.	-	2	-	2	-	-	-	1	-	1	-
FORÇA EÓLICA DO BRASIL NOVOS NEGOCIOS S/A	-	-	437	437	-	-	-	-	2.539	2.539	-
	-	**2**	**2.933**	**2.935**	**-**	**-**	**-**	**3.366**	**2.573**	**5.939**	**-**
Controladores											
Previ - Caixa de Prev. dos Func. do Banco do Brasil	-	-	-	-	9.319	9.319	-	-	-	-	6.912
Iberdrola Energia S.A.	-	-	-	-	16.340	16.340	-	-	-	-	10.306
BB - Banco de Investimentos S.A.	-	-	-	-	16.238	16.238	-	-	-	-	11.492
	-	-	-	-	41.897	41.897	-	-	-	-	**28.710**
	3.379	**5.828**	**546.098**	**551.926**	**41.897**	**41.897**	**2.995**	**6.092**	**336.723**	**342.815**	**28.710**

	Controladora										
	2014						2013				
		Ativo			Passivo			Ativo			Passivo
	Resultado	Circulante	Não circulante	Total	Não circulante	Total	Resultado	Circulante	Não circulante	Total	Não circulante
Receita	**3.379**	-	-	-	-	-	**2.995**	-	-	-	-
Fornecimento de energia elétrica		-	-	-	-	-		-	-	-	-
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição		-	-	-	-	-		-	-	-	-
Outras receitas	3.379	-	-	-	-	-	2.995	-	-	-	-
Ativo	-	**5.828**	**546.098**	**551.926**	-	-	-	**6.092**	**336.723**	**342.815**	-
Títulos e valores mobiliários	-	2.338	-	2.338	-	-	-	27	886	913	-
Contas a receber de clientes e outros	-	1.088	2.843	3.931	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos a receber	-	-	225.652	225.652	-	-	-	-	177.354	177.354	-
Juros sobre capital próprio a receber	-	-	317.603	317.603	-	-	-	-	158.483	158.483	-
Outros ativos	-	-	-	-	-	-	-	6.065	-	6.065	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	2.402	-	2.402	-	-	-	-	-	-	-
	-						-	-	-	-	
Passivo	-	-	-	-	**41.897**	**41.897**	**-**	**-**	**-**	**-**	**28.710**
Fornecedores	-	-	-	-		-	-	-	-	-	
Dividendos e juros sobre capital próprio	-	-	-	-	41.897	41.897	-	-	-	-	28.710
	3.379	**5.828**	**546.098**	**551.926**	**41.897**	**41.897**	**2.995**	**6.092**	**336.723**	**342.815**	**28.710**

	Consolidado						
	2014						
		Ativo			Passivo		
	Resultado	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Controladas							
NEOENERGIA S.A	(3.817)	-	-	-	535.989	7.153	543.142
NEOENERGIA INVESTIMENTOS S.A.	-	-	-	-	1.867	-	1.867
COELBA	536.060	57.069	209.545	266.614	2.736	1.914	4.650
CELPE	642.866	94.129	73.412	167.541	86	354	440
COSERN	6.894	534	47.672	48.206	250	159	409
ITAPEBI GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	(339.843)	13.031	5.517	18.548	32.772	6.435	39.207
TERMOPERNAMBUCO S/A	(384.500)	4.423	4.753	9.176	109.839	553	110.392
NEOENERGIA OPERACAO E MANUTENCAO S.A	(19.694)	-	2.045	2.045	1.487	1.278	2.765
BAGUARI I GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	(8.262)	-	28.458	28.458	1.125	87	1.212
GOIÁS SUL GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	(2.883)	-	14.189	14.189	694	50	744
GERAÇÃO CIII S.A.	7.969	1.888	48.176	50.064	97	62	159
RIO PCH I S.A.	(4.264)	207	17.028	17.235	1.010	165	1.175
BAHIA PCH I S.A.	2.746	-	43.738	43.738	420	267	687
SE NARANDIBA S.A.	(4.167)	87	13.609	13.696	577	9	586
GERAÇÃO CÉU AZUL S.A.	-	-	-	-	917	584	1.501
NC ENERGIA S.A.	(390.648)	3.875	45.980	49.855	11.477	190	11.667
NEOENERGIA SERVIÇOS LTDA	(8.689)	1.250	792	2.042	1.150	69	1.219
AFLUENTE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	(22.363)	237	2.569	2.806	2.411	72	2.483
AFLUENTE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	(9.475)	8	-	8	2.011	280	2.291
ENERGYWORKS DO BRASIL LTDA	551	388	-	388	2.011	131	2.142
CAPUAVA ENERGY LTDA.	-	-	1.805	1.805	184	117	301
POTIGUAR SUL TRANSMISSAO DE ENERGIA S.A.	-	-	-	-	-	-	-
TERMOAÇU	-	-	-	-	-	-	-
FORÇA EÓLICA DO BRASIL I S/A	-	-	1.565	1.565	-	-	-
CALANGO 1 ENERGIA RENOVÁVEL S/A	253	-	-	-	417	191	608
CALANGO 4 ENERGIA RENOVÁVEL S/A	982	-	-	-	306	126	432
CALANGO 5 ENERGIA RENOVÁVEL S/A	496	-	-	-	398	180	578
CAETITÉ 1 ENERGIA RENOVÁVEL S/A	(4.703)	-	-	-	3.774	62	3.836
CAETITÉ 2 ENERGIA RENOVÁVEL S/A	2.722	26	-	26	345	158	503
	(1.769)	**177.152**	**560.853**	**738.005**	**714.350**	**20.646**	**734.996**
Controle conjunto							
ENERGÉTICA ÁGUAS DA PEDRA	(37.085)	4	2.496	2.500	4.414	243	4.657
BELO MONTE PARTICIPACOES SA.	-	-	-	-	15	11	26
PCH ALTO RIO GRANDE S.A.	-	2	-	2	-	-	-
COMPANHIA HIDROELÉTRICA TELESPIRES	-	-	-	-	159	101	260
TELES PIRES PARTICIPAÇÕES	-	-	-	-	22	14	36
FE PARTICIPAÇÕES S/A	-	-	-	-	474	302	776
FORÇA EÓLICA DO BRASIL S/A	-	-	436	436	1.749	152	1.901
CALANGO 1 ENERGIA RENOVÁVEL S/A	-	-	-	-	-	-	-
CALANGO 2 ENERGIA RENOVÁVEL S/A	36	-	-	-	191	58	249
CALANGO 3 ENERGIA RENOVÁVEL S/A	(88)	-	-	-	337	140	477
MEL 2 ENERGIA RENOVÁVEL S/A	(952)	-	-	-	217	89	306
ARIZONA 1 ENERGIA RENOVÁVEL S/A	(991)	-	-	-	275	108	383
CAETITÉ 3 ENERGIA RENOVÁVEL S/A	1.015	161	-	161	205	68	273
FORÇA EÓLICA DO BRASIL II S/A	-	-	-	-	9.793	2.000	11.793
	(38.065)	**167**	**2.932**	**3.099**	**17.851**	**3.286**	**21.137**
Coligadas							
AMARA BRASIL	(8.177)	-	-	-	493	-	493
521 PARTICIPAÇÕES	-	-	-	-	107	-	107
CELPOS	(23.641)	-	-	-	17.292	116.753	134.045
	(31.818)	**-**	**-**	**-**	**17.892**	**116.753**	**134.645**
Controladores							
PREVI - CAIXA DE PREV. DOS FUNC. DO BANCO DO BRASIL	-	-	-	-	3.102	9.319	12.421
IBERDROLA ENERGIA S/A	(55.232)	-	-	-	14.521	16.340	30.861
BB - BANCO INVESTIMENTO S/A	(25.312)	-	-	-	21.870	353.126	374.996
OUTROS MINORITÁRIOS	-	-	-	-	13.548	-	13.548
	(95.661)	**-**	**-**	**-**	**53.041**	**378.785**	**431.826**
	(167.313)	**177.319**	**563.785**	**741.104**	**803.134**	**519.470**	**1.322.604**

		Consolidado						
		2014						
			Ativo			Passivo		
	Ref.	Resultado	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Receita		**1.617.424**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Fornecimento de energia elétrica	(a)	1.556.421	-	-	-	-	-	-
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição		29.113	-	-	-	-	-	-
Outras receitas		31.890	-	-	-	-	-	-
Despesa		**(1.784.737)**	-	-	-	-	-	-
Energia elétrica comprada para revenda	(a)	(1.595.598)	-	-	-	-	-	-
Encargos de uso do sistema de transmissão		(29.132)	-	-	-	-	-	-
Serviços de terceiros	(b)	(95.360)	-	-	-	-	-	-
Outras despesas financeiras	(c)	(57.273)	-	-	-	-	-	-
Contribuição Patronal		(7.374)	-	-	-	-	-	-
Ativo		-	**177.319**	**563.785**	**741.104**	-	-	-
Títulos e valores mobiliários		-	7.587	4.190	11.777	-	-	-
Contas a receber de clientes e outros	(a)	-	163.027	6.297	169.324	-	-	-
Dividendos a receber		-	1.250	227.457	228.707	-	-	-
Juros sobre capital próprio a receber		-	3.053	317.603	320.656	-	-	-
Outros ativos	(d)	-	-	8.238	8.238	-	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital		-	2.402	-	2.402	-	-	-
Passivo		-	-	-	-	**803.134**	**519.470**	**1.322.604**
Fornecedores	(a)	-	-	-	-	172.655	26	172.681
Dividendos e juros sobre capital próprio		-	-	-	-	578.985	41.897	620.882
Outros passivos	(e)	-	-	-	-	39.723	469.016	508.739
Debêntures		-	-	-	-	11.771	8.531	20.302
		(167.313)	**177.319**	**563.785**	**741.104**	**803.134**	**519.470**	**1.322.604**

	Consolidado						
	2013						
		Ativo			Passivo		
	Resultado	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Controladas							
NEOENERGIA S.A	(2.789)	-	-	-	333.665	888	334.553
NEOENERGIA INVESTIMENTOS S.A.	-	-	-	-	-	11	11
COELBA	485.732	89.904	100.061	189.965	433	4.258	4.691
CELPE	557.900	80.999	3.861	84.860	178	965	1.143
COSERN	6.132	883	35.067	35.950	-	1.643	1.643
ITAPEBI GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	(329.727)	833	6.678	7.511	58.953	7.575	66.528
TERMOPERNAMBUCO S/A	(465.474)	8	1.206	1.214	101.001	4.361	105.362
NEOENERGIA OPERACAO E MANUTENCAO S.A	(1.792)	-	535	535	2.591	237	2.828
BAGUARI I GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	(7.536)	1	18.353	18.354	967	157	1.124
GOIÁS SUL GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	(2.615)	344	11.564	11.908	595	97	692
GERAÇÃO CIII S.A.	5.482	378	37.644	38.022	3	100	103
RIO PCH I S.A.	(3.429)	783	10.543	11.326	539	157	696
BAHIA PCH I S.A.	566	435	32.135	32.570	246	167	413
SE NARANDIBA S.A.	(2.429)	164	5.496	5.660	407	1	408
GERAÇÃO CÉU AZUL S.A.	-	-	-	-	-	8	8
NC ENERGIA S.A.	(202.156)	241	64.607	64.848	9.128	684	9.812
NEOENERGIA SERVIÇOS LTDA	(16.920)	1.437	2.473	3.910	761	49	810
AFLUENTE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	(22.107)	618	340	958	2.121	16	2.137
AFLUENTE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	(7.927)	761	-	761	1.406	234	1.640
ENERGYWORKS DO BRASIL LTDA	24	186	20.002	20.188	7.160	272	7.432
CAPUAVA ENERGY LTDA.	-	-	7.152	7.152	3	111	114
POTIGUAR SUL TRANSMISSAO DE ENERGIA S.A.	-	311	-	311	-	8	8
TERMOAÇU	-	-	-	-	2.611	257.217	259.828
	(9.065)	**178.286**	**357.717**	**536.003**	**522.768**	**279.216**	**801.984**
Controle conjunto							
ENERGÉTICA ÁGUAS DA PEDRA	(31.309)	4	34	38	4.350	633	4.983
BELO MONTE PARTICIPACOES SA.	-	-	-	-	-	10	10
BAHIA PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA S.A.	-	2.167	-	2.167	-	-	-
BAHIA GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	-	1.198	520	1.718	-	-	-
PCH ALTO RIO GRANDE S.A.	-	2	495	497	-	-	-
COMPANHIA HIDROELÉTRICA TELESPIRES	-	-	-	-	153	5.015	5.168
TELES PIRES PARTICIPAÇÕES	-	-	-	-	-	11	11
FE PARTICIPAÇÕES S/A	-	-	-	-	2	56	58
FORÇA EÓLICA DO BRASIL S/A	-	-	2.539	2.539	1.392	1.187	2.579
CALANGO 1 ENERGIA RENOVÁVEL S/A	(222)	219	-	219	111	39	150
CALANGO 2 ENERGIA RENOVÁVEL S/A	(203)	174	-	174	96	102	198
CALANGO 3 ENERGIA RENOVÁVEL S/A	(222)	219	-	219	113	105	218
CALANGO 4 ENERGIA RENOVÁVEL S/A	(119)	290	-	290	102	15	117
CALANGO 5 ENERGIA RENOVÁVEL S/A	(131)	216	-	216	108	18	126
MEL 2 ENERGIA RENOVÁVEL S/A	1.274	-	-	-	76	65	141
ARIZONA 1 ENERGIA RENOVÁVEL S/A	6.691	1.771	-	1.771	103	116	219
CAETITÉ 1 ENERGIA RENOVÁVEL S/A	-	-	-	-	1	31	32
CAETITÉ 2 ENERGIA RENOVÁVEL S/A	3.833	4.694	-	4.694	93	59	152
CAETITÉ 3 ENERGIA RENOVÁVEL S/A	4.178	512	-	512	93	72	165
	(16.230)	**11.466**	**3.588**	**15.054**	**6.793**	**7.534**	**14.327**
Coligadas							
AMARA BRASIL	(1.968)	-	-	-	705	-	705
521 PARTICIPAÇÕES	-	-	-	-	-	-	-
CELPOS	(31.997)	-	-	-	51	-	51
	(33.965)	**-**	**-**	**-**	**756**	**-**	**756**
Controladores							
PREVI - CAIXA DE PREV. DOS FUNC. DO BANCO DO BRASIL	-	-	-	-	3.362	6.912	10.274
IBERDROLA ENERGIA S/A	(59.829)	-	-	-	11.930	10.910	22.840
BB - BANCO INVESTIMENTO S/A	(52.706)	-	-	-	307.916	328.282	636.198
OUTROS MINORITÁRIOS	-	-	-	-	12.344	-	12.344
	(112.535)	**2.597**	**1.784**	**4.381**	**335.552**	**346.104**	**681.656**
	(171.795)	**192.349**	**363.089**	**555.438**	**865.869**	**632.854**	**1.498.723**

		Consolidado						
		2013						
			Ativo			Passivo		
	Ref.	Resultado	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Receita		**1.290.349**	-	-	-	-	-	-
Fornecimento de energia elétrica	(a)	1.274.195	-	-	-	-	-	-
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição		6.811	-	-	-	-	-	-
Outras receitas		9.343	-	-	-	-	-	-
Despesa		**(1.462.144)**	-	-	-	-	-	-
Energia elétrica comprada para revenda	(a)	(1.271.881)	-	-	-	-	-	-
Encargos de uso do sistema de transmissão		(20.791)	-	-	-	-	-	-
Serviços de terceiros	(b)	(84.506)	-	-	-	-	-	-
Outras despesas financeiras	(c)	(69.813)	-	-	-	-	-	-
Contribuição Patronal		(15.153)	-	-	-	-	-	-
Ativo		-	**192.349**	**363.089**	**555.438**	-	-	-
Títulos e valores mobiliários		-	2.839	10.073	12.912	-	-	-
Contas a receber de clientes e outros	(a)	-	181.696	-	181.696	-	-	-
Dividendos a receber		-	1.437	184.506	185.943	-	-	-
Juros sobre capital próprio a receber		-	-	158.483	158.483	-	-	-
Outros ativos	(d)	-	6.377	10.027	16.404	-	-	-
Passivo		-	-	-	-	**865.869**	**632.854**	**1.498.723**
Fornecedores	(a)	-	-	-	-	288.132	1.581	289.713
Dividendos e juros sobre capital próprio		-	-	-	-	267.653	30.084	297.737
Outros passivos	(e)	-	-	-	-	308.970	581.292	890.262
Debêntures		-	-	-	-	1.114	19.897	21.011
		(171.795)	**192.349**	**363.089**	**555.438**	**865.869**	**632.854**	**1.498.723**

(a) Referem-se a contratos de suprimento de energia elétrica, contratos de uso do sistema de transmissão (CUST) firmados entre as Companhias do Grupo.

(b) Refere-se principalmente a despesa de aluguel que é rateado entre Companhias do Grupo.

(c) Refere-se a encargos financeiros sobre contratos de empréstimo obtidos junto ao Banco do Brasil.

(d) Refere-se principalmente a serviços compartilhados prestados por funcionários da Coelba e Itapebi que são rateados entre as Companhias do grupo.

(e) Referem-se aos empréstimos contratados junto ao Banco do Brasil e os valores devidos de benefício pós-emprego à Celpos.

A Administração da Companhia entende que todas as operações comerciais realizadas com partes relacionadas estão em condições usuais de mercado.

A remuneração total dos administradores para os doze meses findos em 31 de dezembro de 2014 é R$ 8.576 (R$ 3.830 em 31 de dezembro de 2013) na controladora e no consolidado no montante de R$ 27.937 (R$ 12.958 em 31 de dezembro de 2013), o qual é considerado benefício de curto prazo. A Companhia mantém ainda benefícios usuais de mercado para rescisões de contratos de trabalho.

36. GESTÃO DE RISCO FINANCEIRO

Em atendimento à Deliberação CVM nº. 604, de 19 de novembro de 2009, que aprovou os Pronunciamentos Técnicos CPC 38, 39, e alteração da Deliberação CVM nº. 684, de 30 de agosto de 2012, que aprovou os Pronunciamentos Técnicos CPC 40(R1), as Companhias do Grupo efetuaram avaliações de seus instrumentos financeiros, inclusive os derivativos.

Considerações gerais e políticas

A administração dos riscos financeiros das Companhias do Grupo seguem o proposto na Política Financeira do Grupo que foi aprovada pelo Conselho de Administração da holding. Dentre os objetivos dispostos na Política estão: proteção de 100% da dívida em moeda estrangeira, o financiamento dos investimentos da Companhia com Bancos de Fomento, alongamento de prazos, desconcentração de vencimentos e diversificação de instrumentos financeiros. Além dessa Política a empresa monitora seus riscos através de uma gestão de controles internos que tem como objetivo o monitoramento contínuo das operações contratadas, proporcionando maior controle das operações realizadas pelas empresas do grupo.

Ainda de acordo com a Política Financeira, a utilização de derivativos tem como propósito único e específico de proteção com relação a eventuais exposições de moedas ou taxas de juros.

Com relação às aplicações financeiras, o Grupo segue a Política de Crédito que estabelece limites e critérios para avaliação e controle do risco de crédito ao qual a empresa pode estar exposta. De acordo com essa política, a seleção das instituições financeiras considera a reputação das instituições no mercado e as operações são realizadas ou mantidas apenas com emissores que possuem rating considerado estável ou muito estável.

Gestão do Capital Social

As Controladas e a Controladora promovem a gestão de seu capital através de políticas que estabelecem diretrizes qualitativas aliadas a parâmetros quantitativos que visam a monitorar seu efetivo cumprimento.

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

Para manter ou ajustar a estrutura de capital do Grupo, a administração pode, ou propõe, nos casos em que os acionistas têm de aprovar, rever a política de pagamento de dividendos, devolver capital aos acionistas ou, ainda, emitir novas ações ou vender ativos para reduzir, por exemplo, o nível de endividamento.

Não houve alterações dos objetivos, políticas ou processos durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2014 e 2013.

Em 31 de dezembro de 2014, os principais instrumentos financeiros estão descritos a seguir:

- Caixa e equivalentes de caixa – são valores classificados considerados como mantidos para negociação e por isso mensurados a valor justo por meio do resultado.

- Títulos e valores mobiliários – 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 adquiridos 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, geração e transmissão que não foram amortizados durante o período de concessão.

- Concessão do Serviço Público (Ativo Financeiro) - Recebíveis de Transmissão – Composto pelos recebíveis garantidos por contrato junto ao poder concedente pela construção dos ativos de transmissão disponibilizados ao Sistema Interligado Nacional – SIN. Estão mensurados pelo custo amortizados dado pela projeção dos fluxos de caixa contratual descontado pela taxa de retorno do projeto.

- Fornecedores – decorrem diretamente das operações da Companhia e são classificados como passivos financeiros mensurados pelo custo amortizado.

- Concessão do Serviço Público (Passivo Financeiro) - Uso do Bem Público – Corresponde ao valor presente dos fluxos de caixa das obrigações decorrentes da outorga ofertada para obtenção da concessão de alguns dos projetos de geração controlados pelo Grupo. Esses passivos estão classificados como passivos financeiros e mensurados pelo custo amortizado. A taxa de desconto aplicada é a taxa de retorno exigida à época da obtenção do projeto.

- Empréstimos, financiamentos e debêntures.

O principal propósito desse instrumento financeiro é gerar recursos para financiar os programas de expansão das Companhias, a execução e financiamento dos empreendimentos em construção e em operação, além de eventualmente gerenciar as necessidades de seus fluxos de caixa no curto prazo.

- ✓ Empréstimo em moeda nacional Banco do Brasil (NCC) - São considerados como item objeto de hedge, classificado como passivo financeiro mensurado a valor justo por meio do resultado.
- ✓ Demais empréstimos e financiamentos em moeda nacional – são classificados como passivos financeiros não mensurados ao valor justo, e estão mensurados pelo custo amortizado, refletindo seus valores contratuais, 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 mensurados pelo custo amortizado, refletindo seus valores contratuais, 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 utilizado como projeção dos seus indicadores as curvas da BM&F em vigor na data do balanço.

- ✓ Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira - são itens objeto de hedge, classificado como passivos financeiros mensurados a valor justo por meio do resultado, quando atendido o critério de efetividade de *hedge*, previsto no item AG105 da CPC38. Caso contrário, 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.

- Instrumentos Financeiros Derivativos:

Os derivativos são mensurados a valor justo por meio do resultado da mesma forma como as dívidas a eles atreladas.

- ✓ Operação com derivativo para proteção contra variações cambiais – tem 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 compondo ou compensando os passivos financeiros objetos de proteção, pois serão liquidados em prazo e volumes semelhantes.

- ✓ Operação com derivativo para troca de taxa de juros – consiste na troca do resultado financeiro apurado pela aplicação de taxa prefixada, 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 compondo ou compensando os passivos financeiros objetos de proteção, pois serão liquidados em 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 e euro para CDI 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.

Não é prática do Grupo 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 2014 e 2013 são como segue:

					Valores de Referência					
					Moeda Estrangeira		Moeda Local		Valor Justo	
Descrição	Contraparte	Data dos Contratos	Data de Vencimento	Posição	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Contratos de swaps:										
Coelba										
Swap										
Ativa	Banco Citibank	22/06/2010 / 26/08/2010 / 10/12/2010 / 14/05/2014	26/06/15	USD 6M LIBOR + 1,875 %a.a. / USD 6M LIBOR + 1,50 %a.a.	USD 150.006	USD 150.000	R$ 339.402	R$ 284.912	393.477	355.194
Passiva	Banco Merrill Lynch e Banco BNP Paribas		26/12/2018	103,27% / 100,40% / 102,87% / 102,60% do CDI					342.149	285.233
									51.328	69.961
Swap										
Ativa	Banco Votorantim	30/07/2004	27/01/2014	USD + 13,4853% a.a.	-	USD 1.373	-	R$ 4.150	-	7.366
Passiva				IGPM + 13,95% a.a					-	24.014
									-	(16.648)
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	128.840	113.514
Passiva				CDI + 0,60% a.a.					106.115	104.416
									22.725	9.098
Swap										
Ativa	Bank of America Merrill Lynch	13/11/12 / 16/11/12 / 19/11/12 / 05/12/13	14/06/2018 20/12/2018	117,65% * (USD Libor 3M+1,70% a.a)	USD 209.900	USD 209.900	R$ 439.032	R$ 439.032	559.354	498.233
Passiva				CDI + 0,552% a.a. / CDI + 0,60% a.a. / CDI + 0,61% a.a. / 106% do CDI					447.988	440.727
									111.366	57.507
Swap										
Ativa	Banco Citibank	22/11/13	03/12/18	117,65%*(USD Libor 3M+0,970% a.a)	USD 98.000	USD 98.000	R$ 225.400	R$ 225.400	255.602	225.090
Passiva				104,5% do CDI					231.168	227.063
									24.434	(1.973)
Swap										
Ativa	Banco JP Morgan	03/12/13	17/12/18	3,4588% a.a.	USD 24.500	USD 24.500	R$ 58.065	R$ 58.065	65.250	56.995
Passiva				105% do CDI					59.432	58.291
									5.818	(1.296)
Swap										
Ativa	Banco Itaú	16/12/14	18/12/17	3,65% a.a.	USD 73.127	-	R$ 200.000	-	195.945	-
Passiva				111% do CDI					207.505	-
									(11.560)	-
									204.111	116.650
Celpe										
Swap										
Ativa	Banco Citibank	30/06/08	30/06/26	Euro + 2% a.a	EUR 276	EUR 288	R$ 864	R$ 928	864	1.033
Passiva				72,5% do CDI			R$ 649	R$ 727	649	727
									215	306
Swap										
Ativa	Banco Citibank	30/06/08	30/06/16	Euro + 4% a.a	EUR 961	EUR 1.202	R$ 2.354	R$ 3.877	2.354	3.975
Passiva				92% do CDI			R$ 2.114	R$ 3.037	2.114	3.037
									240	938
Swap										
Ativa	Banco Citibank	03/12/13	03/12/18	USD + 1,1765*(Libor 3M + 0,97% a.a.)	USD 17.019	USD 17.016	R$ 45.205	R$ 39.868	44.746	39.060
Passiva				104,5% do CDI			R$ 39.438	R$ 39.388	40.081	39.389
									4.665	(329)
Swap										
Ativa	Banco Citibank	29/08/14	29/08/18	USD + 1,1765*(Libor 3M + 0,989% a.a.)	USD 24.173	-	R$ 64.208	-	63.628	-
Passiva				107,34% do CDI			R$ 55.539		56.985	-
									6.643	-

Cosern										
Swap										
Ativa	Bank Of American	08/04/2011	06/05/2016	USD 6M LIBOR + 2,39% a.a.	USD 9.482	USD 9.482	R$ 15.000	R$ 15.000	25.007	22.461
Passiva				107,85% do CDI					15.447	15.219
									9.560	7.242
Swap										
Ativa	Banco Citibank	03/05/2010	03/12/2018	117,65% * (USD Libor 3M+0,97% a.a.)	USD 85.000	USD 85.000	R$ 195.500	R$ 195.500	221.705	195.184
Passiva				CDI - 104,5% a.a.					200.497	196.942
									21.208	(1.758)
Swap										
Ativa	Banco Itaú	03/12/14	01/12/17	USD 6M LIBOR + 2,89% a.a.	USD 7.834	-	R$ 20.000	-	20.872	-
Passiva				111 % do CDI					21.043	-
									(171)	-
									30.597	5.484
Termopernambuco										
Swap										
Ativa	Banco de Tokyo	03/12/12	14/06/18	USD +2,95% a.a. 2013 a 2014 / USD +3,20% 2015 a 2017	USD 58.900	USD 58.680	R$ 156.451	R$ 137.903	157.574	136.395
Passiva				110% CDI			R$ 121.483	R$ 121.221	124.529	121.221
									33.045	15.174
Swap										
Ativa	Debenturistas	15/12/13	15/12/21	IPCA+7,15% a.a.	-	-	R$ 128.906	-	136.161	-
Passiva				106,64% CDI			R$ 121.723	-	126.201	-
									9.960	-
									43.005	15.174
Neoenergia										
Swap										
Ativa	Banco Citibank	29/08/14	29/08/16	(USD LIBOR 6M + 0,725% a.a.)*1,1764	USD 72.743	-	R$ 193.220	-	188.121	
Passiva				102,89% do CDI			R$ 171.261	-	172.162	
									15.959	-
Swap										
Ativa	Banco Safra	24/10/14	13/10/16	USD + 2,9240%a.a.	USD 54.290	-	R$ 144.204	-	142.865	-
Passiva				107% do CDI			R$ 137.904	-	140.009	-
									2.855	-
									18.815	-
Geração Céu Azul										
Swap										
Ativa	Banco Santander	08/08/14	03/08/15	USD + 1,37% a.a	USD 26.459	-	R$ 70.280	-	69.154	
Passiva				105,5% CDI			R$ 62.675	-	62.810	
									6.344	-
									6.344	-
Total									314.635	138.223

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 Administração do Grupo entende que valor justo de contas a receber e fornecedores, por possuir a maior parte dos seus vencimentos no curto prazo, já esta 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 Interfinanceiros) 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 repassadores 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, o Grupo 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 (empréstimos) classificados como mensurados a valor justo incluindo os instrumentos financeiros derivativos com a finalidade de proteção (hedge), a Companhia mensura o valor justo através do valor presente dos fluxos projetados considerando características contratuais de cada operação. Ao final de cada período, a companhia utiliza as taxas referenciais de mercado disponíveis na BM&F como taxa de desconto para precificação dos ativos e passivos após a interpolação exponencial para obtenção das taxas

estimadas durante todo o período dos contratos respeitando as características de cada um deles. As taxas de desconto para cada tipo de operação são:

a) Para empréstimos indexados ao Dólar e Ponta Ativa do SWAP em Dólar - DI x Dólar
b) Para empréstimos indexados ao Euro e Ponta Ativa do SWAP em Euro - DI x Euro
c) Para empréstimos indexados ao IPCA e Ponta Ativa do SWAP em IPCA – DI x IPCA
d) Para a Ponta Passiva do SWAP indexado ao CDI - DI X Pré

A companhia entende que adotando a metodologia descrita acima reflete o preço que seria recebido pela venda de um ativo ou que seria pago pela transferência de um passivo em uma transação não forçada entre participantes do mercado na data de mensuração, conforme orientação do CPC 46.

A mensuração contábil da indenização e dos recebíveis decorrente da concessão é feita mediante a aplicação de critérios regulatórios contratuais e legais já descritos no item 3.14 desta 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 2014 e 31 de dezembro de 2013, classificados pelas categorias de instrumentos financeiros, conforme disposto no CPC 38 e a comparação com os seus valores justos:

	2014 (Reapresentado)		2013 (Reapresentado)	
	Contábil	**Valor Justo**	**Contábil**	**Valor Justo**
Ativo financeiros (Circulante / Não circulante)				
Empréstimos e recebíbeis	**3.651.074**	**3.651.074**	**2.371.346**	**2.371.346**
Contas a receber de clientes e outros	2.605.962	2.605.962	2.235.831	2.235.831
Concessão do Serviço Público - Recebíveis Transmissoras	218.084	218.084	135.515	135.515
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	827.028	827.028	-	-
Mantidos até o vencimento	**5.908**	**5.908**	**27.888**	**27.888**
Titulos e valores mobiliários	5.908	5.908	27.888	27.888
Mensurados pelo valor justo por meio do resultado	**1.483.046**	**1.483.046**	**2.204.710**	**2.204.710**
Caixa e equivalentes de caixa	91.435	91.435	92.364	92.364
Titulos e valores mobiliários	1.060.604	1.060.604	1.886.810	1.886.810
Swap cambial e de taxa de juros	331.007	331.007	225.536	225.536
Disponível para venda	**3.014.567**	**3.014.567**	**2.306.800**	**2.306.800**
Concessão do Serviço Público - Indenização	3.014.567	3.014.567	2.306.800	2.306.800
Passivo financeiros (Circulante / Não circulante)				
Mensurado pelo custo amortizado	**7.882.784**	**7.882.784**	**6.779.889**	**6.775.186**
Fornecedores	1.795.834	1.795.834	1.083.151	1.083.151
Empréstimos e financiamentos	4.629.116	4.629.116	4.019.821	4.019.576
Debêntures	1.457.834	1.457.834	1.676.917	1.672.459
Concessão do Serviço Público (Uso do Bem Público)	-	-	-	-
Mensurados pelo valor justo por meio do resultado	**2.507.711**	**2.469.611**	**1.714.346**	**1.611.859**
Empréstimos e financiamentos	2.469.611	2.469.611	1.621.176	1.604.494
Debêntures	-	-	7.365	7.365
Swap cambial e de taxa de juros	38.100		85.805	

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).

	2014 (Reapresentado)			
	Nível 1	**Nível 2**	**Nível 3**	**Total**
Ativos				
Ativos financeiros				
Disponível para venda				
Concessão do Serviço Público - Indenização	-	120.941	2.893.626	3.014.567
Mantidos para negociação				
Caixa e equivalentes de caixa	91.435	-	-	91.435
Títulos e valores mobiliários	-	1.066.512	-	1.066.512
Mensurados pelo valor justo por meio do resultado				
Swap cambial e de taxa de juros	-	331.007	-	331.007
Passivos				
Passivos financeiros				
Mensurados pelo valor justo por meio do resultado				
Empréstimos e financiamentos	-	2.469.611	-	2.469.611
Outros Passivos financeiros				
Swap cambial e de taxa de juros	-	38.100	-	38.100
	91.435	4.026.171	2.893.626	7.011.232

Fatores de Risco Financeiro

As atividades do Grupo o expõem a diversos riscos financeiros: risco de mercado (incluindo risco de moeda, risco de taxa de juros de valor justo, risco de taxa de juros de fluxo de caixa e risco de preço), risco de crédito e risco de liquidez. O programa de gestão de risco global do Grupo concentra-se na imprevisibilidade dos mercados financeiros e busca minimizar potenciais efeitos adversos no desempenho financeiro do Grupo. O Grupo usa instrumentos financeiros derivativos para proteger certas exposições a risco.

- Riscos de mercado
  - ✓ 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. O Grupo, 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 2014, operações de “hedge” cambial, representando 100% do endividamento com exposição cambial.

A tabela abaixo demonstra a análise de sensibilidade do risco da variação da taxa de câmbio do dólar no resultado do Grupo, 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:

R$ Mil

Operação	Moeda	Risco	Cotação	Exposição (Saldo / Nacional)	Cenário Provável	Cenário (II)	Cenário (III)
Dívida em Dólar	Dólar($)	Alta do Dólar	2,6562	(2.380.264)	(631.924)	(780.098)	(652.592)
Swap Ponta Ativa em Dólar				2.379.679	638.697	788.523	662.595
Exposição Líquida					6.774	8.425	10.003
Dívida em Euro	Euro(€)	Alta do Euro	3,2270	(3.180)	(122)	(152)	(183)
Swap Ponta Ativa em Euro				3.180	122	152	183
Exposição Líquida					-	-	-

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.

✓ Risco de taxas de juros e índice de preços

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, com o objetivo de acompanhar a taxa de juros do mercado refletida no CDI e reduzir sua exposição a taxas prefixadas, possui derivativo e utiliza swap de taxa prefixada para CDI. Ainda assim, 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.

As Companhias do Grupo possuíam, em 31 de dezembro de 2014, aplicações financeiras atreladas ao CDI, bem como contratos de empréstimos e financiamentos atrelados ao CDI, IPCA e à TJLP. Além desses contratos, como mencionado no item “Risco de variação cambial”, a empresa possuía swaps para cobertura das dívidas em moeda estrangeira e em moeda nacional indexada a variação cambial, trocando a exposição à variação do Dólar e euro pela exposição à variação do CDI. Desta forma, o risco da Companhia referente a essas operações passa a ser a exposição à variação do CDI.

As Companhias do Grupo possuíam contratos corrigidos por taxas pré-fixadas no montante de R$ 953.635 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 do Grupo 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 do Grupo no exercício seguinte, caso ocorra um dos cenários apresentados abaixo.

R$ Mil

Operação	Indexador	Risco	Taxa no período	Exposição (Saldo / Nacional)	Cenário Provável	Cenário (II)	Cenário (III)
ATIVOS FINANCEIROS							
Aplicações financeiras em CDI	CDI	Queda do CDI	10,8%	1.159.063	126.295	94.721	63.147
Aplicações financeiras em SELIC	SELIC	Queda do Selic	10,9%	577	62	47	31
PASSIVOS FINANCEIROS							
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures							
Dívidas em CDI	CDI	Alta do CDI	10,8%	2.160.180	221.418	275.063	328.707
Swap Ponta Passiva em CDI	CDI	Alta do CDI	10,8%	2.307.625	216.126	269.382	322.638
Dívida em TJLP	TJLP	Alta da TJLP	5,0%	2.177.776	140.428	163.843	187.257
Dívida em IPCA	IPCA	Alta da IPCA	6,4%	128.595	8.240	10.300	12.360

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 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. Para os rendimentos das aplicações financeiras, os cenários II e III consideram uma redução de 25% e 50%, respectivamente, em relação ao cenário provável.

✓ Risco de liquidez

O risco de liquidez é caracterizado pela possibilidade das Companhias não honrarem com seus compromissos no vencimento. Este risco é controlado, através de um planejamento criterioso dos recursos necessários às atividades operacionais e à execução do plano de investimentos, bem como das fontes para obtenção desses recursos. O permanente monitoramento do fluxo de caixa da empresa, através de projeções de curto e longo prazo, permite a identificação de eventuais necessidades de captação de recursos, com a antecedência necessária para a estruturação e escolha das melhores fontes.

A Política Financeira adotada pela Companhia busca constantemente a mitigação do risco de liquidez, tendo como principais pontos o alongamento de prazos dos empréstimos e financiamentos, desconcentração de vencimentos, diversificação de instrumentos financeiros e o hedge da dívida em moeda estrangeira.

Havendo sobras de caixa são realizadas aplicações financeiras para os recursos excedentes com base na Política de Crédito do Grupo Neoenergia, com o objetivo de preservar a liquidez e mitigar o risco de crédito (atribuído ao rating das instituições financeiras). As aplicações da Companhia são concentradas em fundos exclusivos para as empresas do Grupo, e têm como diretriz alocar ao máximo os recursos em ativos com liquidez diária.

Em 31 de dezembro 2014 a Controladora e suas Controladas mantinham um total de aplicações no curto prazo de R$ 1.066.378, sendo R$ 1.036.814 em fundos restritos e R$ 29.564 em outros ativos.

A tabela abaixo demonstra o valor total dos fluxos de caixa das obrigações das Companhias controladas do Grupo, com empréstimos, financiamentos, debêntures, fornecedores e outros, por faixa de vencimento, correspondente ao período remanescente contratual. Adicionalmente estão inclusos as previsões de fluxo de vencimentos das obrigações vinculadas às garantias oferecidas pela controladora à suas participadas de controle conjunto e coligadas.

	2014 Reapresentado								
	Valor Contábil	Fluxo de caixa contratual total	Até 3 meses	2015	2016	2017	2018	2019	Acima de 5 anos
Passivos financeiros não derivativos:									
Empréstimos e financimentos	4.303.545	8.998.840	123.480	1.284.474	1.910.493	2.136.028	2.084.059	403.779	1.056.527
Debêntures	7.098.727	1.610.103	5.308	344.125	381.150	415.890	243.570	220.060	-
Fornecedores	7.882.784	2.080.695	639.652	1.397.503	43.540	-	-	-	-
Passivos financeiros derivativos									
Swap cambial e de taxa de juros	(147.038)	(418.781)	-	64.400	(35.041)	85.419	(247.610)	(285.486)	(463)

- Riscos operacionais

  ✓ Risco de crédito

O risco surge da possibilidade das Companhias do Grupo virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de converter em caixa seus ativos financeiros.

Para os ativos financeiros oriundos das principais atividades realizadas pelas Companhias do Grupo que são de distribuição, geração e transmissão, existem limitações impostas pelo ambiente regulado, onde cabe a esse agente determinar alguns processos operacionais e administrativos, dentre eles, políticas de cobrança e mitigação dos riscos de crédito de seus participantes, os consumidores livres e cativos, concessionárias e permissionárias.

Para os demais ativos financeiros classificados como caixa e equivalentes e títulos e valores mobiliários a companhia segue as disposições da Política de Crédito do Grupo que tem como objetivo a mitigação do risco de crédito através da diversificação junto às instituições financeiras, centralizando as aplicações em instituições de primeira linha. As aplicações da Companhia são concentradas em fundos restritos para as empresas do Grupo, e têm como diretriz alocar ao máximo os recursos em ativos com liquidez diária.

Garantias e outros instrumentos de melhoria de créditos obtidos

De uma forma geral, por questões econômicas ou regulatórias, não são tomadas garantias físicas ou financeiras dos créditos obtidos nas atividades fins das Companhias do Grupo, o Contas a receber de clientes e outros. A seguir são apresentadas as políticas e/ou riscos de créditos obtidos para esse ativo por atividade:

Distribuidoras

Sua principal exposição de risco de crédito é oriunda da possibilidade das empresas virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus consumidores, concessionárias e permissionárias. Para reduzir esse tipo de risco e para auxiliar no gerenciamento do risco de inadimplência, o Grupo monitora as contas a receber de consumidores realizando diversas ações de cobrança, incluindo a interrupção do fornecimento, caso o consumidor deixe de realizar seus pagamentos. No caso de consumidores o risco de crédito é baixo devido à grande pulverização da carteira. Todas essas ações estão em conformidade com a regulamentação da atividade.

Geradoras

Sua principal exposição de risco de crédito é oriundo da possibilidade da empresa vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados. Para reduzir esse tipo de risco e para auxiliar no gerenciamento do risco de inadimplência, a Companhia monitora as contas a receber realizando diversas ações de cobrança. Além disso, os clientes da Companhia têm firmado um Contrato de Constituição de Garantia de Pagamento e Fiel Cumprimento das Obrigações

Transmissoras

O risco surge da possibilidade das Companhias do Grupo virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de converter em caixa seus ativos financeiros. Para os ativos financeiros oriundos da atividade das Transmissoras existem limitações impostas pelo ambiente regulado, onde cabe a esse agente determinar alguns processos operacionais e administrativos, dentre eles, políticas de cobrança e mitigação dos riscos de crédito de seus participantes. Este risco também é reduzido em função da Companhia manter contratos de fornecimentos de energia com empresas sólidas, sendo seu principal cliente uma empresa relacionada.

Para os demais ativos financeiros classificados como caixa e equivalentes e títulos e valores mobiliários as transmissoras seguem as disposições da Política de Crédito do Grupo que tem como objetivo a mitigação do risco de crédito através da diversificação junto às instituições financeiras, centralizando as aplicações em instituições de primeira linha. As aplicações da Companhia são concentradas em fundos restritos para as empresas do Grupo, e têm como diretriz alocar ao máximo os recursos em ativos com liquidez diária.

A seguir a demonstramos a exposição total de crédito detida em ativos financeiros consolidados pelo Grupo. Os montantes estão demonstrados em sua integralidade sem considerar nenhum saldo de provisão de redução para recuperabilidade do ativo.

	2014	2013
	(Reapresentado)	(Reapresentado)
Mensurados pelo valor justo por meio do resultado		
Caixa e equivalentes de caixa	91.435	92.364
Titulos e valores mobiliários	1.060.604	1.886.810
Derivativos - Swap com saldo ativo	326.366	160.226
Empréstimos e recebíbeis		
Contas a receber de clientes e outros	3.580.727	3.237.890
Concessão do Serviço Público - Recebíveis Transmissoras	218.084	135.515
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	827.028	-
Mantidos até o vencimento		
Titulos e valores mobiliários	5.908	27.888
Disponível para venda		
Concessão do Serviço Público - Indenização	3.014.567	2.306.800

Adicionalmente a Neoenergia holding é avalista e ofereceu fiança para algumas operações de empréstimos e financiamentos e emissões de debêntures de suas participadas. A seguir está demonstrada a relação com a exposição total de crédito da controladora decorrente dessas operações.

Empresa	Ref.	Tipo de Aval	Credor	Vencimento	Custo do Contrato	2014
Empresas controladas (*)						**5.384.036**
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	TJLP + 2,12% a.a.	820
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	TJLP + 3,12% a.a.	820
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	jan-00	514
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/16	TJLP + 1,82% a.a.	10.287
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/16	TJLP + 2,82% a.a.	10.291
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/16	jan-00	3.308
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/18	TJLP + 1,82% a.a.	85.949
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/18	TJLP + 2,82% a.a.	85.985
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/02/18	jan-00	31.470
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/08/17	TJLP + 1,82% a.a.	1.349
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/08/17	TJLP + 2,82% a.a.	1.349
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/21	TJLP + 1,70%	11.253
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/21	TJLP + 2,70%	11.257
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/21	TJLP + 1,70%	97.142
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/21	TJLP + 2,70%	97.181
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/04/23	3% a.a.	79.425
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNB	27/06/16	10% a.a. (Com o rebate é 7,5% no Semi-Árido e 8,5% fora do Semi-Árido)	40.330
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	FINEP	15/02/18	(TJLP-6%) + 5% a.a.	21.003
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	FINEP	15/12/18	4% a.a.	25.487
CELPE	(a)	Debêntures	Outros Debenturistas	20/04/17	111,3% do CDI	367.848
CELPE	(a)	Empréstimos e Financiamentos	Citibank	03/12/18	LIBOR+0,97%	40.079
CELPE		Empréstimos e Financiamentos	CEF	15/10/25	6% a.a.	14.004
CELPE		Empréstimos e Financiamentos	IBM 1	29/08/20	CDI + 0,31% a.a.	22.492
CELPE		Empréstimos e Financiamentos	IBM 2	29/09/20	CDI + 0,31% a.a.	11.499
CELPE		Empréstimos e Financiamentos	IBM 3	23/10/20	CDI + 0,31% a.a.	7.495
CELPE		Empréstimos e Financiamentos	IBM 4	28/11/20	CDI + 0,31% a.a.	13.123
CELPE		Empréstimos e Financiamentos	IBM 5	19/12/20	CDI + 0,31% a.a.	5.311
CELPE		Empréstimos e Financiamentos	CITI 4131 2014	29/08/18	LIBOR + 0,989%a.a.	56.058
COELBA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNB	27/06/16	10,00% a.a.	29.404
COELBA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNB	22/08/16	10,00% a.a.	3.207
COELBA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNB	09/09/18	10,00% a.a.	189.351
COELBA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	FINEP	15/02/18	5,00% a.a.	32.878
COELBA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	FINEP	15/02/19	5,00% a.a.	26.637
COELBA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	4,50% a.a./TJLP+2,12% a.a./TJLP + 3,12% a.a.	12.087
COELBA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/16	5,50 % a.a./TJLP + 1,82% a.a./TJLP + 2,82% a.a.	51.135
COELBA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/17, 15/02/18 e 15/06/18	5,50 % a.a./TJLP + 1,82% a.a./TJLP + 2,82% a.a.	495.843
COELBA	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/2021 e 17/04/2023	3% a.a./TJLP+1,70%/TJLP+2,70%	462.073
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNB	30/11/22	TJLP +3,21% a.a.	32.126
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNB	27/06/16	7,72% a.a.	75.200
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	FINEP	15/01/18	5% aa	21.349
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	TJLP + 2,12% aa	8.779
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	TJLP + 3,12% aa	8.779
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/15	4,5% aa	15.107
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/16	TJLP + 1,82% aa	12.418
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/16	TJLP + 2,82% aa	12.418
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/16	5,5% aa	15.370
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/08/17	TJLP + 1,82% aa	10.700
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/08/17	TJLP + 2,82% aa	10.700
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/18	TJLP + 1,82%	42.430
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/18	TJLP + 2,82% aa	42.430
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/02/18	5,5% aa	33.200
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/21	TJLP+1,70% aa	14.216
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/21	TJLP+2,70% aa	14.216
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/21	TJLP+1,70% aa	40.459
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/21	TJLP+2,70% aa	40.459
COSERN	(a)	Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/04/23	3% aa	57.418
COSERN		Empréstimos e Financiamentos	CEF	16/11/25	6%a.a	19.846
COSERN		Empréstimos e Financiamentos	ITAÚ	03/12/18	LIBOR 6m+ 2,89% aa	195.500
AFLUENTE T		Empréstimos e Financiamentos	Banco do Brasil	15/07/20	4.5% a.a.	2.586
AFLUENTE T		Empréstimos e Financiamentos	Banco do Brasil	15/08/24	6% a.a.	1.422
BAGUARI I		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	30/07/26	TJLP+2,19%	155.336
CAETITÉ 1		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/12/29	TJLP + 1,93%	30.848
CAETITÉ 2		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/07/29	TJLP + 1,93%	27.937
CALANGO 1		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/04/30	TJLP + 1,93%	39.056
CALANGO 4		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/04/30	TJLP + 1,93%	38.921
CALANGO 5		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/04/30	TJLP + 1,93%	39.881
GERAÇÃO CÉU AZUL		Empréstimos e Financiamentos	Votorantim	11/05/15	105,5% CDI	182.775
GERAÇÃO CÉU AZUL		Empréstimos e Financiamentos	Santander	03/08/15	USD + 1,03%	62.713
GERAÇÃO CIII		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	31/05/23	TJLP + 1,91%	96.440
GOIÁS SUL		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	31/03/24	TJLP+2,27%	90.018
ITAPEBI		Debêntures	Outros Debenturistas	30/04/17	111% CDI	204.836
SE NARANDIBA		Empréstimos e Financiamentos	Banco do Brasil	31/07/20	4.5% a.a.	27.182
SE NARANDIBA		Empréstimos e Financiamentos	Banco do Brasil	15/12/22	2,5% a.a.	6.142
SE NARANDIBA		Empréstimos e Financiamentos	Banco do Brasil	15/01/23	2,5% a.a.	5.487
SE NARANDIBA		Empréstimos e Financiamentos	IBM	31/03/20	CDI + 0,26% a.a.	12.537
TERMOPE		Empréstimos e Financiamentos	Tokyo-Mitsubishi	23/05/17	USD + 2,95% 1º ano e 3,20% 2º ao 5º ano	124.456
TERMOPE		Debêntures	Outros Debenturistas	28/02/16	CDI + 0,57%	93.541
TERMOPE		Debêntures	Outros Debenturistas	15/12/17	CDI + 0,8% a.a.	125.141
TERMOPE		Debêntures	Outros Debenturistas	15/12/19	CDI + 0,95% a.a.	558.394
TERMOPE		Debêntures	Outros Debenturistas	15/12/21	IPCA + 7,15% a.a.	118.634
BAGUARI I		Fiança Bancária	Itaú	11/06/14	0,39% a.a.	414
BAGUARI I		Fiança Bancária	Itaú	05/02/13	0,48% a.a.	1.384
BAGUARI I		Fiança Bancária	Itaú	05/02/13	0,48% a.a.	13.132
CAETITÉ 1		Fiança Bancária	Santander	29/08/14	0,85% a.a.	130
CAETITÉ 2		Fiança Bancária	Santander	20/08/14	1,00% a.a.	145
CALANGO 1		Fiança Bancária	Santander	01/09/14	0,85% a.a.	150
CALANGO 4		Fiança Bancária	Santander	01/09/14	0,85% a.a.	150
CALANGO 5		Fiança Bancária	Santander	01/09/14	0,85% a.a.	150
GOIÁS SUL		Fiança Bancária	Itaú	05/02/13	0,48% a.a.	3.056
ITAPEBI		Fiança Bancária	Itaú	10/10/12	0,68% a.a.	7.593
NC ENERGIA	(b)	Fiança Bancária	Santander	29/08/14	0,65% a.a.	486
NC ENERGIA	(b)	Fiança Bancária	Itaú	28/01/14	0,39% a.a.	3.138
NC ENERGIA	(b)	Fiança Bancária	Itaú	10/12/13	0,38% a.a.	7.141
NC ENERGIA	(b)	Fiança Bancária	Itaú	10/12/13	0,38% a.a.	2.040
NC ENERGIA	(b)	Fiança Bancária	Itaú	11/12/13	mar-08	422
NC ENERGIA	(b)	Fiança Bancária	Santander	30/12/14	0,85% a.a.	600
NC ENERGIA	(b)	Fiança Bancária	Santander	30/12/14	0,85% a.a.	1.300
NC ENERGIA	(b)	Fiança Bancária	Santander	01/09/14	0,45% a.a.	1.226
TERMOPE		Fiança Bancária	Itaú	05/07/12	0,64% a.a.	188
TERMOPE		Fiança Bancária	Itaú	23/07/12	0,64% a.a.	2.268
TERMOPE		Fiança Bancária	Itaú	05/07/12	0,64% a.a.	11.861
TERMOPE		Fiança Bancária	Itaú	06/07/12	0,64% a.a.	2.328
TERMOPE		Fiança Bancária	Safra	02/06/14	0,38% a.a.	101.588

Empresa	Ref.	Tipo de Aval	Credor	Vencimento	Custo do Contrato	2014
Empresas de controle conjunto (**)						**1.913.258**
CHTP		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/35	TJLP + 2,02% a.a.	91.585
CHTP		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/35	TJLP + 2,02% a.a.	139.088
CHTP		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/02/36	TJLP + 2,02% a.a.	144.644
CHTP		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/02/36	TJLP + 2,02% a.a.	150.660
CHTP		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/02/36	TJLP + 2,02% a.a.	66.557
CHTP		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/02/36	TJLP + 2,02% a.a.	50.768
CHTP		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/35	TJLP + 1,89% a.a.	91.318
CHTP		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/06/35	TJLP + 1,89% a.a.	138.914
CHTP		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/02/36	TJLP + 1,89% a.a.	144.256
CHTP		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/02/36	TJLP + 1,89% a.a.	149.919
CHTP		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/02/36	TJLP + 1,89% a.a.	66.517
CHTP		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/02/36	TJLP + 1,89% a.a.	50.756
EAPSA		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	31/07/16	TJLP+1,81%	480
EAPSA		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	31/01/27	TJLP+1,81%	206.349
EAPSA		Empréstimos e Financiamentos	Santander	04/07/14	0,45% a.a.	3.393
TELES PIRES PART.		Debêntures	Outros Debenturistas	31/05/32	CDI + 0,7% a.a.	418.053
Empresas coligadas (**)						**1.871.529**
ARIZONA 1		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/11/29	TJLP+2,18%	22.268
ARIZONA 1		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/11/29	TJLP+2,18%	15.147
ARIZONA 1		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/11/29	TJLP+2,18%	5.012
ARIZONA 1		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/11/29	TJLP	366
CAETITÉ 3		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/10/29	TJLP + 2,18%	29.992
CAETITÉ 3		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/10/29	TJLP	316
CALANGO 2		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/07/30	TJLP+2,18%	43.476
CALANGO 2		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/07/30	TJLP	385
CALANGO 3		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/07/30	TJLP+2,18%	45.915
CALANGO 3		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/07/30	TJLP	385
MEL 2		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/10/29	TJLP+2,18%	31.612
MEL 2		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/10/29	TJLP	288
NORTE ENERGIA		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	01/01/42	TJLP + 2,25%	178.475
NORTE ENERGIA		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	01/03/42	TJLP + 2,25%	362.027
NORTE ENERGIA		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	01/03/42	TJLP + 2,25%	222.740
NORTE ENERGIA		Empréstimos e Financiamentos	BNDES	15/03/41	TJLP + 2,25%	238.290
NORTE ENERGIA		Empréstimos e Financiamentos	Pactual	01/01/42	TJLP + 2,65%	38.035
NORTE ENERGIA		Empréstimos e Financiamentos	Pactual	01/03/42	TJLP + 2,65%	76.639
NORTE ENERGIA		Empréstimos e Financiamentos	Pactual	01/03/42	TJLP + 2,65%	35.190
NORTE ENERGIA		Empréstimos e Financiamentos	CEF	01/01/42	TJLP + 2,65%	133.123
NORTE ENERGIA		Empréstimos e Financiamentos	CEF	01/03/42	TJLP + 2,65%	268.237
NORTE ENERGIA		Empréstimos e Financiamentos	CEF	01/03/42	TJLP + 2,65%	123.166
CAETITÉ 3		Fiança Bancária	Santander	20/08/14	1,00% a.a.	145
CALANGO 2		Fiança Bancária	Santander	01/09/14	0,85% a.a.	150
CALANGO 3		Fiança Bancária	Santander	01/09/14	0,85% a.a.	150
Total						**9.168.823**

(a) Aval proporcional a participação da Neoenergia no negócio.
(b) Corresponde às Cartas Corporativas emitidas pela Neoenergia para garantir os contratos de Compra e Venda de Energia realizados pela NC Energia.
(*) Montantes contemplados nos saldos consolidados de dívidas expressos no Balanço.
(**) Montantes não contemplados nos saldos consolidados de dívidas expressos no Balanço.

✓ Risco de vencimento antecipado

O Grupo possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas restritivas que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis (“covenants” financeiros). O descumprimento dessas restrições pode implicar em vencimento antecipado da dívida.

✓ Risco quanto à escassez de energia

O Sistema Elétrico Brasileiro é abastecido predominantemente pela geração hidrelétrica apesar de ser um sistema hidrotérmico. Nos últimos anos houve um incremento significativo na sua base de geração com outras fontes de energia renováveis. Contudo, um período prolongado de escassez de chuva, durante a estação úmida, reduz o volume de água nos reservatórios das usinas hidráulicas, trazendo como conseqüência o aumento no custo na aquisição de energia no mercado de curto prazo, mesmo considerando a recente redução do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), além da elevação dos valores de encargos do sistema em decorrência do despacho das usinas termoelétricas. Numa situação extrema poderá ser adotado um programa de racionamento, que implicaria em redução de receita, em função da necessidade de ajustes nos montantes dos contratos de compra e venda de energia.

O acompanhamento do nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas do país tem indicado uma considerável redução do volume de armazenamento, em relação aos anos anteriores. Essa redução associada ao aumento do consumo de energia observado, aumenta a probabilidade de racionamento de energia. Visando mitigar o risco de racionamento, o governo tem acionado uma quantidade maior de usinas termelétricas para atender a demanda de energia elétrica no país.

37. COMPROMISSOS (Não auditado)

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo com a compra de energia são como segue:

	Vigência	2013	2014	2015	2016	2017	Após 2017
COELBA	2015 a 2030	2.868.059	2.749.891	2.995.038	3.320.055	3.732.964	84.114.645
COSERN	2015 a 2030	864.996	838.004	915.763	1.003.368	1.122.026	25.573.482
CELPE	2015 a 2030	2.325.586	2.258.891	2.467.831	2.707.229	3.022.443	69.441.179

Os valores relativos aos contratos de compra de energia, cuja vigência variam de 6 a 30 anos, representam o volume total contratado pelo preço corrente no final do exercício de 2014, e foram homologados pela ANEEL.

38. OBRIGAÇÕES DE BENEFICIOS DE APOSENTADORIA

As distribuidoras do grupo patrocinam planos de complementação de aposentadoria e pensão e de assistência médica e odontológica, para seus empregados ativos, aposentados, pensionistas e seus dependentes legais.

Demonstramos a seguir os valores reconhecidos no ativo, passivo e demonstração de resultado relacionados aos planos previdenciários e assistencial:

	2014	**2013**
	(Reapresentado)	
Valor reconhecido no balanço patrimonial da empresa		
Benefícios de previdência - CD	(1.372)	(210)
Benefícios de previdência - BD	(248.592)	(247.992)
Benefícios de saúde pós-emprego	(397.996)	(241.116)
Destinação de reserva especial com reversão de valores ao patrocinador	1.787	-
	(646.173)	(489.318)
Circulante	927	6.401
Não circulante	17.039	20.075
Total benefícios ativo	17.966	26.476
Circulante	(30.991)	(16.331)
Não circulante	(633.148)	(499.463)
Total benefícios passivo	(664.139)	(515.794)

	Consolidado	
	2014	2013
Despesas reconhecidas na demonstração de resultado		
Benefícios de planos de pensão	30.060	32.414
Benefícios de saúde pós-emprego	30.832	38.522
	60.892	70.936

Benefícios de planos de pensão

(a) Coelba

A Companhia é patrocinadora da Fundação Coelba de Previdência Complementar – FAELBA, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, mantenedora dos planos previdenciários: Plano Misto de Benefícios Previdenciários nº 1 – (Plano CD – FAELFLEX) e Plano Previdenciário nº 2 – (Plano BD); que têm por finalidade principal propiciar aos seus associados participantes e aos seus beneficiários, uma renda pecuniária de suplementação de aposentadoria e pensão, em conformidade com os planos a que estiverem vinculados.

O Plano nº 1 – FAELFLEX, com características de contribuição definida, contemplando a renda de aposentadoria programada e os benefícios de pecúlio por morte e por invalidez, foi implantado em 1998, com adesão de mais de 98% dos participantes ativos (que migraram do Plano BD). O plano de contribuição definida (CD) por sua característica de poupança individual, não apresenta déficit ou superávit já que o resultado dos investimentos é integralmente repassado para os participantes. No entanto, além da poupança individual, o FAELFLEX confere aos participantes benefício de recomposição da reserva matemática nos casos de morte ou invalidez permanente ocorridas durante a atividade laboral até os 62 anos de idade. Essa peculiaridade insere o FAELFLEX nas disposições contidas no CPC 33(R1), no que tange à realização de cálculos atuariais.

O Plano nº 2 – BD é um plano maduro e está fechado a novos participantes desde 1998. Eventuais insuficiências serão de responsabilidade da patrocinadora e dos participantes.

(b) Cosern

A Companhia é patrocinadora da FASERN - Fundação Cosern de Previdência Complementar, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que tem por finalidade principal propiciar aos seus participantes, e respectivos beneficiários, uma renda pecuniária de suplementação de aposentadoria e pensão, conforme regulamentos dos planos de benefícios a que estiverem vinculados.

As contribuições correntes (da patrocinadora e dos participantes) destinam-se à constituição de reservas para cobertura dos benefícios a serem pagos aos participantes, e são acumuladas desde sua admissão nos planos. No Plano de Benefícios Previdenciários da FASERN – Regulamento 001 (Benefício Definido) eventuais insuficiências serão de co-responsabilidade da Companhia.

A partir de março de 1999, a FASERN implantou o Plano Misto de Benefícios Previdenciários nº. 001, de Contribuição Definida, ao qual estão vinculados todos os empregados ativos.

O Plano Misto de Benefícios Previdenciários nº. 001 proporciona aos seus participantes ativos benefícios relacionados à possibilidade de ocorrência de invalidez e morte durante a vida laborativa, classificados como benefícios de risco, totalmente custeados pela Companhia e pelos participantes autopatrocinados. Esses benefícios são pagos sob a forma de pecúlio, com pagamento único ou parcelado, a critério do participante ou de seus beneficiários. Por suas características, este plano não apresenta déficit ou superávit, já que o resultado dos investimentos é integralmente repassado para os participantes.

(c) Celpe

O Plano nº 1 – CELPOS CD, com características de contribuição definida, contemplando a renda de aposentadoria programada, e os benefícios de pecúlio por morte e por invalidez, foi implantado em 2006 (que migraram do Plano BD). O CELPOS CD, por suas características de poupança individual (CD), não apresenta déficit ou superávit, já que o resultado dos investimentos é integralmente repassado para os participantes.

O Plano nº 2 – CELPOS BD com características de benefício definido é um plano maduro e está fechado a novos participantes desde 2006. Eventuais insuficiências serão de responsabilidade da patrocinadora e dos participantes. Com o propósito de anular o passivo atuarial correspondente à parcela apropriada ao resultado, equivalente a 4/5, a Celpe firmou com a Celpos, no exercício de 2001, um instrumento contratual previsto para ser amortizado até o ano de 2022, de valores referentes às reservas a amortizar e a outros passivos atuariais a amortizar existentes.

Os valores desse passivo da Celpe estão apresentados da seguinte forma:

	Circulante		Não Circulante	
	2014	2013	2014	2013
	(Reapresentado)			
Contrato de reconhecimento de dívida				
Benefícios a conceder	14.674	13.809	116.710	123.478
	14.674	13.809	116.710	123.478
Contribuição da patrocinadora				
Obrigação atuarial	-	-	132.477	133.668
Participação ativos	-	2.514	-	-
Desligados PDV	12	8	43	71
	12	2.522	132.520	133.739
Total	14.686	16.331	249.230	257.217

As contribuições pagas ou provisionadas em 31 de dezembro de 2014 e 2013 foram as seguintes:

	2014	2013
Custo do Intangível em Curso	(631)	(871)
Despesas operacionais	(4.320)	3.107
Total	(4.951)	2.236

Avaliação atuarial dos planos previdenciários e assistencial

A Deliberação CVM nº 600/09, alterada pela Deliberação CVM 695/09 de 07 de outubro de 2009, em linha com os procedimentos contábeis estabelecidos no CPC 33 – 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 pareceres atuariais, emitido por atuário independente, considerando a situação econômico-financeira das fundações em 31 de dezembro de 2014 está resumido a seguir, bem como as demais informações requeridas pela Deliberação CVM nº 600, de 7 de outubro de 2009.

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).

Os valores reconhecidos nos balanços patrimoniais são os seguintes:

	FAELBA			
	Nº 01 - CD		Nº 02 - BD	
	2014	2013	2014	2013
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	6.392	5.364	271.671	251.490
Valor justo dos ativos do plano	(4.165)	(4.235)	(358.701)	(398.189)
Déficit/ (superávit) para planos cobertos	2.227	1.129	(87.030)	(146.699)
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo/passivo oneroso	-	-	80.589	131.716
Passivo/ (ativo) atuarial líquido total	2.227	1.129	(6.441)	(14.983)

	CELPOS			
	Plano BD		Plano CD	
	2014	2013	2014	2013
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	864.916	793.735	1.131	835
Valor justo dos ativos do plano	(575.384)	(522.701)	(6.692)	(5.949)
Déficit/ (superávit) para planos cobertos	289.532	271.034	(5.561)	(5.114)
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo/passivo oneroso	-	-	4.746	4.572
Passivo/ (ativo) atuarial líquido total	289.532	271.034	(815)	(542)

	COSERN			
	Nº 01 - CD		Nº 02 - BD	
	2014	2013	2014	2013
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	906	687	69.259	64.093
Valor justo dos ativos do plano	(946)	(1.065)	(112.612)	(112.208)
Déficit/ (superávit) para planos cobertos	(40)	(378)	(43.353)	(48.115)
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo/passivo oneroso	-	-	42.012	43.546
Passivo/ (ativo) atuarial líquido total	(40)	(378)	(1.341)	(4.569)

Os valores reconhecidos no resultado são os seguintes:

	FAELBA					
	Nº 01 - CD		Nº 02 - BD		Plano de sáude	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Custo do serviço corrente	633	662	53	72	3.429	6.322
Juros sobre as obrigações atuariais	629	576	28.071	27.010	27.504	32.200
Rendimento esperado dos ativos do plano	(547)	(350)	(45.265)	(44.088)	-	-
Juros sobre o (limite máximo de reconhecimento de ativo)/passivo oneroso	-	-	15.437	16.333	-	-
Total da despesa (receita) a ser reconhecida	715	888	(1.703)	(673)	30.933	38.522

	CELPOS			
	Plano BD		Plano CD	
	2014	2013	2014	2013
Custo do serviço corrente	518	2.042	81	73
Juros sobre as obrigações atuariais	89.063	87.037	98	70
Rendimento esperado dos ativos do plano	(58.806)	(53.737)	(751)	(509)
Juros sobre o (limite máximo de reconhecimento de ativo)/passivo oneroso	-	-	536	323
Total da despesa (receita) a ser reconhecida	30.775	35.342	(36)	(43)

	COSERN			
	Nº 01 - CD		Nº 02 - BD	
	2014	2013	2014	2013
Custo do serviço corrente	86	87	-	-
Juros sobre as obrigações atuariais	80	68	7.143	6.823
Rendimento esperado dos ativos do plano	(137)	(72)	(12.783)	(10.297)
Juros sobre o (limite máximo de reconhecimento de ativo)/passivo oneroso	-	-	5.104	2.967
Total da despesa (receita) a ser reconhecida	29	83	(536)	(507)

As movimentações no valor presente da obrigação com benefícios definidos e contribuição definida são, respectivamente, as seguintes:

	FAELBA					
	Nº 01 - CD		Nº 02 - BD		Plano de sáude	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Valor das obrigações no início do ano	5.365	6.258	251.491	305.127	241.116	356.974
Custo do serviço corrente bruto	649	672	53	72	3.429	6.322
Juros sobre a obrigação atuarial	629	576	28.071	27.010	27.504	32.200
Contribuições de participantes vertidas no ano	-	-	-	-	(15.150)	(12.022)
(-) (Ganho) / perda atuarial	-	-	16.079	(52.868)	-	-
(-) Benefícios pagos no ano	(250)	(2.141)	(24.023)	(27.851)	55.796	(142.358)
Valo das obrigações calculadas no final do ano	6.392	5.365	271.671	251.491	312.695	241.116

	CELPOS			
	Plano BD		Plano CD	
	2014	2013	2014	2013
Valor das obrigações no início do ano	793.734	941.969	835	729
Custo do serviço corrente bruto	518	2.042	81	73
Juros sobre a obrigação atuarial	89.063	87.037	98	70
Contribuições de participantes vertidas no ano	2.679	2.608	29	21
(-) (Ganho) / perda atuarial	46.206	(177.946)	88	(58)
(-) Benefícios pagos no ano	(67.284)	(61.975)	-	-
Valo das obrigações calculadas no final do ano	864.916	793.735	1.131	835

	COSERN			
	Nº 01 - CD		Nº 02 - BD	
	2014	2013	2014	2013
Valor das obrigações no início do ano	687	762	69.093	78.882
Custo do serviço corrente bruto	86	87	-	-
Juros sobre a obrigação atuarial	81	68	7.144	6.823
Contribuições de participantes vertidas no ano	6	4	-	-
(-) (Ganho) / perda atuarial	46	(234)	4.556	(14.215)
(-) Benefícios pagos no ano	-	-	(6.534)	(7.397)
Valo das obrigações calculadas no final do ano	906	687	74.259	64.093

As movimentações no valor justo dos ativos do plano de benefício definido e do plano de contribuição definida são, respectivamente, as seguintes:

	FAELBA			
	Nº 01 - CD		Nº 02 - BD	
	2014	2013	2014	2013
Valor justo dos ativos no início do ano	4.235	3.412	398.189	490.757
Rendimento esperado no ano	548	350	45.265	44.088
Ganho / (perda) atuariais nos ativos do plano	(1.515)	(352)	(60.730)	(108.805)
Contribuições de patrocinadoras	882	816	(24.023)	(27.851)
(-) Benefícios pagos pelo plano/empresa	16	9	-	-
Valor justo dos ativos no final do ano	4.166	4.235	358.701	398.189

	CELPOS			
	Plano BD		Plano CD	
	2014	2013	2014	2013
Valor justo dos ativos no início do ano	522.702	580.703	5.950	4.876
Rendimento esperado no ano	58.806	53.737	751	509
Ganho / (perda) atuariais nos ativos do plano	25.618	(83.195)	(995)	(308)
Contribuições de patrocinadoras	32.863	30.824	958	852
Contribuições de participantes	2.679	2.608	29	21
(-) Benefícios pagos pelo plano/empresa	(67.284)	(61.975)	-	-
Valor justo dos ativos no final do ano	575.384	522.702	6.693	5.950

	COSERN			
	Nº 01 - CD		Nº 02 - BD	
	2014	2013	2014	2013
Valor justo dos ativos no início do ano	1.065	747	112.208	117.530
Rendimento esperado no ano	137	72	12.783	10.297
Ganho / (perda) atuariais nos ativos do plano	213	195	-	-
Contribuições de patrocinadoras	6	4	-	-
Contribuições de participantes	(475)	47	(5.845)	(8.221)
(-) Benefícios pagos pelo plano/empresa	-	-	(6.534)	(7.398)
Valor justo dos ativos no final do ano	946	1.065	112.612	112.208

Os percentuais de alocação do valor justo dos ativos do plano ao total dos ativos, nos exercícios de 2014 e 2013 são os seguintes:

	FAELBA			
	Nº 01 - CD		Nº 02 - BD	
	2014	2013	2014	2013
Renda fixa	78,97%	76,88%	96,29%	95,51%
Renda variável	15,77%	17,69%	0,45%	1,13%
Imóveis	1,36%	3,99%	1,81%	1,84%
Empréstimos	3,90%	1,44%	1,45%	1,52%
Total	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

	CELPOS			
	Plano BD		Plano CD	
	2014	2013	2014	2013
Renda fixa	76,00%	73,00%	80,00%	76,00%
Renda variável	13,00%	15,00%	17,00%	20,00%
Imóveis	7,00%	7,00%	0,00%	0,00%
Outros	4,00%	5,00%	3,00%	4,00%
Total	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

	COSERN			
	Nº 01 - CD		Nº 02 - BD	
	2014	2013	2014	2013
Renda fixa	75,08%	72,78%	94,43%	94,23%
Renda variável	20,77%	22,63%	4,34%	4,38%
Imóveis	0,00%	0,00%	0,73%	0,77%
Outros	4,15%	4,59%	0,50%	0,62%
Total	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Principais premissas econômicas adotadas para os cálculos atuariais referentes aos exercícios de 2014 e 2013 foram:

	FAELBA					
	Nº 01 - CD		Nº 02 - BD		Plano de Saúde Pós Emprego	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	11,97%	9,20%	11,97%	9,20%	11,97%	9,20%
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano	11,97%	9,20%	11,97%	9,20%	Não aplicável	Não aplicável
Índice estimado de aumento nominal dos salários	7,10%	7,10%	7,10%	7,10%	Não aplicável	Não aplicável
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	5,50%	Não aplicável	5,50%	5,00%	Não aplicável	Não aplicável
Taxa estimada de inflação de longo prazo	5,50%	5,00%	5,50%	5,00%	5,50%	5,00%
Taxa de rotatividade esperada	0,15 / (tempo de serviço +1)	0,15 / (tempo de serviço +1)	Nula	Nula	0,15 / (tempo de serviço +1)	0,15 / (tempo de serviço +1)
Fator de capacidade	98,00%	98,00%	98,00%	98,00%	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 segregada por sexo	AT - 2000 segregada por sexo	AT - 2000 segregada por sexo
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	AT-83 masculina	Não aplicável	AT-83 masculina	AT-83 masculina	AT-83 masculina	AT-83 masculina
Tábua biométrica de entrada em invalidez	Light-média	Light-média	Light-média	Light-média	Light-média	Light-média
Probabilidade de ingresso em aposentadoria	Não aplicável	Não aplicável	100% na data da aposentadoria normal	100% na data da aposentadoria normal	56 anos, conforme experiência Coelba	56 anos, conforme experiência Coelba

	CELPOS			
	Plano BD		Plano CD	
	2014	2013	2014	2013
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	11,62%	11,72%	11,62%	11,72%
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano	11,72%	11,71%	11,72%	11,72%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	7,08%	6,58%	7,08%	6,58%
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	5,50%	5,00%	5,50%	Não aplicável
Taxa estimada de inflação de longo prazo	5,50%	5,00%	5,50%	5,00%
Taxa de rotatividade esperada	Nula	Nula	0,15 / (tempo de serviço +1)	0,15 / (tempo de serviço +1)
Fator de capacidade	98,00%	98,00%	98,00%	98,00%
Tábua biométrica de mortalidade geral	AT - 2000 segregada por sexo	AT - 2000 segregada por sexo	AT - 2000 segregada por sexo	AT - 2000 segregada por sexo
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	UP-83 masculina	UP-84 masculina	Não aplicável	Não aplicável
Tábua biométrica de entrada em invalidez	Light-fraca	50% Light-fraca	Light-fraca	50% Light-fraca
Probabilidade de ingresso em aposentadoria	50% na primeira eligibilidade à aposentadoria antecipa, 10% entre essa data e a data da aposentadoria normal	50% na primeira eligibilidade à aposentadoria antecipa, 10% entre essa data e a data da aposentadoria normal	Não aplicável	Não aplicável

	COSERN			
	Nº 01 - CD		Nº 02 - BD	
	2014	2013	2014	2013
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	11,62%	11,62%	11,62%	11,72%
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano	11,62%	11,62%	11,62%	11,72%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	7,08%	7,10%	Não aplicável	Não aplicável
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	Não aplicável	Não aplicável	5,50%	5,50%
Taxa estimada de inflação de longo prazo	5,50%	5,00%	5,50%	5,50%
Taxa de rotatividade esperada	0,15 / (tempo de serviço +1)	0,15 / (tempo de serviço +1)	Não aplicável	Não aplicável
Fator de capacidade	98,00%	98,00%	98,00%	98,00%
Tábua biométrica de mortalidade geral	AT - 2000 segregada por sexo	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	AT-83 masculina	AT-83 masculina
Tábua biométrica de entrada em invalidez	Light-média	Light-média	Não aplicável	Não aplicável

39. INFORMAÇÕES POR SEGMENTO

Os segmentos operacionais da Companhia e suas controladas são internamente organizados principalmente como entidade jurídica. A Companhia agrupou os segmentos operacionais da seguinte forma: Distribuição, Geração, Transmissão, Comercialização e Administração Central e Outros.

A Companhia analisa o desempenho dos segmentos e aloca-lhes recursos baseando-se em diversos fatores, sendo as receitas e o lucro operacional os fatores financeiros preponderantes.

	Distribuição		Geração		Transmissão		Comercialização		Administração Central e outros		Eliminações e Ajustes		Consolidado	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
RECEITA LÍQUIDA	11.743.697	9.629.249	1.101.383	1.343.608	65.594	70.275	975.112	798.248	35.291	30.294	(1.612.130)	(1.279.449)	12.308.947	10.592.225
CUSTO DO SERVIÇO	(9.286.777)	(7.108.612)	(607.691)	(896.092)	(35.154)	(39.828)	(919.357)	(777.041)	(23.191)	(21.699)	1.612.130	1.279.449	(9.260.040)	(7.563.823)
Custo com energia elétrica	(5.979.734)	(4.707.290)	(903.719)	(359.681)	-	-	(906.190)	(764.609)	-	-	1.579.938	1.250.684	(6.209.705)	(4.580.896)
Custo de operação	(2.165.715)	(1.035.149)	296.760	(529.767)	(9.774)	(8.848)	(13.167)	(12.432)	(23.191)	(21.699)	32.192	28.765	(1.882.895)	(1.579.130)
Custo de construção	(1.141.328)	(1.366.173)	(732)	(6.644)	(25.380)	(30.980)	-	-	-	-	-	-	(1.167.440)	(1.403.797)
LUCRO BRUTO	**2.456.920**	**2.520.637**	**493.692**	**447.516**	**30.440**	**30.447**	**55.755**	**21.207**	**12.100**	**8.595**	**-**	**-**	**3.048.907**	**3.028.402**
Despesas com vendas	(680.924)	(655.424)	-	-	-	(817)	(3.442)	-	-	-	-	-	(684.366)	(656.241)
Despesas gerais e administrativas	(498.607)	(540.864)	(71.497)	(38.916)	(3.070)	(1.036)	(16)	(43)	(60.205)	(77.992)	(8.003)	(2.515)	(641.398)	(661.366)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	8.299	6.839	-	-	(108)	1	842.591	923.481	(820.278)	(904.096)	30.504	26.225
(-) Provisão para desvalorização do Investimento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortização do Ágio	-	-	(1.445)	(1.164)	-	-	-	-	(118.687)	(89.676)	31.203	-	(88.929)	(90.840)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E IMPOSTOS	**1.277.389**	**1.324.349**	**429.049**	**414.275**	**27.370**	**28.594**	**52.189**	**21.165**	**675.799**	**764.408**	**(797.078)**	**(906.610)**	**1.664.718**	**1.646.180**
Receita financeira	1.030.296	697.787	50.657	35.735	3.901	2.878	6.140	3.827	129.667	148.222	-	-	1.220.661	888.449
Despesa financeira	(1.669.975)	(1.006.815)	(119.237)	(109.134)	(2.879)	(2.065)	(17.256)	(1.125)	(111.863)	(23.392)	188	(2.567)	(1.921.022)	(1.145.098)
RESULTADO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE LUCRO	**637.710**	**1.015.321**	**360.469**	**340.876**	**28.392**	**29.407**	**41.073**	**23.867**	**693.603**	**889.238**	**(796.890)**	**(909.177)**	**964.357**	**1.389.531**
Imposto de renda e contribuição social	(118.279)	(173.748)	(104.663)	(88.346)	(2.716)	(2.168)	(14.559)	(7.918)	(42.432)	(143)	-	-	(187.471)	(272.323)
Corrente	(150.465)	(173.542)	(114.761)	(79.098)	(2.716)	(2.168)	(15.780)	(8.361)	(21.313)	(2.100)	-	-	(305.035)	(265.269)
Diferido	62.643	(107.252)	12.260	(6.255)	-	-	1.221	443	(21.119)	1.957	-	-	55.005	(111.107)
Imposto de renda - SUDENE	106.977	149.713	-	(5)	-	-	-	-	-	-	-	-	106.977	149.708
Amortização ágio e reversão PMIPL	(42.256)	(42.667)	(2.162)	(2.988)	-	-	-	-	-	-	-	-	(44.418)	(45.655)
LUCRO ANTES DA PARTICIPAÇÃO DOS NÃO CONTROLADORES	**519.431**	**841.573**	**255.806**	**252.530**	**25.676**	**27.239**	**26.514**	**15.949**	**651.171**	**889.095**	**(796.890)**	**(909.177)**	**776.886**	**1.117.208**
Atribuível aos acionistas controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(120.206)	(197.065)	(120.206)	(197.065)
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO POR SEGMENTO	**519.431**	**841.573**	**255.806**	**252.530**	**25.676**	**27.239**	**26.514**	**15.949**	**651.171**	**889.095**	**(917.096)**	**(1.106.242)**	**656.680**	**920.143**

A seguir, seguem as informações de Ativo e Passivo por segmento:

	Distribuição		Geração		Transmissão		Comercialização		Administração Central e Outros		Eliminações		Consolidado	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
ATIVO														
CIRCULANTE														
Caixa e equivalentes de caixa	78.457	64.656	10.367	27.129	77	35	93	62	2.441	482	-	-	91.435	92.364
Contas a receber de clientes e outros	2.130.700	1.672.281	195.481	215.791	5.606	4.188	105.364	95.612	4.088	4.764	(162.008)	(173.256)	2.279.231	1.819.380
Títulos e Valores Mobiliários	231.047	960.736	549.197	735.432	30.209	30.452	37.989	32.848	221.273	156.467	(3.337)	(2.269)	1.066.378	1.913.666
Instrumentos financeiros derivativos	73.013	49.908	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	73.013	49.908
Impostos e Contribuições a recuperar	321.291	348.009	43.450	45.558	6.943	7.086	18.445	24.637	127.181	128.474	-	-	517.310	553.764
Estoques	28.246	22.075	1.206	1.222	214	214	-	19	5	5	-	-	29.671	23.535
Recursos CDE	-	17.424	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.424
Despesas pagas antecipadamente	25.193	26.627	9.218	9.726	233	388	268	17	40	27	-	-	34.952	36.785
Entidade de Previdência Privada	927	6.401	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	927	6.401
Serviços em curso	37.514	50.812	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	37.514	50.812
Ativos financeiros setoriais	608.280	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	608.280	-
Concessão do Serviço Público (Ativo Financeiro)	-	-	-	-	37.135	34.320	-	-	-	-	-	-	37.135	34.320
Outros ativos circulantes	75.176	72.151	6.847	11.200	21	21	160	706	4.345	14.139	-	-	86.549	98.217
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativos classificados como mantidos para venda	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
											-	-	-	-
TOTAL DO CIRCULANTE	**3.609.844**	**3.291.080**	**815.766**	**1.046.058**	**80.438**	**76.704**	**162.319**	**153.901**	**359.373**	**304.358**	**(165.345)**	**(175.525)**	**4.862.395**	**4.696.576**
NÃO CIRCULANTE														
Contas a receber de clientes e outros	323.888	416.451	-	-	-	-	-	-	2.843	-	-	-	326.731	416.451
Títulos e Valores Mobiliários	4.853	6.604	5.139	5.249	744	242	489	249	2.475	886	(13.566)	(12.198)	134	1.032
Instrumentos financeiros derivativos	196.174	158.946	43.005	16.682	-	-	-	-	18.815	-	-	-	257.994	175.628
Impostos e Contribuições a recuperar	96.040	102.469	1.497	2.159	28	30	-	77	-	14	-	-	97.565	104.749
Partes Relacionadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	0
Dividendos a receber	-	-	1.805	5.851	-	-	1.260	1.437	236.254	185.418	(235.201)	(183.354)	4.118	9.352
Juros sobre capital próprio a receber	-	-	3.053	-	-	-	-	-	317.582	158.482	(320.635)	(158.482)	-	-
Impostos e contribuições sociais diferidos	728.043	713.654	63.380	12.466	-	-	6.189	4.968	4.777	29.687	-	-	802.389	760.775
Benefício fiscal - ágio incorporado da controladora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fundos vinculados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depositos Judicias	362.080	273.480	30.409	37.490	96	28	5.393	-	36.159	121.731	-	-	434.137	432.729
Despesas pagas antecipadamente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Entidade de Previdência Privada	17.039	20.075	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.039	20.075
Ativos financeiros setoriais	218.748	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	218.748	-
Concessão do Serviço Público (Ativo Financeiro)	2.997.001	2.288.240	5.228	8.089	193.287	111.666	-	-	-	-	-	-	3.195.516	2.407.995
Outros ativos não circulantes	6.956	7.505	7.808	8.825	-	-	-	311	42.471	189.485	(15.938)	(15.170)	41.297	190.956
Investimentos	11.138	12.513	854.052	562.222	101	101	59.990	6.485	9.418.719	9.049.633	(8.858.921)	(8.208.109)	1.485.078	1.422.845
Investimentos em coligadas e controladas	-	-	851.791	559.629	-	-	59.553	6.001	9.418.719	9.049.633	(8.858.921)	(8.208.109)	1.471.141	1.407.154
Outros Investimentos	11.138	12.513	2.261	2.593	101	101	437	484	-	-	-	-	13.937	15.691
Imobilizado	-	-	3.636.484	2.820.117	-	5.291	1.607	1.307	32.693	31.695	29.274	44.412	3.700.058	2.902.822
Intangível	6.323.397	6.268.592	46.696	49.133	13	-	2.098	2.035	1.063	733	841.396	931.724	7.214.663	7.252.217
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	**11.285.357**	**10.268.529**	**4.698.556**	**3.528.283**	**194.269**	**117.358**	**77.026**	**16.869**	**10.113.851**	**9.767.764**	**(8.573.591)**	**(7.601.177)**	**17.795.467**	**16.097.626**
TOTAL DO ATIVO	**14.895.201**	**13.559.609**	**5.514.322**	**4.574.341**	**274.707**	**194.062**	**239.345**	**170.770**	**10.473.224**	**10.072.122**	**(8.738.937)**	**(7.776.702)**	**22.657.862**	**20.794.202**
PASSIVO														
CIRCULANTE														
Fornecedores	1.340.253	957.020	439.738	125.297	3.779	3.211	80.187	65.128	5.306	4.075	(162.008)	(173.256)	1.707.255	981.475
Empréstimos e financiamentos	650.179	509.938	323.555	53.749	9.371	5.481	-	-	2.354	1.002	-	-	985.459	570.170
Debêntures	152.169	129.995	137.047	122.426	-	-	-	-	-	-	(3.337)	(2.269)	285.879	250.152
Instrumentos financeiros derivativos	5.219	81.633	-	-	-	-	-	-	15.383	-	-	-	20.602	81.633
Salários e encargos a pagar	99.275	85.854	7.718	4.782	-	-	1.348	1.254	5.115	1.943	-	-	113.456	93.833
Taxas regulamentares	36.429	57.974	5.182	4.877	312	161	-	-	-	-	-	-	41.923	63.012
Impostos e Contribuições a recolher	376.493	300.183	73.543	94.948	2.037	1.006	23.508	14.201	50.355	20.369	-	-	525.936	430.707
Dividendos e Juros sobre capital proprio	349.483	156.602	178.769	138.937	13.674	5.548	44.744	63.371	36.799	33.048	(555.836)	(341.836)	67.633	55.670
Provisões	49.364	55.616	-	75.728	-	-	-	-	-	492	-	-	49.364	131.836
Entidade de Previdência Privada	30.991	16.331	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30.991	16.331
Partes Relacionadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Passivos financeiros setoriais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Concessão do Serviço Público (Uso do Bem Público)	-	-	3.350	3.105	-	-	-	-	-	-	-	-	3.350	3.105
Outros passivos circulantes	345.724	515.448	4.592	273.917	293	388	2	31	3.150	2.208	-	(4.131)	353.761	787.861
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Passivos diretamente associados a ativos mantidos para venda	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
											-	-	-	-
TOTAL DO CIRCULANTE	**3.435.579**	**2.866.594**	**1.173.494**	**897.766**	**29.466**	**15.795**	**149.789**	**143.985**	**118.462**	**63.137**	**(721.181)**	**(521.492)**	**4.185.609**	**3.465.785**
NÃO CIRCULANTE														
Fornecedores	86.640	101.526	150	150	-	-	-	-	1.789	-	-	-	88.579	101.676
Empréstimos e financiamentos	4.876.920	4.422.789	855.352	607.013	48.678	37.085	-	-	332.318	3.940	-	-	6.113.268	5.070.827
Debêntures	215.680	359.611	969.841	1.086.717	-	-	-	-	-	-	(13.566)	(12.198)	1.171.955	1.434.130
Instrumentos financeiros derivativos	17.498	4.172	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.498	4.172
Taxas regulamentares	44.601	26.443	8.653	6.468	102	76	-	-	-	-	-	-	53.356	32.987
Impostos e Contribuições a recolher	4.316	15.860	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.316	15.860
Impostos e contribuições sociais diferidos	-	-	-	13.518	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13.518
Provisões	292.310	250.624	72.722	1.973	31	-	2	1	20.498	99.176	-	-	385.563	351.774
Entidade de Previdência Privada	633.148	499.463	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	633.148	499.463
Recursos destinados a aumento de capital	-	2.402	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.402)	-	-
Passivos financeiros setoriais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Concessão do Serviço Público (Uso do Bem Público)	-	-	23.388	22.531	-	-	-	-	-	-	-	-	23.388	22.531
Outros passivos não circulantes	55.877	43.701	6.109	6.252	52	83	1.239	1.237	574	33	(15.940)	(7.440)	47.911	43.867
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	**6.226.990**	**5.726.591**	**1.936.215**	**1.744.622**	**48.863**	**37.244**	**1.241**	**1.238**	**355.179**	**103.149**	**(29.506)**	**(22.040)**	**8.538.982**	**7.590.805**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO														
Capital Social	1.312.124	1.312.124	1.923.673	1.328.706	174.121	120.460	72.791	18.877	5.609.060	5.203.376	(4.352.744)	(3.244.518)	4.739.025	4.739.025
Reservas de Capital	1.522.896	1.522.896	162.105	185.557	-	-	-	-	2.288	2.288	(1.685.001)	(1.708.453)	2.288	2.288
Reservas de Lucro	2.359.627	1.923.218	225.467	304.662	6.830	5.540	4.843	3.517	4.951.290	4.604.799	(2.607.443)	(2.246.959)	4.940.614	4.594.777
Outros resultados abrangentes	(47.316)	46.524	-	-	-	-	(8.210)	(8.210)	(33.859)	48.486	55.526	(38.314)	(33.859)	48.486
Proposta de Distribuição de dividendos adicional	85.301	173.659	94.248	114.158	15.535	15.022	18.891	11.363	188.931	80.147	(235.001)	(322.651)	167.905	71.698
Lucro/Prejuízo acumulado	-	(11.998)	(880)	(1.130)	(108)	1	-	-	(60.585)	(33.260)	61.573	46.387	-	0
Reserva de transação com os sócios	-	-	-	-	-	-	-	-	(657.542)	-	-	(400.290)	(657.542)	(400.290)
Atribuivel a participação dos acionistas não controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	774.840	681.628	774.840	681.628
TOTAL DO PATRIMONIO LÍQUIDO	**5.232.632**	**4.966.423**	**2.404.613**	**1.931.953**	**196.378**	**141.023**	**88.315**	**25.547**	**9.999.583**	**9.905.836**	**(7.988.250)**	**(7.233.170)**	**9.933.271**	**9.737.612**
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	**14.895.201**	**13.559.608**	**5.514.322**	**4.574.341**	**274.707**	**194.062**	**239.345**	**170.770**	**10.473.224**	**10.072.122**	**(8.738.937)**	**(7.776.702)**	**22.657.862**	**20.794.202**

40. QUESTÕES AMBIENTAIS (Não auditado)

A Companhia e suas controladas pautam suas condutas pela preservação 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 2014, 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, por meio de cursos de qualificação para profissionais que praticam a poda em árvores. O curso possui foco em técnicas de corte, uso de ferramental adequado e a manutenção dos mesmos, como operar a motosserra e motopoda, questões de segurança dos equipamentos e do trabalhador, planejamento da arborização urbana, incentivo ao plantio de espécies adequadas e legislação ambiental.

Rede Compacta / Linha Verde - Utilização de cabos elétricos protegidos evitando acidentes por contato com árvores, reduzindo a necessidade de poda da arborização e melhorando o desempenho do sistema elétrico.

Projeto de Meliponicultura em uma Unidade de Conservação – Coelba firmou 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 Itamboatá, região remanescente da Mata Atlântica, dentro dos limites da Área de Proteção Ambiental (APA) Joanes Ipitanga. Em 2014, o projeto realizou cursos de capacitação em meliponicultura; oficinas de educação ambiental com alunos das escolas municipais; distribuição de 1.500 mudas de plantas polinizadas pelas abelhas, com o objetivo de enriquecer a pastagem das colônias; e incorporação de 90 colônias ao processo produtivo da meliponicultura na região. 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 – ENGEPACK.

Projeto de Arborização Urbana – Coelba firmou em janeiro de 2013 com o Instituto Marí, para elaborar e implantar um Projeto Piloto de Arborização Urbana no município de Juazeiro. Em 2014, foi iniciado a produção das mudas nativas do bioma Caatinga no viveiro construído na área verde da Coelba de Juazeiro e o diagnóstico da arborização do bairro Cajueiro, o qual será contemplado pelo projeto. Esta parceria atende o cumprimento do condicionante ambiental da linha de distribuição de 69 kV Juazeiro II/Salitre III.

Gestão Sustentável de Resíduos – Diversas 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.

O Grupo realiza ainda outros 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 aos seus compromissos com o meio ambiente.

	Ativo		Resultado	
	2014	2013	2014	2013
Recursos Aplicados	254.036	278.782	32.478	29.430

41. SEGUROS (Não auditado)

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:

	Consolidado		
Riscos	Data da vigência	Importância	Prêmio (R$)
Riscos Nomeados - Subestações e Usinas	08/10/2014 a 08/10/2015	10.409.002	229.026
Riscos Nomeados - Imóveis próprios e locados	08/10/2014 a 08/10/2015	199.962	359
Responsabilidade Civil Geral - Operações	08/10/2014 a 08/10/2015	939.912	1.658
Transporte Nacional	08/10/2014 a 08/10/2015	10.000	1.250
Veículos	08/10/2014 a 08/10/2015	Tabela FIPE	99
Multirisco Almoxarifado	08/10/2014 a 08/10/2015	74.929	53.719

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 conseqüência das operações comerciais das Companhias. O Limite Máximo de Indenização – LMI contratado para a Apólice de Responsabilidade Civil Geral das Companhias varia conforme as companhias entre o intervalo de R$ 3.000 até 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.

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.

42. REAJUSTE TARIFÁRIO DISTRIBUIDORAS

Reajuste Tarifário Anual – IRT 2014

A ANEEL, através das Resoluções Homologatórias nº 1.714, nº 1.723 e nº 1.713 homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Coelba, Celpe e Cosern respectivamente, conforme descrito abaixo:

	Coelba	Celpe	Cosern
Resolução Homologatória Nº	1.714	1.723	1.713
Data da Resolução Homologatória	15 de abril de 2014	28 de abril de 2014	15 de abril de 2014
Data da publicação no Diário Oficial	17 de abril de 2014	29 de abril de 2014	17 de abril de 2014

Os valores homogados no Reajuste Tarifário Anual foram de:

	Coelba	Celpe	Cosern
Componente econômico	10,76%	14,05%	9,15%
Componente financeiro	4,10%	1,94%	3,06%
Reajuste Tarifário Anual	**14,86%**	**15,99%**	**12,21%**

Considerando como referência os valores praticados atualmente, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores da concessionária está descrito na tabela a seguir:

	Coelba	Celpe	Cosern
AT - Alta tensão (> 2,3 kV)	16,40%	17,86%	15,78%
BT - Baixa tensão (< 2,3 kV)	15,00%	17,69%	11,40%
Efeito tarifário médio	**15,35%**	**17,75%**	**12,75%**

O período de vigência dos reajustes está detalhado abaixo:

	Coelba	Celpe	Cosern
Início de vigência	22 de abril de 2014	29 de abril de 2014	22 de abril de 2014
Fim de vigência	21 de abril de 2015	28 de abril de 2015	21 de abril de 2015

43. EVENTOS SUBSEQUENTES

a) Bandeiras tarifárias

A partir de janeiro de 2015, conforme estabelecido na Resolução Normativa ANEEL nº 547/2013, as contas de energia estão sendo faturadas de acordo com o Sistema de Bandeiras Tarifárias.

Atualmente temos quatro faixas de bandeiras: vermelha – patamar 2, vermelha – patamar 1, amarela e verde.

Em 2015, vigorou a bandeira vermelha – patamar 1 nos meses de janeiro e fevereiro e patamar 2 a partir de março. Já em 2016, foi aplicada bandeira vermelha – patamar 2 em janeiro, vermelha –

patamar 1 em fevereiro, amarela em março, verde de abril a outubro, amarela em novembro e verde em dezembro. Em 2017, nos meses de janeiro e fevereiro vigorou a bandeira verde, em março a bandeira amarela, abril e maio bandeira vermelha e junho bandeira verde.

Os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias são revertidos à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias ("CCRBT") administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE") e são repassados aos agentes de distribuição considerando a diferença entre os valores realizados incorridos e a cobertura tarifária vigente. Mensalmente é apurado o valor adicional faturado das bandeiras tarifárias, o valor da exposição incorrida pelas distribuidoras e fixado o valor líquido a ser repassado pela distribuidora à CONTA-CRBT ou a ser recebido pela mesma. Para os exercícios de 2015 e 2016 e até junho/2017, as distribuidoras do Grupo reconheceram o montante de R$ 1.442.278, R$ 330.2581 e R$ 203.213, respectivamente de bandeira tarifária, tendo sido R$ 94.965 (2015), R$ 41.047 (2016) e R$ 101.616 (até junho/2017) repassados para a conta CCRBT.

b) Compra participação adicional Coelba e Cosern

Em 27 de fevereiro de 2015, a Neoenergia adquiriu da Iberdrola Energia S.A.U., a participação de 8,50% das ações da Coelba e 7,01% da Cosern pelas respectivas contraprestações de R$ 532.101 e R$ 107.049 atualizados por uma taxa anual de 12,19%, com pagamento em parcela única cujo vencimento será em 26 de fevereiro de 2018. Dessa forma a Neoenergia passou a deter 96,34% do capital social da Coelba e 91,48% da Cosern, gerando um ajuste no patrimônio liquido do consolidado decorrente de transação com sócios no montante de R$ 332.722.

c) Repactuação do Risco Hidrológico

Em 08 de dezembro de 2015 e 11 de dezembro de 2015, respectivamente, foram publicadas a Lei nº 13.203 e a Resolução Normativa nº 684, que estabelecem as condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica por agentes participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, com o objetivo de buscar uma solução para condições hidrológicas adversas.

A referida Lei prevê que o risco hidrológico suportado pelos agentes de geração de energia elétrica participantes do MRE poderá ser repactuado pelos geradores, desde que haja anuência da ANEEL, com efeitos retroativos a partir de 1º de janeiro de 2015, mediante contrapartida desses agentes. Para fins dessa anuência e em função do disposto na Lei, a ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015, estabeleceu os critérios e as demais condições para a repactuação. Com base na Lei e na Resolução, os agentes de geração elegíveis e que observarem os critérios e condições definidos na Resolução, efetuaram a repactuação que dependeria da decisão da Administração das empresas, cabendo a ANEEL a conferência dos dados e homologação dos valores.

Em 11 de janeiro de 2016, a ANEEL publicou o Despacho nº 35, que anuiu a repactuação do risco hidrológico.

Em 19 de janeiro de 2016 as controladas Itapebi, Geração CIII, Rio PCH I, Goiás Sul, Baguari e Afluente G assinaram o Termo de Repactuação do Risco Hidrológico nº 32/2016, com as seguintes vigências e produtos:

Empresa	Usina	Produto	Vigência
Itapebi	Itapebi	SP 100	31/08/2035
Geração CIII	Corumbá III	SP 90	14/02/2037
Rio PCH I	Pirapetinga	SP 90	09/03/2033
Rio PCH I	Pedra do Garrafão	SP 90	19/03/2033
Goiás Sul	Goiandira	SP 90	16/04/2033
Goiás Sul	Nova Aurora	SP 90	25/06/2034
Afluente G	Alto Fêmeas	SP 90	19/10/2027

Nesta mesma data as controladas protocolaram na ANEEL o referido Termo de Repactuação, por meio digital, e em 25 de janeiro de 2016, por meio físico.

d) Captações de debêntures

Em 14 de janeiro de 2016 o Conselho de Administração da Companhia aprovou a captação de R$ 400 milhões através da 3ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, cujo prazo de vencimento é 26/01/2021, com remuneração correspondente a 124,4% do CDI.

Em 31 de janeiro de 2017, a controlada Celpe assinou a escritura da sua 7ª emissão de debêntures, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, com garantia adicional fidejussória, para distribuição pública, com esforços restritos com as seguintes características:

Primeira série: (i) volume de até R$ 590.000; (ii) taxa de 121% do CDI; (III) prazo de 5 anos a contar da data de emissão; (iv) amortização de principal no vencimento e (v) juros semestrais.

Segunda série: (i) volume de até R$ 90.000; (ii) taxa de IPCA 22 + 0,80% a.a.; (iii) prazo de 5 anos a contar da data de emissão; (iv) amortização de principal no vencimento e (v) juros anuais.
Em 09 de fevereiro de 2017, a controlada Celpe liquidou a primeira série da sua 7º emissão de debêntures no volume de R$ 300.000 e demais características conforme descritas acima.

e) Resgate antecipado de notas comerciais

Em 10 de fevereiro de 2017, a controlada Celpe realizou resgate antecipado da totalidade das suas notas comerciais da primeira emissão no valor de R$ 102.214, nos temos do disposto nas cártulas de emissão.

f) Captações em moeda estrangeira

Em 09 de fevereiro de 2017, a controlada Celpe realizou rolagem de dívida já existente em moeda estrangeira no valor de USD 23.697, equivalentes a R$ 74.064, com custo de 3,48% a.a., com swap de moeda (USD/R$) e de juros para 135% do CDI. O contrato será amortizado em parcela única no vencimento, em agosto de 2017.

Em 09 de fevereiro de 2017, a controlada Celpe realizou a captação em moeda estrangeira no valor de USD 16.026, equivalentes a R$ 50.000, com custo de 2,01% a.a., com swap de moeda (USD/R$) e de

juros para 121,95% do CDI. O contrato será amortizado em parcela única no vencimento, em agosto de 2017.

Em 09 de fevereiro de 2017, a controlada Termopernambuco realizou rolagem de dívida já existente em moeda estrangeira no valor de USD 13.017, equivalentes a R$ 41.823, com custo de 4,35% a.a., com swap de moeda (USD/R$) e de juros para 127,5% do CDI. O contrato será amortizado em parcela única no vencimento, em dezembro de 2019 e possui pagamento de juros semestrais.

g) Aumento de capital

Em 22 de fevereiro de 2017, a Reunião do Conselho de Administração da controlada Coelba aprovou o aumento do capital social no montante de R$ 340.429, dentro do limite do capital social autorizado, para eliminação do excesso de reservas de lucro em relação ao capital social em atendimento ao artigo 199 da Lei das Sociedades Anônimas.

h) Alienação de ativos

Em 24 de janeiro de 2017 a ANEEL, conforme resolução autorizativa nº 6.170, aprovou a transferência de controle societário das empresas controladas pela Neoenergia S.A. (i) Afluente Geração de Energia Eletrica S.A.; (ii) Bahia PCH I S.A.; (iii) Goiás Sul S.A.; (iv) Rio PCH I S.A.; e (v) EnergyWorks do Brasil Ltda., e indireto da Capuava Energy Ltda. para a Contour Global do Brasil Participações Ltda., sendo o prazo para implementação dessa operação estabelecido em 120 (cento e vinte) dias, a contar da data de publicação dessa resolução.

Em 15 de fevereiro de 2017 o BNDES autorizou, no âmbito dos Contratos de Financiamento Mediante Abertura de Crédito e seus respectivos Aditivos, a alienação, pela Neoenergia S.A., do controle acionário direto das empresas (i) Bahia PCH I S.A.; (ii) Goiás Sul S.A. e (iii) Rio PCH I S.A. para a Contour Global do Brasil Participações Ltda..

i) Quarto ciclo da revisão tarifária – Celpe

A Resolução ANEEL nº 2.226, de 25 de abril de 2017 homologou o resultado do Quarto Ciclo de Revisão Tarifária da controlada Celpe, realizada de quatro em quatro anos com o objetivo de manter o equilíbrio econômico-financeiro da empresa.

Conforme modelo regulatório vigente, o resultado do 4º Ciclo de Revisão Tarifária contemplou as novas metodologias aprovadas pela ANEEL: elevação do Custo de Capital – WACC (Weighted Average Capital Cost ou Custo Médio Ponderado de Capital) líquido de impostos de 7,50% (no 3º Ciclo de Revisões Tarifárias) para 8,09%, o que representou um ajuste na remuneração do capital; Custos Operacionais; Perdas Técnicas e Não Técnicas de Energia; Fator X (índice que transfere parte dos ganhos de eficiência das distribuidoras com os consumidores); Outras Receitas e Receitas Irrecuperáveis, desta forma, a Revisão Tarifária resultou em uma elevação média nas tarifas de 7,62%, estabelecida pela recomposição dos custos não gerenciáveis (Parcela A) e pela revisão dos custos gerenciáveis (Parcela B).

j) Descrição da transação de incorporação da Elektro Holding S.A.

Em 24 de agosto de 2017 em Assembleia Geral Extraordinária, foi aprovada a incorporação da Elektro Holding S.A. (“Elektro”) pela Neoenergia S.A. (“Companhia”), conforme divulgado ao mercado em Fato Relevante datado de 8 de junho de 2017, tendo em vista a satisfação da integralidade das condições suspensivas previstas no Protocolo e Justificação de Incorporação da Elektro Holding S.A. (“Protocolo de Incorporação), celebrado em 7 de junho de 2017.

A Elektro Holding S.A. é uma sociedade por ações de capital fechado, com sede na cidade de Campinas, Estado de São Paulo, cujo objeto consiste na participação em outras sociedades dedicadas à distribuição, geração e comercialização de energia elétrica, bem como à prestação de serviços às empresas controladas.

Em 19 de julho de 2017, a transação foi aprovada pelo Conselho Administrativo de Defesa Pública - CADE, em 1 de agosto de 2017 foi obtida a autorização da ANEEL e em 17 de agosto de 2017, foi obtida a anuência dos credores.

Esta incorporação está sendo efetivada via emissões de novas ações da Companhia aos acionistas da Elektro, combinando os respectivos ativos. Como consequência, a Companhia passa a controlar todas as subsidiárias da Elektro: Elektro Redes S.A., distribuidora de energia, Enerbrasil Energias Renováveis do Brasil S.A. (Enerbrasil), Elektro Renováveis do Brasil S.A. (Elektro Renováveis), as duas últimas produtoras de energia eólica, Elektro Comercializadora de Energia Ltda. (EKCE) e Elektro Operação e Manutenção Ltda. (Elektro O&M), consistindo em uma combinação de negócios de acordo com o CPC 15 (R1) - Combinação de Negócios. Em decorrência da conclusão da operação, houve a extinção da Elektro Holding S.A, cujo acervo líquido foi incorporado pela Neoenergia.

Foi aprovada também a relação de substituição das ações de emissão da Elektro por ações de emissão da Companhia (“Relação de Substituição”) fixada em 1:0,4385271074, ou seja, para cada 1 (uma) ação de emissão da Elektro foi atribuída fração de ação de emissão da Companhia correspondente a 0,4385271074, conforme previsto no Protocolo de Incorporação. Tendo em vista a Relação de Substituição, a Incorporação resultou na emissão de 1.654.124.249 (um bilhão, seiscentos e cinquenta e quatro milhões, cento e vinte e quatro mil, duzentas e quarenta e nove) novas ações ordinárias, nominativas, escriturais, e sem valor nominal da Companhia em substituição às 3.772.000.000 (três bilhões, setecentos e setenta e dois milhões) de ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal de emissão da Elektro. Dessa forma, não ocorreu desembolso de caixa para esta incorporação. Os impactos dos efeitos não caixa estão demonstrados como informações complementares da DFC.

Como consequência desta operação:

(i) o capital da Companhia foi aumentado em R$ 4.595.577 e as reservas de capital aumentadas em R$ 98.423;
(ii) do capital social da Companhia, a Iberdrola Energia é titular de 52,45%, PREVI de 38,21% e o BB-BI 9,34%, com isso a Iberdrola passa a ser o acionista controlador da Companhia.

k) Grupamento de ações

A Companhia aprovou em Assembleia Geral Extraordinária, no dia 26 de outubro de 2017, o grupamento das ações ordinárias de emissão da Companhia, na proporção de 7,504760443 ações ordinárias para 01 ação ordinária, sem qualquer alteração no valor do capital social da Companhia. Assim, a quantidade de ações passou de 7.504.760.443 (sete bilhões, quinhentos e quatro milhões, e setecentos e sessenta mil e quatrocentos e quarenta e três) para 1.000.000.000 (um bilhão), todas as ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal.

O grupamento altera única e exclusivamente o número de ações de emissão da Companhia, em conformidade com o disposto no artigo 12 da Lei nº 6.404/76, não resultando na modificação do valor total do capital social ou dos direitos conferidos pelas ações de emissão da Companhia a seus titulares. O grupamento será efetivado de modo a não alterar a participação proporcional dos acionistas no capital social da Companhia e não afetará os direitos e vantagens, patrimoniais ou políticos, das ações de emissão da Companhia.

A composição do capital social realizado por classe de ações (sem valor nominal) em 31 de dezembro de 2014 e 31 de dezembro de 2013 e principais acionistas, após o efeito do grupamento de ações, é a seguinte:

31/12/2014

	Lote de mil ações		
	Ações ordinárias		
Acionistas	**Única**	**%**	**R$**
Iberdrola Energia S A.	304.040	39,00%	1.848.220
Previ-Caixa de Prev. dos Func. do Banco do Brasil	173.409	22,24%	1.054.133
BB - Banco de Investimentos S A.	93.451	11,99%	568.076
Fundo Mútuo Inv. em ações Cart. Liv - BB Carteira Livre I	208.690	26,77%	1.268.596
Total	**779.590**	**100,00%**	**4.739.025**

Neoenergia S.A.

Demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2014 e
relatório dos auditores independentes

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Aos Administradores e Acionistas
Neoenergia S.A.

Examinamos as demonstrações financeiras individuais da Neoenergia S.A. (a "Companhia" ou "Controladora") que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2014 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as demonstrações financeiras consolidadas da Neoenergia S.A. e suas controladas ("Consolidado") que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2014 e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como o resumo das principais políticas contábeis e as demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações financeiras

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou por erro.

Responsabilidade dos auditores independentes

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

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e das divulgações apresentados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou por erro.

Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui também a avaliação da adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

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

Opinião

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Neoenergia S.A. e da Neoenergia S.A. e suas controladas em 31 de dezembro de 2014, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa, bem como o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

Ênfases

Riscos relacionados a conformidade com leis e regulamentos

Conforme mencionado na Nota 17 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Companhia tem investimento na Norte Energia S.A. ("a Investida"), avaliado pelo método de equivalência patrimonial. Encontram-se em andamento investigações e certas medidas legais conduzidas pelo Ministério Público Federal que envolvem outros acionistas da Investida e determinados executivos desses acionistas. No momento, não há como determinar se os resultados das referidas investigações e seus respectivos desdobramentos, podem, eventualmente, trazer consequências futuras além dos efeitos mencionados na Nota 17. As demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia não incluem quaisquer outros efeitos que possam advir desse assunto. Nossa opinião não está modificada em relação a esse tema.

Reapresentação das demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2014

Conforme mencionado na Nota 4 às demonstrações financeiras, visando aprimoramento da apresentação de suas demonstrações financeiras, a administração da Companhia refletiu correções de erro e mudanças de práticas contábeis em suas demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2014, bem como reapresentação do lucro por ações em decorrência do grupamento de ações divulgado na Nota 29. Desta forma, as demonstrações financeiras acima mencionadas estão sendo reemitidas e, portanto, este relatório de auditoria substitui os anteriormente emitidos em 12 de fevereiro de 2015 e 25 de julho de 2017. Nossa opinião é sem qualquer modificação, uma vez que as demonstrações financeiras e seus valores correspondentes ao período anterior foram ajustados de forma retrospectiva.

Outros assuntos

Informação suplementar -
Demonstrações do valor adicionado

Examinamos também as Demonstrações do Valor Adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014, preparadas sob a responsabilidade da administração da Companhia, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas, e como informação suplementar pelas IFRS que não requerem a apresentação da DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 27 de novembro de 2017

PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes
CRC 2SP000160/O-5 "F" RJ

Guilherme Naves Valle
Contador CRC 1MG070614/O-5 "S" RJ

Membros da Administração

Conselho de Administração

José Ignacio Sánches Galán
Presidente

Titulares

José Sainz Armada
Juan Carlos Rebollo Liceaga
Mario José Ruiz-Tagle Larrain
Pedro Azagra Blazquez
Santiago Matias Martinez Garrido
Marcus Moreira de Almeida
Marcio Luiz Moral
Márcio Hamilton Ferreira
Fábio Kanczuc

Suplentes

Asis Canales Abaitua
Ignacio Cuenca Arambarri
Francisco Javier Hernando Isla
Baldomero Navalon Burgos
Isabel Patricia Sanchez Herrero
Justo Garzón Ortega
Ives Cezar Fulber
Aires Hypolito
Alexandre Tujisoki
Aguinaldo Barbieri

Conselho Fiscal

Francesco Gaudio
Presidente

Titulares

Camilo Buzzi
Glaucia Janice Nietsche
Maria das Graças Conceição Machado Costa
João Guilherme Lamenza

Suplentes

Wagner dos Reis
Rodolfo Fernandes Rocha
Eduardo Valdés Sanchez
Vera Lucia de Almeida Pereira Elias
José Antonio Lamenza

Diretoria Executiva

Mario José Ruiz-Tagle Larrain
Diretor-Presidente

Solange Maria Pinto Ribeiro
Diretora Presidente Adjunta

Eduardo Capelastegui Saiz
Diretor de Controladoria

Alejandro Roman Arroyo
Diretor Executivo de Geração

Fernando Arronte Villegas
Diretor Executivo de Distribuição

Laura Cristina da Fonseca Porto
Diretora Executiva de Renováveis

Sandro Kohler Marcondes
Diretor Executivo de Finanças

Lara Cristina Ribeiro Piau Marques
Diretora Executiva Jurídica

Simone Aparecida Borsatto
Diretora Executiva de Desenvolvimento

Rogério Aschermann Martins
Diretor Executivo de Recursos

Contadora

Michelle de Frias Braz
CRC RJ – Nº 114819/O-2

MANIFESTAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração **da Neoenergia S.A.,** tendo examinado, em reunião nesta data, as Demonstrações Financeiras reapresentadas relativas aos Exercícios Sociais findos em 31 de dezembro de 2014, 2015 e 2016 (em conjunto Demonstrações Financeiras), compreendendo o relatório da administração, o balanço patrimonial, as demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa, e do valor adicionado, complementadas por notas explicativas e, bem como a proposta de destinação de lucro, ante os esclarecimentos prestados pela Diretoria e pela contadora da Companhia e considerando, ainda, o relatório dos auditores independentes, PwC em relação às Demonstrações Financeiras reapresentadas do exercício 2014 e EY em relação às Demonstrações Financeiras reapres
entadas dos exercícios 2015 e 2016 e do parecer do Conselho Fiscal, aprovou os referidos documentos e propõe sua aprovação pela Assembleia Geral Extraordinária da Companhia.

Rio de Janeiro, 25 de julho de 2017.

Marcus Moreira de Almeida– Presidente

Carlos Hamilton Vasconcelos Araújo

Antônio Espinosa

Francisco Isla

Márcio Hamilton Ferreira

Márcio Luiz Moral

Marco Antônio Mastroeni

Mário José Ruiz-Tagle Larrain

Santiago Martinez

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

O Diretor Presidente e os demais Diretores da NEOENERGIA S.A., sociedade por ações, de capital a berto, com sede na Praia do Flamengo, 78 – 4º Andar, Flamengo, Rio de Janeiro/RJ, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 01.083.200/0001-18, para fins do disposto nos incisos V e VI do artigo 25 da Instrução CVM nº 480, de 07.12.2009, declaram que reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no relatório dos Auditores Independentes, relativamente à reapresentação das demonstrações financeiras da Neoenergia, do exercício social findo em 31 de dezembro de 2014, 2015 e 2016 compreendendo: balanço patrimonial, demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa e do valor adicionado, complementadas por notas explicativas.

Rio de Janeiro, 27 de novembro de 2017.

Mário José Ruiz-Tagle Larrain
Diretor Presidente

Solange Ribeiro
Diretora Presidente Adjunta

Alejandro Román
Diretor Executivo de Geração

Eduardo Capelastegui
Diretor de Controladoria

Fernando Arronte
Diretor Executivo de Distribuição

Laura Porto
Diretora Executiva de Renováveis

Lara Piau
Diretora Executiva Jurídica

Sandro Marcondes
Diretor Executivo de Finanças

Simone Borsato
Diretora Executiva de Desenvolvimento

Rogério Martins
Diretor Executivo de Recursos

PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da NEOENERGIA S.A., dando cumprimento ao que dispõe o artigo 163 da Lei nº 6404/76, e suas posteriores alterações, examinou o relatório da administração e demonstrações financeiras referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2014, 2015 e 2016 compreendendo: balanço patrimonial, demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa e do valor adicionado, complementadas por notas explicativas.

Com fundamento nas análises realizadas e no Relatório dos Auditores Independentes sobre as Demonstrações Financeiras, este Conselho opina no sentido de que as Demonstrações Financeiras, acima referidas, estão em condições de serem submetidas à apreciação e aprovação dos Senhores Acionistas.

Rio de Janeiro, 27 de novembro de 2017.

FRANCESCO GAUDIO – PRESIDENTE DO CONSELHO FISCAL

CAMILO BUZZI

GLAUCIA JANICE NIETSCHE

JOÃO GUILHERME LAMENZA

MARIA DAS GRAÇAS CONCEIÇÃO MACHADO COSTA

PROPOSTA DE ORÇAMENTO DE CAPITAL

NEOENERGIA S/A
PROPOSTA DE ORÇAMENTO DE CAPITAL

A Lei n º 6.404/76, alterada pela Lei n º 10.303/2001 determina em seu artigo 196 que *"a assembléia geral poderá, por proposta dos órgãos da administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado. Parágrafo 1º – O orçamento, submetido pelos órgãos da administração com a justificação da retenção de lucros proposta, deverá compreender todas as fontes de recursos e aplicações de capital, fixo ou circulante, e poderá ter a duração de até cinco exercícios, salvo no caso de execução, por prazo maior, de projeto de investimento. Parágrafo 2º – O orçamento poderá ser aprovado na assembléia geral que deliberar sobre o balanço do exercício e revisado, anualmente, quando tiver duração superior a um exercício social."*

A companhia propõe destinar o valor de R$ 315,7 milhões para a Reserva de retenção de lucros referente ao exercício de 2014, com finalidade de dar continuidade aos investimentos em curso.

Em conformidade com o artigo 25 (IV) da Instrução CVM 480/2009, demonstramos a seguir a proposta de Orçamento de Capital da Neoenergia S.A., bem como as fontes de recursos para o exercício de 2015.

Aplicações Neoenergia S.A. - R$ MM	2015
PROGRAMA DE INVESTIMENTOS	
Distribuição	1.397
Geração	1649
Comercialização	1
Eólicas	45
Outros	6
APORTES DE CAPITAL	
Projetos em construção	335
Projetos em operação	161
Aumento de participação em controlada	704
TOTAL	**4.298**
FONTE DE RECURSOS	
Retenção de lucros do exercício de 2014	316
Geração de caixa e recursos de terceiros líquidos.	3.982
TOTAL	**4.298**