

ENERGIA NOS MANTÉM SEMPRE LIGADOS. INCLUSIVE AO MEIO AMBIENTE.

Iniciamos a operação de Teles Pires, a 9ª maior hidrelétrica do país

Ultrapassamos 10,6 milhões de clientes

Ampliamos o uso de energia sustentável em Fernando de Noronha

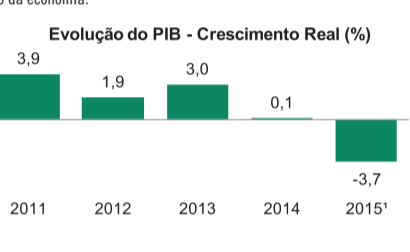
RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014 (Valores expressos em milhares de reais, exceto quando especificado de outra forma)

MENSAGEM DO PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

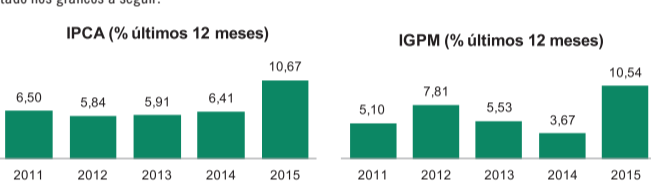
Prezados Acionistas, Em 2015, a Celpe somou investimentos de R\$ 533 milhões, um crescimento de 17,5% em relação a 2014. Este valor reflete nosso compromisso com a qualidade no fornecimento de energia elétrica e com o atendimento aos consumidores. Construímos duas novas subestações digitais na Região do Sertão e ampliamos outras 14 nas diversas regiões do estado, totalizando um acréscimo em potência instalada de 150,7MVA com melhoria no fornecimento a mais de 145 mil clientes. Foram também incorporados 99 km de novos alimentadores e adicionados 245 equipamentos telecomandados. A Celpe ultrapassou a marca de 3,5 milhões de unidades consumidoras, com aumento de 2,76% em relação ao ano anterior. A energia distribuída cresceu 1,4% em relação a 2014, totalizando 13.426 GWh. Quanto ao Índice de Perdas, a empresa registrou patamar estável em relação a 2014. O plano contínuo de combate às perdas na Celpe consumiu recursos da ordem de R\$ 93 milhões em 2015. Cabe também destacar a melhoria dos indicadores de qualidade DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor) da Celpe em 2015. O indicador DEC foi de 19,31 horas, redução de 22%, e o indicador FEC foi de 8,12 interrupções, queda de 6% em relação ao ano anterior. Isso demonstra a eficácia dos investimentos da empresa na melhoria da qualidade de energia para os pernambucanos. Em 2015 enfrentamos um complexo cenário econômico e de escassez hídrológica, o que contribuiu para o aumento dos custos de compra de energia, pressionando a caixa da empresa. Mesmo diante deste cenário nosso EBITDA foi de R\$ 461 milhões, mantendo-se no mesmo patamar de 2014. O Lucro Líquido Consolidado foi de R\$ 71 milhões, 45,3% menor do que o do ano anterior impactado, principalmente, pela elevação da taxa de juros e maior endividamento. Em linha com a nossa política socioambiental, desenvolvemos uma série de ações ao longo de 2015, entre as quais se destacam as parcerias com o Fundo das Nações Unidas para a Infância (UNICEF), com a Fundação Terra e com o Instituto Ayrton Senna. O foco em educação, cultura e fortalecimento da cidadania é nosso pilar para a construção de uma sociedade cada vez mais inclusiva e sustentável. A Celpe intensificou as ações de orientação sobre o uso consciente e seguro da energia elétrica. Para estreitar o relacionamento com as comunidades, a empresa iniciou o Projeto Energia Social, com intuito de promover a melhoria da qualidade de vida e o exercício da cidadania, oferecendo uma série de serviços em localidades de baixa renda da Região Metropolitana do Recife. Em parceria com instituições públicas e privadas, a iniciativa inclui ações itinerantes, nas quais são oferecidos serviços comerciais, negociações de débitos, substituição de geladeiras, doação de lâmpadas econômicas e palestras educativas. Todas essas conquistas foram construídas com o talento e o esforço de nossa força de trabalho. Na Celpe, são mais de 1,6 mil colaboradores engajados em garantir a segurança e a qualidade em um serviço essencial para a vida das pessoas. Ao apresentar os resultados de 2015, a Celpe reafirma seus princípios de sustentabilidade corporativa, sempre na busca do equilíbrio entre prosperidade econômica, responsabilidade ambiental e progresso social, com base em uma gestão eficiente, íntegra e ética. Vamos em busca de novas conquistas em 2016, com a certeza de contribuir para o desenvolvimento do Brasil.

1. CONJUNTURA ECONÔMICA

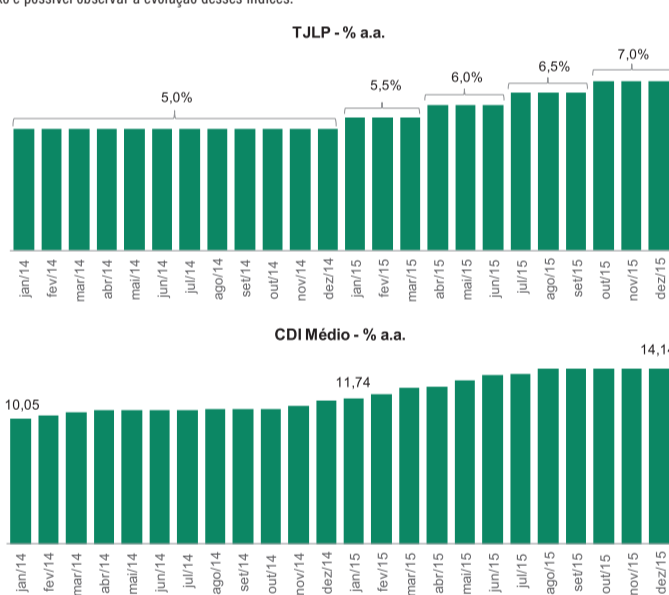
O ano de 2015 foi marcado pela recessão da economia brasileira e deterioração dos indicadores econômicos, conseqüência dos desequilíbrios acumulados no ciclo de expansão dos anos anteriores e da crise política que aumentou a incerteza do mercado sobre a recuperação da economia.



Esse cenário refletiu-se no setor elétrico com a redução do consumo de energia, comparando o consumo acumulado até novembro de 2015 com o mesmo período do ano anterior, o Nordeste apresentou retração de 2,9% e o Brasil de 4,4% de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Abaixo serão listados os principais indicadores econômicos que afetam a operação da Companhia. O primeiro grupo compreende os indicadores de inflação, o IPCA e IGPM, que são utilizados como correção de preços e serviços. Estes sofreram um significativo aumento em relação ao ano de 2014, conforme apresentado nos gráficos a seguir.



O segundo grupo compreende, a TJP e CDI, estes indicadores são os principais indexadores da dívida da Companhia. Abaixo é possível observar a evolução desses índices.

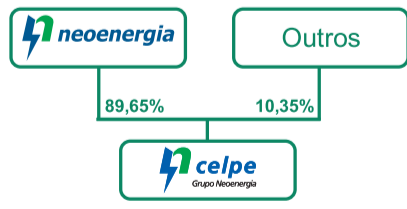


As expectativas do Banco Central para 2016, de acordo com o Relatório Focus, é que o PIB apresente uma retração de 2,99% em relação ao ano de 2015. Quanto aos indicadores econômicos é esperado que a inflação permaneça em patamares elevados, visto, a projeção de 6,93% e 6,58% a.a. para o IPCA e IGPM respectivamente. Este panorama indica que a taxa de juros pode continuar sendo elevada para contenção da inflação. Portanto, o cenário de recessão econômica iniciado em 2015 é esperado para o ano de 2016.

2. BREVE HISTÓRICO DA COMPANHIA

A Companhia Energética de Pernambuco – CELPE foi fundada em 10 de fevereiro de 1965, como uma sociedade de economia mista, estando o Governo do Estado como controlador. Como parte do Programa Nacional de Desestatização (PND), a CELPE foi privatizada no dia 17 de fevereiro de 2000, tendo o seu controle adquirido pelo Consórcio Guaraniense (atualmente denominada Neoennergia). Em setembro de 2001, a Empresa constituiu a Termopernambuco, uma produtora independente de energia elétrica, cuja construção foi financiada pelo BID, pela própria CELPE e pela Neoennergia. Em outubro de 2003, a CELPE transferiu o controle da Termopernambuco para a Neoennergia. Em 2004, visando melhor se adequar às demandas do mercado, melhorou sua gestão e aproveitou a sinergia dos negócios, o Grupo Neoennergia reestruturou-se 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, incluindo a CELPE. A CELPE atende atualmente a uma população estimada de 8,9 milhões de habitantes (3,4 milhões de clientes) em 184 municípios do Estado de Pernambuco, além do Distrito de Fernando de Noronha e do município de Pedras de Fogo na Paraíba. Sua área de concessão engloba 98.547 Km² e atende a 100% do total dos domicílios do Estado de Pernambuco.

Composição acionária da CELPE



3. GOVERNANÇA

As práticas de Governança Corporativa do Grupo Neoennergia 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 Neoennergia 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 cláusulas para abstenção de voto sobre temas que possam representar conflito de interesses. **3.1. Estrutura de Governança:**

Conselho de Administração: É integrado por cinco membros, e seus respectivos suplentes, eleitos pela Assembleia Geral Ordinária, com mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição. Entre os titulares, um é indicado pela Iberdrola, um pela Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil (Previ), um pelo Banco do Brasil – Banco de Investimentos – BBBI e dois pela Neoennergia. As atribuições do Conselho incluem a orientação geral dos negócios e a eleição e destituição dos diretores. Os membros se reúnem bimestralmente para avaliar os desempenhos econômico, ambiental e social da companhia. Os integrantes podem ainda se reunir extraordinariamente quando convocados pelo presidente ou pela maioria dos membros. **Conselho Fiscal:** Com função independente, o Conselho Fiscal é composto por quatro membros titulares e igual número de suplentes, eleitos pela Assembleia Geral Ordinária para mandatos de um ano, sendo três eleitos pelo acionista controlador e um eleito pelos acionistas preferencialistas. O Conselho Fiscal tem como objetivo garantir o exercício do direito dos acionistas de fiscalizar a gestão dos negócios e sua função fiscalizadora independentemente é reforçada pela atuação individual dos conselheiros prevista em lei. **Diretoria:** É responsável pela gestão dos negócios, sendo composta atualmente por cinco membros, incluindo o Diretor-Presidente. Seus integrantes são nomeados pelo Conselho de Administração para mandato 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 do Grupo Neoennergia está estruturada de forma matricial, na qual os diretores estatutários da Companhia também são diretores da holding Neoennergia. **Comitês:** O Grupo Neoennergia possui três diferentes comitês, instalados apenas na holding: de Auditoria, Financeiro e de Remuneração e Sucesso. 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 03 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 Sucesso, trimestralmente, podendo realizar de forma extraordinária sempre que necessário. **3.2. Direito dos Acionistas e Política de**

Dividendos: A CELPE possui definido em seu estatuto social que os acionistas terão direito a um dividendo de no mínimo 25% do lucro líquido do exercício, que o valor dos juros, pago ou creditado, a título de remuneração sobre o capital próprio, na forma da lei, poderá ser imputado ao dividendo obrigatório, integrando tal valor o montante dos dividendos distribuídos pela Companhia para todos os efeitos legais. Além disso, no Estatuto Social da Companhia prevê que as ações preferenciais classe “A” têm direito a um dividendo mínimo, não cumulativo, de 10% (dez por cento) ao ano sobre o lucro líquido, enquanto as ações preferenciais classe “B” têm direito a dividendos 10% (dez por cento) maiores que os atribuídos às ações ordinárias. Em 2015, foram declarados R\$ 15.000 mil referente a juros sobre capital próprio e R\$ 8.249 mil relativos a Dividendos referentes ao lucro do exercício de 2014. A proposta de distribuição de dividendos adicionais será de R\$ 48.716 mil e o valor complementar dos dividendos mínimos obrigatórios é R\$ 1.239 mil. **3.3. Relações com Investidores:** No intuito de disponibilizar informações com elevado padrão de qualidade, transparência e confiabilidade, com base na legislação pertinente e das regras que regulam o setor elétrico, a CELPE adota uma política de comunicação consistente, clara e confiável com o mercado de capitais, zelando pelo relacionamento com acionistas, analistas de mercado, instituições financeiras, agências de “rating” e instituições reguladoras, em conformidade com as boas práticas de governança corporativa. A CELPE disponibiliza informações através da área de Relações com Investidores, “e-mail” (ri@neoennergia.com), no “site” Relações com Investidores (www.celpe.com.br – “link” RI) e por meio dos relatórios e informes trimestrais e anuais enviados para a Bovespa e CVM. Além disso, o Grupo Neoennergia realiza reuniões webconferências trimestrais e APIMEC anual com os principais números de cada empresa do Grupo e consolidado. **3.4. Integridade e Ética:** A CELPE tem como um de seus valores a INTEGRIDADE e busca incessantemente pautar sua conduta e a de seus colaboradores dentro de princípios éticos e de conformidade com a legislação brasileira. Além disso, envia esforços para que seus fornecedores de bens e serviços também adotem condutas íntegras e aderentes aos princípios defendidos pela Companhia em seu Código de Ética. Para atingir esse propósito o Grupo Neoennergia iniciou a implantação de um programa de integridade, aderente à legislação anticorrupção brasileira, que contempla todas as empresas do Grupo. A coordenação desse programa é realizada pela Superintendência de Compliance, criada em 2014, que é responsável por pelo planejamento, concepção, execução, manutenção e avaliação do Programa de Integridade da Neoennergia e suas controladas, pela elaboração e revisão de Códigos de Conduta, políticas e procedimentos a fim de promover e reforçar uma cultura de integridade baseada em princípios éticos de negócio, e pela identificação, avaliação e mitigação de riscos de não conformidade de forma a garantir a aderência do Grupo Neoennergia aos princípios da legalidade e de combate à corrupção. Além disso, a Celpe dispõe de comitês de ética, que são responsáveis pela disseminação de uma cultura ética por toda a organização, apoiando a Superintendência de Compliance em suas atribuições. Ao longo de 2015 merecem destaque as seguintes ações: i) aplicação de cláusulas anticorrupção nos contratos com todos os fornecedores; ii) elaboração do Código de Conduta Ética para fornecedores; iii) elaboração da Política Anticorrupção; iv) elaboração da Política de Brindes, Presentes, Hospitalidades e Vantagens; v) implantação de um canal de consultas para colaboradores; vi) implantação de um canal externo para denúncias, garantindo o anonimato e a confidencialidade; vii) treinamento sobre princípios éticos e legislação anticorrupção com a liderança de todas as empresas do Grupo; viii) treinamentos sobre ética para os colaboradores via intranet.

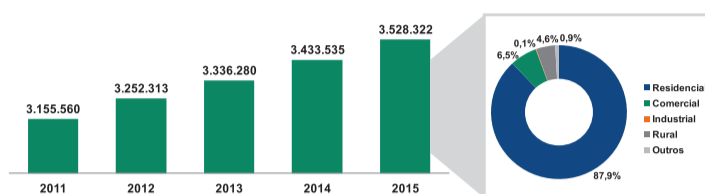
4. AMBIENTE REGULATÓRIO

4.1. Cenários e Impactos: **4.1.1. Hidrologia:** Em 2015 observamos a manutenção do cenário hidrológico desfavorável em grande parte do ano. Apesar da redução do valor máximo do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, estabelecido em R\$ 388,48/MWh a partir de janeiro de 2015, e do desligamento das usinas térmicas com custos de operação mais elevados durante o ano de 2015, a situação de déficit na alocação de energia GSF permaneceu impactando negativamente o resultado financeiro dos empreendimentos hidrelétricos. Em meados do mês de maio de 2015, o PLD descolou do valor estabelecido em R\$ 388,48/MWh, que passou a vigorar a partir de janeiro deste ano. Em outubro de 2015, as usinas ficaram acima da média história apenas nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Já nas regiões Nordeste e Norte as chuvas continuaram abaixo da média para o período. É importante destacar que em 2015 houve retração da carga, influenciada pela crise econômica brasileira e pela elevação das tarifas de energia elétrica. No acumulado do ano, a carga do Sistema Interligado Nacional – SIN apresentou uma variação negativa de 1,8% em relação ao mesmo período anterior. Com base nesse aspecto e na recuperação dos reservatórios do Sul e Sudeste o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE declarou que o ano de 2015 foi encerrado com baixo risco de desabastecimento de energia, tendo como base avaliações de desempenho do sistema, utilizando-se o valor esperado das aflúncias e o histórico de anos semelhantes. O CMSE informou ainda que o Brasil conta com uma sobreabundância para atender o consumo, sendo que em 2015, entraram em operação 5.170 MW do total de 6.410 MW de capacidade de geração previstos. **4.1.2. Nivel Contratual das Distribuidoras:** Em 23 de junho de 2015, foi publicada a Medida Provisória nº 677/2015, convertida na Lei nº 13.182 de 3 de novembro de 2015, que prorrogou até fevereiro/2017 os contratos dos clientes eletrointensivos (grandes indústrias que detinham contrato com a CHESF vencendo em junho de 2015) e também possibilitou a celebração de contratos de suprimento de energia entre FURNAS e consumidores finais, o que contribuiu para a redução da cobertura contratual das distribuidoras no ano de 2015. Esta medida determinou a transferência de cotas das distribuidoras para as concessionárias geradoras de serviço público que atenderam os contratos celebrados com os eletrointensivos, o que ocasionou tanto a frustração do ingresso de novas cotas como a redução do montante de cotas existentes no segundo semestre de 2015. Dessa forma, nesse período, as distribuidoras do Brasil tiveram uma menor disponibilidade de cotas para atendimento de sua demanda no montante de 484 MW médios. Embora a Medida Provisória nº 677/2015 tenha contribuído para a redução da cobertura contratual das distribuidoras no ano, verificou-se a situação de sobreabundância que atingiu, de forma geral, as concessionárias em 2015, situação oposta àquela vivenciada nos anos anteriores. A CELPE encerrou o ano de 2015 com uma sobreabundância de 3,69%, o que representa 60,76MMedios de sobreabundância. No entanto, em função de decisões liminares obtidas por alguns geradores o nível efetivo de sobreabundância foi de 1,67%. **4.1.3. Liquidação Financeira do Mercado de Curto Prazo:** A partir de agosto de 2015 diversos geradores obtiveram liminares que os isentavam de arcar com os custos decorrentes do baixo GSF. Na ocasião, a CCEE imputou os ônus da medida aos demais participantes do MRE, impactando os agentes que, embora também sofressem os efeitos do GSF, ainda não estavam protegidos pela decisão judicial. Essa medida atingiu também as concessionárias de distribuição uma vez que elas participam do MRE na condição de agentes cotistas das usinas com concessões renovadas nos termos da Lei nº 12.783/2013. Em função da grande quantidade de liminares obtidas na sequência, seja para isentar o gerador dos custos relativos ao baixo GSF ou para proteger o agente de arcar com os custos das inadimplências a serem rateadas com os demais participantes credores do Mercado de Curto Prazo - MCP, a ANEEL determinou a suspensão das liquidações financeiras até que fossem concluídos os trâmites para repactuação do risco hidrológico de geração hidrelétrica, cujas diretrizes foram estabelecidas por meio da Medida Provisória nº 688/2015 publicada em agosto, que posteriormente foi convertida na Lei nº 13.203/2015. O acordo prevê o repasse do risco hidrológico do gerador para o consumidor, da parcela da usina que esteja contratada no ACR, sob a contra partida do agente de geração pagar um prêmio de risco destinado a modicidade tarifária. Os geradores terão direito ainda de serem ressarcidos pelo resultado do deslocamento da geração, ou seja, pelos custos incorridos em decorrência dos efeitos do baixo GSF durante todo o ano de 2015, por meio da postergação de pagamento do prêmio. Porém, uma das condições para que o acordo seja assinado é a assistência das ações judiciais nas quais requerer a isenção ou mitigação do risco hidrológico relacionado ao MRE. Portanto, a partir de setembro de 2015 a liquidação financeira do MCP ficou paralisada uma vez que os valores arrecadados pelos agentes devedores foram insuficientes para atender as liminares. Em dezembro de 2015 a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 684/2015 que estabeleceu os critérios para anuência e as demais condições para repactuação do risco hidrológico por agentes participantes do MRE. Na resolução foi definido o prazo até 15 de janeiro de 2016 para o gerador assinar o termo de repactuação. O ano de 2015 foi encerrado com as liquidações financeiras do MCP paralisadas em função dos desembargamentos judiciais, atrelados ao impacto financeiro decorrente dos riscos hidrológicos assumidos pelos agentes de geração participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE sempre que ocorre deslocamento da geração hidráulica que, em função de baixa hidrologia exige o despacho das usinas térmicas. Esse deslocamento da geração hidráulica é medido pelo indicador conhecido como *Generation Scaling Factor* – GSF. Em 21 de dezembro de 2015, a Neoennergia solicitou à ANEEL a homologação da repactuação do Risco Hidrológico e, em 28 de dezembro comunicou ao mercado sua intenção e repactuar o risco hidrológico de suas usinas, com exceção da UHE Teles Pires, UHE Belo Monte, PCH Sítio Grande e UHE Presidente Goulart. As duas primeiras não aderiram à repactuação pois não foram impactadas pelos efeitos do GSF no ano de 2015. A PCH Sítio Grande tem sua energia comercializada no Ambiente de Contratação Livre e a repactuação do risco hidrológico nos termos apresentados não mostrou-se favorável, já a UHE Presidente Goulart não foi impactada por não pertencer ao MRE no ano de 2015. Após a manifestação do Grupo Neoennergia, a ANEEL emitiu os Termos de Repactuação por meio dos Despachos nº 035/2016, nº 036/2016 e nº 037/2016. **4.2. Tarifas:** **4.2.1. Revisão Tarifária Extraordinária - RTE:** A ANEEL aprovou a Revisão Tarifária Extraordinária da CELPE através da Resolução Homologatória nº 1.858/15 com reajuste tarifário médio de 2,21% com vigência a partir de 02 de março de 2015. **4.2.2. Reajuste Tarifário Anual – IRT 2015:** A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1.885 de 22 de abril de 2015, publicada no Diário Oficial da União no dia 27 de abril de 2015, homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da CELPE, em 15,48%, dos quais 11,21% correspondem ao reajuste tarifário econômico e 4,27% aos componentes financeiros pertinentes. Considerando como referência os valores praticados atualmente, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores da concessionária é de 11,44%. As novas tarifas entrarão em vigor a partir do dia 29 de abril de 2015 com vigência até 28 de abril de 2016. **4.2.3. CDE-Encargos:** Através da Resolução Homologatória nº 1.857/2015, a ANEEL estabeleceu o encargo anual da CDE para o ano de 2015, o qual foi devidamente contemplado nas tarifas por meio do reajuste anual da CELPE. **4.3. Bandeiras Tarifárias:** **4.3.1. Valores das Bandeiras Tarifárias:** A partir de janeiro de 2015, conforme estabelecido na Resolução Normativa ANEEL nº 547/2013, as contas de energia passaram a ser faturadas de acordo com o Sistema de Bandeiras Tarifárias. Este sistema tem como finalidade indicar para os consumidores se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de energia elétrica, e visa cobrir os custos adicionais de geração térmica, os custos com compra de energia no mercado de curto prazo, ESS e o risco hidrológico. Nos meses de janeiro e fevereiro os valores a serem acrescidos pelas bandeiras amarelas e vermelhas eram R\$15/MWh e R\$30/MWh. A partir de 2 de março de 2015 até 31 de agosto de 2015 foram atualizados para R\$25/MWh e R\$55/MWh, respectivamente, e a partir de 01 de setembro de 2015 foi mantido o valor de R\$25/MWh para a bandeira amarela e atualizado para R\$45/MWh o valor da bandeira vermelha. No entanto, durante todo o ano de 2015, perdurou o regime de bandeira vermelha. **4.3.2. Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias:** O Decreto nº 8.401, de 4 de fevereiro de 2015 determinou que os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias fossem revertidos à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT, administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Os agentes de distribuição passaram a assumir posição credora ou devedora junto a referida conta centralizadora a depender da diferença entre os valores realizados incorridos e a cobertura tarifária vigente. Mensalmente são apurados: o valor adicional faturado das bandeiras tarifárias, o valor da exposição incorrida pelas distribuidoras nos itens previstos no Decreto nº 8.401/15 e, além disso, é fixado o valor líquido a ser repassado pela distribuidora à CCRBT ou a ser recebido pela mesma. Ao longo de 2015 a CELPE passou a receber antecipadamente Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros via aplicação das Bandeiras Tarifárias, sendo R\$ 501,19 milhões recebidos através do faturamento das contas de energia parcialmente compensados pelo pagamento à CCRBT no montante de R\$ 5,05 milhões. **4.4. Ressarcimento CONTA-ACR (Decreto nº 8.221/14):** Em 1º de abril de 2014, foi publicado o Decreto nº 8.221/14 garantindo às distribuidoras o direito de reembolso dos custos extraordinários provenientes de energia termoelétrica adquirida através de contratos por disponibilidade, além daquela adquirida no mercado de curto prazo para o período de fevereiro até dezembro de 2014. O decreto definiu que caberia à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - 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. Ainda o mesmo decreto determinou que a ANEEL deveria 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. No entanto, conforme Despachos nº 048/15 e 182/15, a ANEEL deferiu as liquidações de novembro e dezembro de 2014, em função da insuficiência de recursos disponíveis na CONTA-ACR e da necessidade de busca de solução através de novo empréstimo por meio da CCEE. Dessa forma, no encerramento contábil do exercício de 2014, ficaram pendentes e incertos os repasses de recursos às distribuidoras dos custos incorridos acima da cobertura tarifária com as exposições involuntárias e geração térmica dos meses de novembro e dezembro de 2014, portanto, permanecendo registrados tais valores como ativos financeiros setoriais (CVA). Em março de 2015, após a realização de novo empréstimo pela CCEE, por meio do Despacho nº 773/15, a ANEEL homologou repasses da CONTA-ACR relativos a novembro e dezembro de 2014 no montante total de R\$ 90,69 milhões. A CCEE liquida esse compromisso financeiro com o recebimento das parcelas vinculadas ao pagamento das obrigações de cada distribuidora junto à CCEE. Essas parcelas 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. Adicionalmente, a Companhia não disponibilizou nenhuma garantia direta ou indireta para esse contrato. **4.5 Ouvidoria:** A Ouvidoria é mais um canal de relacionamento da Distribuidora criada, especialmente, para prestar informações, registrar e dar tratamento às sugestões, aos elogios, às denúncias 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 2015, a Ouvidoria da CELPE recebeu 69.394 manifestações, das quais 9,6% referem-se a reclamações

de consumidores insatisfeitos com os serviços prestados pela distribuidora. Os processos mais reclamados foram: interrupção de energia, ligação nova e apresentação/entrega de faturas com 22%, 8% e 4% do total de reclamações precedentes, respectivamente. A ANEEL, após realização de estudos, concluiu que em média, apenas 7% das reclamações registradas naquela Agência Reguladora seguem o fluxo adequado, não permitindo, nos demais casos, que as distribuidoras do grupo Neoennergia tratassem a insatisfação do consumidor antes do conhecimento da ANEEL. Para corrigir esse fluxo, desde janeiro de 2015, foi implantado um novo procedimento no tratamento das reclamações encaminhadas pelos consumidores para aquela Agência Reguladora, que foi denominado “Caminho do Entendimento”. Esse procedimento visa direcionar o consumidor para o canal adequado de atendimento, ou seja, mesmo o consumidor registrando uma reclamação junto à Agência Reguladora é dado oportunidade à distribuidora de buscar atender a expectativa do cliente no momento em que esta reclamação passa a ser tratada pelo fluxo correto. Caso o cliente não fique satisfeito poderá recorrer a Ouvidoria da distribuidora e/ou a ANEEL, respectivamente, desde que siga este fluxo. A implantação desse processo foi um grande desafio para a Ouvidoria no ano de 2015. A oportunidade de solucionar as reclamações dos consumidores, possibilitando a geração de credibilidade da imagem da empresa junto aos clientes e consequentemente à melhoria dos processos internos com base nas reclamações recebidas, representa um ganho para a distribuidora, o que ocasiona o fortalecimento da qualidade dos serviços oferecidos.

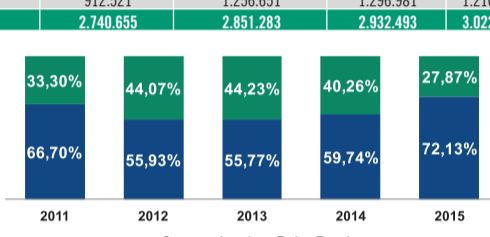
5. DESEMPENHO DO NEGÓCIO

5.1. Número de Consumidores Ativos: A CELPE encerrou o ano de 2015 com 3.528.322 clientes ativos, um incremento em relação ao ano anterior de 2,76%, que corresponde a 94.787 novos clientes, considerado um resultado dentro da média dos últimos anos, acompanhando a evolução do número de domicílios.



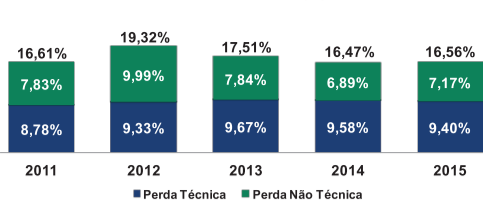
5.1.1. Número de Consumidores Baixa Renda: Considerando os critérios estabelecidos na Resolução ANEEL nº 414/2010, que define o conceito de consumidores de baixa renda, estes correspondem a 27,87% do total de consumidores ativos residenciais da CELPE enquanto que os consumidores residenciais normais representam 72,13%. A Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010 institui as regras incidentes sobre a tarifa aplicável à classe Residencial Baixa Renda das distribuidoras de energia elétrica. Até dezembro de 2015, a Companhia tinha 864.550 de clientes cadastrados com a tarifa subsidiada.

Descrição	Evolução do número de consumidores Residenciais				
	2011	2012	2013	2014	2015
Convencional	1.828.134	1.594.632	1.635.512	1.805.787	2.237.437
Baixa Renda	912.521	1.256.651	1.296.981	1.216.912	864.550
Total	2.740.655	2.851.283	2.932.493	3.022.699	3.101.987



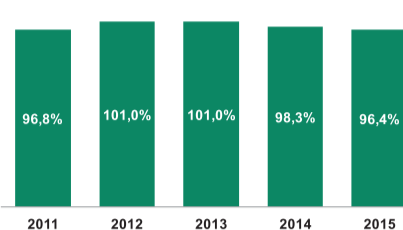
5.1.2. Energia Distribuída: Em 2015, a energia distribuída no sistema elétrico da CELPE atingiu a marca de 13.427

Índice de Perdas (%)



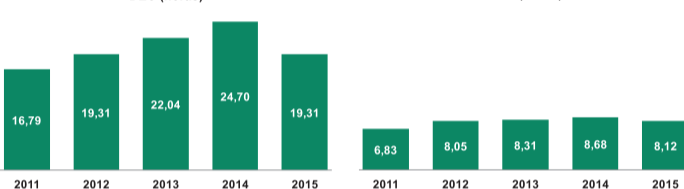
No ano de 2015, o índice de perdas apresentou um aumento com relação ao ano de 2014, passando de 16,47% para 16,56%, representando um acréscimo de 0,09 p.p. Estratégias de inspeção, regularização e blindagem, são previstas no Plano de Redução de Perdas. Para a realização desse plano, foram aplicados cerca de R\$ 93,46 milhões em ações de combate às perdas, sendo as principais citadas abaixo: • Realização de cerca de 127 mil inspeções, sendo detectadas mais de 41 mil irregularidades, o que corresponde cerca de R\$ 41,3 milhões referentes a faturas de irregularidade; • Regularização de aproximadamente 12 mil ligações clandestinas; • Blindagem de mais de 5 mil unidades consumidoras com problemas na medição; • Substituição de mais de 52 mil medidores com defeito; • Levantamento e atualização do cadastro de iluminação pública de 56 municípios, totalizando cerca de 213 mil pontos verificados; • Instalação de medição externa em cerca de 3,5 mil unidades consumidoras; e • Implantação de blindagem de redes e medição em mais de 40 mil consumidores. **5.3. 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. No gráfico abaixo é apresentado a evolução deste índice nos últimos 5 anos.

Índice de Arrecadação (%)



Em 2015, o IAR da CELPE apresentou queda de 1,87 p.p. em relação ao ano anterior. Este desempenho foi muito impactado pelos reajustes/incrementos que a tarifa sofreu ao longo do ano e pelo cenário econômico brasileiro. Tivemos incremento de 10,68% de faturamento relativo às bandeiras tarifárias, seguido por dois reajustes tarifários, a revisão extraordinária com aumento médio de 2,20% e o reajuste tarifário ordinário com aumento médio de 11,25%. Além disto, ao longo do ano tivemos o descadastramento de 1,2 milhões de clientes na Tarifa Social de Energia Elétrica para atender a Resolução Normativa 572 da ANEL, elevando em até 4 vezes a fatura desses consumidores. Paralelamente, a conjuntura econômica no ano de 2015 apresentou aumento da taxa de desemprego, inflação e taxas de juros, potencializando o efeito da defasagem entre o faturamento e arrecadação, desfavorecendo assim este índice. A distribuidora revisa continuamente seus procedimentos a fim de aumentar sua receita e melhorar seus processos. Ações que se destacaram em 2015: • 428 mil suspensões de fornecimento de energia elétrica; • 4.127.253 negativas com aumento de 15,43% em relação a 2014. • 15.460.683 acionamentos de SMS/URA com aumento de 67,53% em relação a 2014. • R\$ 125,95 milhões arrecadados pelas assessorias de cobrança com aumento de 58,56% em relação a 2014. • Redução de prazo dos parcelamentos para mitigar o risco de inadimplência e maximizar a arrecadação das parcelas. • Realização de 21 feirões de negociação para regularização de débitos de clientes. Negociados mais de R\$ 10 milhões. **5.4. Indicadores de Qualidade:** A qualidade do fornecimento de energia é verificada principalmente pelos indicadores de qualidade DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor e FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor, que aferem as falhas ocorridas na rede de distribuição de energia elétrica. O cálculo desses índices considera a média móvel dos últimos 12 meses. No ano de 2015, o sistema de distribuição Celpe registrou para o indicador DEC no valor de 19,31 horas e 24,70 horas em 2014 e o FEC no valor de 8,12 interrupções e 8,68 em 2014, representando uma redução de 22% para o DEC e 6% para o FEC. Buscando melhorar seu desempenho, a CELPE vem intensificando os seus investimentos no sistema de automação de suas subestações e equipamentos da rede de distribuição, por exemplo, em 2014 foram instalados 232 equipamentos que podem ser operados remotamente. Na rede de distribuição, a rede efetuada a substituição de 304 km de rede nua por rede multiplexada na baixa tensão e substituição de 44 km da rede convencional por rede protegida na média tensão. Também foram instalados 376.833 espaçadores na rede de baixa tensão e ampliada a potência de suas subestações totalizando um incremento de 110,05 MVA. Estas ações visam contribuir na melhoria da continuidade e qualidade do fornecimento de energia da Celpe.

DEC (horas) e FEC (vezes)



Nota: valores com a supridora

5.5. Atendimento aos Clientes: Procurando proporcionar um atendimento mais ágil, mais fácil e mais próximo, a CELPE mantém uma estrutura de atendimento que facilita o acesso aos serviços disponibilizados pela empresa de forma a melhorar a satisfação dos clientes: • Atendimento Presencial – Dispõe de uma rede de atendimento com 56 lojas, sendo 17 na Região Metropolitana, 31 nos demais municípios do Estado e 09 unidades móveis. Em 2015, visando oferecer maior conforto no espaço destinado ao atendimento a clientes, vinte e oito lojas receberam reformas emergenciais (Imbiribeira, Cavaleiro, Jaboatão, Madalena, Boa Vista, Varadouro, Bairro Novo, Boa Viagem, Rua Velha, Casa Amarela, Água Fria, Paulista, Cabo, Carpina, Limoeiro, Goiana, Riberião, Palmares, Belo Jardim, Arcoverde, Ibirimir, Petrolândia, Salgueiro, Afogados da Ingazeira, Santa Maria da Boa Vista, São José do Egito, Petrolina e Ouricuri). • Celpe Serviços – A CELPE está presente em toda sua área de concessão (184 municípios pernambucanos, Pedras de Fogo na Paraíba e o Arquipélago de Fernando de Noronha). Nos municípios onde não há loja própria, o atendimento é realizado através da rede credenciada Celpe Serviços, que finalizou o ano com 159 estabelecimentos, realizaram 356 mil atendimentos comerciais e emergenciais. Estes atendimentos são feitos preferencialmente pelo Portal do Credenciado, ferramenta desenvolvida em ambiente web, que possibilita o atendimento online para os serviços mais procurados, dotando a rede de mais autonomia e agilidade no atendimento ao cliente. Quando o serviço não está disponível no Portal do Credenciado, o atendimento é feito pela equipe de BackOffice localizada no teleatendimento. A Companhia também disponibiliza outros canais de atendimento como: Teleatendimento, Site, Serviço gratuito de SMS e Atendimento aos Clientes Corporativos. Esta rede confirma o esforço da CELPE em atender seus clientes de forma clara e eficiente. Desde 2000, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) divulga o Índice Anel de Satisfação do Consumidor (IASC), com o objetivo de avaliar, a partir da percepção dos usuários, o grau de satisfação com as distribuidoras de energia elétrica. O índice é composto de cinco variáveis: qualidade percebida, valor, satisfação, confiança e fidelidade. Cada variável é avaliada (de zero a 100 pontos) por meio de entrevistas com clientes nas áreas de concessão das 101 distribuidoras do país, com amostras de acordo com o porte de cada uma. Em 2015, o IASC da Celpe foi de 57,43%. Destacamos que entre todas as Distribuidoras de Energia, a Companhia registrou o segundo maior crescimento do Índice de Atendimento em relação ao ano anterior. Outro importante indicador de qualidade dos serviços das distribuidoras é o Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida (ISQP), divulgado anualmente pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADERE), também com base em entrevistas com consumidores. Em 2015, o ISQP da Celpe foi de 70,2%. **5.6. 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 básica renda brasileira sem acesso a esse serviço público. Em decorrência do crescimento vegetativo da população e da migração para área rural, a CELPE assinou, em 09 de outubro de 2013, um novo contrato referente ao Programa Luz para Todos, com o objetivo de ligar 8.957 novos consumidores até dezembro de 2014, com um investimento total de R\$ 72 milhões e participação financeira da Companhia, do Governo Federal e da Caixa Econômica Federal. De janeiro de 2004, quando o programa começou, até dezembro de 2015 a distribuidora já realizou 102.157 novas ligações.

Programa Luz para Todos

Descrição	Quantidade
Ligações executadas até 2009	93.200
Ligações executadas em 2010	
Ligações executadas em 2011	
Ligações executadas em 2012	
Ligações executadas em 2013	874
Ligações executadas em 2014	6.192
Ligações executadas em 2015	1.891
Total de Ligações Executadas	102.157

6. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

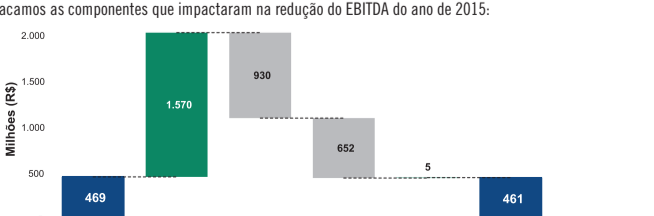
Dados econômicos-financeiros (R\$ mil)	2015	2014	Variação (%)
Receita Operacional Bruta	6.995.575	5.425.981	28,93%
Receita Operacional Líquida	4.617.613	3.978.371	16,07%
EBITDA	461.084	469.197	-1,73%
Resultado do Serviço – EBIT	292.308	305.548	-4,33%
Resultado Financeiro	(180.462)	(159.027)	13,48%
Lucro Líquido	71.097	129.951	-45,29%
Informações Patrimoniais (R\$ mil)			
Ativo Total	4.945.151	4.273.085	15,73%
Dívida Bruta	1.750.665	1.379.663	26,89%
Dívida Líquida¹	1.432.098	1.320.576	8,44%
Patrimônio Líquido	1.684.993	1.588.406	6,08%
Indicadores Financeiros de Margem (%)			
Margem EBITDA	9,99%	11,79%	-1,81 p.p.
Margem EBIT	6,33%	7,68%	-1,35 p.p.
Margem Líquida	1,54%	3,27%	-1,73 p.p.
Indicadores Financeiros de Dívida			
Dívida Líquida/EBITDA²	3,11	2,81	0,29
Índice de Endividamento³	45,94%	45,40%	0,55 p.p.

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

Os comentários da Administração sobre o desempenho econômico-financeiro e o resultado das operações devem ser lidos em conjunto com as demonstrações financeiras e notas explicativas. **6.1. LAJIDA (EBITDA):** Atendendo à Instrução CVM nº 527 demonstramos no quadro abaixo 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 da LAJIDA (EBITDA) - R\$ Mil	2015	2014	Variação (R\$)	Variação (%)
Lucro Líquido	71.097	129.951	(58.854)	-45,29%
Imposto de Renda e CSLL - Corrente e diferido	40.749	16.570	24.179	145,92%
Amortização	168.776	163.649	5.127	3,13%
Receitas Financeiras	(632.013)	(95.458)	(536.555)	562,08%
Despesas Financeiras	812.475	254.485	557.990	219,26%
LAJIDA (EBITDA)	461.084	469.197	(8.113)	-1,73%

A seguir destacamos as componentes que impactaram na redução do EBITDA do ano de 2015:



(i) A Receita Bruta da Companhia cresceu 28,93% no ano de 2015, em comparação ao ano de 2014, saindo de R\$ 5.425 milhões em 2014, para R\$ 6.995 milhões em 2015, gerando um impacto positivo no "EBITDA" da Companhia de R\$ 1.569

milhões. No item 6.2.1 deste relatório será apresentado maiores detalhes das justificativas dessa variação. (ii) Deduções da Receita Bruta aumentaram 64,27%, comparado ao ano de 2015 com o ano de 2014. Isso representa uma variação de R\$ 930 milhões. Essa variação decorreu, principalmente, pelos impactos dos repasses de recursos realizados por meio das cotas definidas da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e, dos Encargos do Consumidor - CCRBT referentes aos repasses das Bandeiras Tarifárias. Os demais tributos e encargos variaram proporcionalmente em função aumento da Receita Bruta. Para maiores detalhes consultar o item 6.2.2. (iii) Os custos e despesas da Companhia tiveram um aumento de 17,77%, impactando o EBITDA da empresa negativamente em R\$ 652 milhões em ano de 2015 em comparação ao ano de 2014. Eles atingiram o montante de R\$ 4.325 milhões em 2015, contra R\$ 3.673 milhões em 2014. No item 6.2.3 deste relatório será abordado com mais detalhes os principais impactos que ocasionaram essa variação. (iv) Aumento natural das amortizações dos ativos de concessão em função da entrada em operação dos novos ativos. Esses são decorrentes investimentos realizados no período. As amortizações variaram 3,13%, saindo de R\$ 163,9 milhões em 2014 para 168,7 milhões em 2015.

6.2. Resultado do Ano:

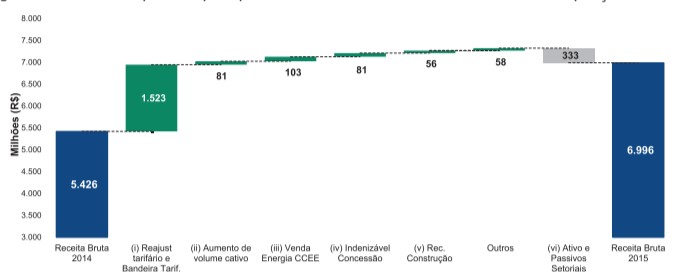
Demonstração de Resultado - R\$ mil	2015	2014	Variação (R\$)	Variação (%)
Receita bruta	6.995.575	5.425.981	1.569.594	28,93%
Dedução da receita bruta	(2.377.962)	(1.447.610)	(930.352)	64,27%
Receita líquida	4.617.613	3.978.371	639.242	16,07%
Custos de bens e/ou serviços vendidos	(3.864.768)	(3.242.679)	(622.089)	19,18%
Resultado bruto	752.845	735.692	17.153	2,33%
Despesas com vendas e gerais administrativas	(460.537)	(430.144)	(30.393)	7,07%
Resultado do serviço	292.308	305.548	(13.240)	-4,33%
(-) Amortização	168.776	163.649	5.127	3,13%
EBITDA	461.084	469.197	(8.113)	-1,73%
Resultado Financeiro	(180.462)	(159.027)	(21.435)	13,48%
Lucro antes dos impostos	111.846	146.521	(34.675)	-23,67%
IRPJ e CSLL	(40.749)	(16.570)	(24.179)	145,92%
Lucro (Prejuízo) líquido	71.097	129.951	(58.854)	-45,29%

6.2.1. Receita Bruta:

A Celpe apresentou no ano de 2015 uma Receita Bruta de R\$ 6.995.575 mil, um aumento de R\$ 1.569.594 mil, quando comparado ao ano de 2014 que foi de R\$ 5.425.981 mil.

Receitas Operacionais - R\$ mil	2015	2014	Variação (R\$)	Variação (%)
Fornecimento e Distribuição de energia elétrica	5.990.588	4.332.796	1.657.792	38,26%
Subvenções	310.822	333.702	(22.880)	-6,86%
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	115.922	13.073	102.849	786,73%
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	(81.636)	251.155	(332.791)	-132,50%
Receita de construção da infraestrutura da concessão	464.595	408.459	56.136	13,74%
Valor justo ativo indenizável da concessão	90.512	9.019	81.493	903,57%
Multa inadimplência	41.983	29.585	12.398	41,91%
Outras receitas	62.789	48.192	14.597	30,29%
Total	6.995.575	5.425.981	1.569.594	28,93%

A seguir destacamos as componentes que impactaram no aumento da Receita no ano de 2015 em comparação ao ano de 2014:



(i) Aumento na tarifa de venda, em decorrência do reajuste tarifário anual ocorrido a partir de abril/15 de 15,48%. Adicionalmente, houve o reajuste tarifário extraordinário com vigência a partir de 02 de março de 2015 com efeito médio de 2,21%. Também está contemplado nessa variação o impacto decorrente das Bandeiras Tarifárias que a partir de janeiro de 2015 começaram a incidir sobre o volume consumido. (ii) O crescimento médio observado do mercado cativo de 1,95% também contribuiu para o aumento da receita. Foram vendidos em 2015 o volume de 11.448 GW, contra um volume de 11.229 GW em 2014. O impacto desse aumento no consumo no resultado foi de R\$ 80.898 mil em 2015, na comparação com o ano de 2014. (iii) Aumento da receita no mercado de curto prazo - CCEE foi motivado pelas liquidações favoráveis nesse mercado. As liquidações foram motivadas pela sobra de energia oriunda das entradas em vigência de novos contratos de energia em 2015. O resultado atingiu o montante de R\$ 115.922 mil no ano de 2015, contra o montante de R\$ 13.073 mil do ano de 2014, gerando um impacto de R\$ 102.849 mil. (iv) Aumento de R\$ 81.493 mil observada na receita de valor justo de ativo indenizável de concessão da Companhia, comparando-se os anos de 2015 e 2014, quando foram de R\$ 90.512 mil e 9.019 mil, respectivamente. Essa variação foi ocasionada por uma combinação de fatores. O baixo índice de correção aplicado no ano de 2014, o IGP-M, que acumulou uma variação de 3,68%. Em 2015, a Resolução Normativa ANEEL nº 686/2015, de 23 de novembro de 2015, aprovou a revisão dos Procedimentos de Revisão Tarifária (PRORET) da Base de Remuneração Regulatória (BRR), alterando o índice de atualização para IPCA (antes IGP-M). Decorrente disso, a empresa implementou os ajustes da alteração do índice nos cálculos de correção de sua indenização desde a última revisão, reconhecendo os efeitos em 2015. O IPCA acumulado em 2015 foi de 10,67%, bem superior ao índice aplicado em 2014. Os índices são utilizados para fins de atualização da base de remuneração que é um dos parâmetros para definição das estimativas de indenização. Para maiores detalhes consultar Nota Explicativa número 12 das Demonstrações Financeiras. Adicionalmente, vale ressaltar que conforme Nota Explicativa número 4, em atendimento ao parágrafo 23 do OCP 05 – Contrato de Concessão e por entender que o retorno por indenização ao final do período de concessão faz parte do seu negócio de forma consistente com seu modelo de gestão, a Companhia concluiu que a parcela de remuneração do ativo financeiro indenizável da concessão originalmente apresentado na rubrica de receita financeira no resultado financeiro, deve ser classificada no grupo de receitas operacionais junto com as demais receitas relacionadas com a sua atividade fim. (v) Aumento de R\$ 56.136 mil na receita de construção. Essa receita é constituída por investimentos em infraestrutura líquida de recursos de obrigações especiais. Esse aumento foi ocasionado pelos maiores gastos com investimento líquido observado na Companhia no ano de 2015, quando comparado ao ano anterior. (vi) Efeito negativo do reconhecimento de valores recebidos antecipadamente por meio das Bandeiras Tarifárias para contrapor os montantes referentes à Parcela A e Outros Itens Financeiros com impacto direto nos Ativos e Passivos Setoriais da Companhia. No acumulado do ano de 2015, as amortizações dos ativos junto com as bandeiras tarifárias foram superiores aos montantes constituídos de novos ativos líquidos, ocasionando assim o reconhecimento de um redutor da receita no valor de R\$ 81.636 mil. Uma vez que no ano de 2014 houve o reconhecimento de um adicional de receita dessa natureza no montante de R\$ 251.155 mil, o impacto negativo no resultado decorrente da comparação entre os anos de 2015 e 2014 foi de R\$ 332.791 mil.

6.2.2. Deduções da Receita:

Deduções da Receita Bruta - R\$ mil	2015	2014	Variação (R\$)	Variação (%)
ICMS	(1.314.074)	(925.539)	(388.535)	41,98%
PIS	(112.060)	(85.051)	(27.009)	31,76%
COFINS	(517.993)	(391.676)	(126.317)	32,25%
ISS	(2.135)	(1.792)	(343)	19,14%
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(391.988)	(12.968)	(378.930)	2922,04%
Encargos do Consumidor - CCRBT	(5.046)	-	(5.046)	-
Programa de Eficiência Energética - PEE	(17.378)	(15.290)	(2.088)	13,66%
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	(6.951)	(6.118)	(833)	13,62%
FNDCT	(6.951)	(6.117)	(834)	13,63%
Empresa de Pesquisa Energética - EPE	(3.476)	(3.059)	(417)	13,63%
Total	(2.377.962)	(1.447.610)	(930.352)	64,27%

6.2.3. Custos e Despesas

Custos, Despesas Operacionais - R\$ mil	2015	2014	Variação (R\$)	Variação (%)
Não Gerenciais				
Energia comparada para revenda	(2.574.758)	(2.302.611)	(272.147)	11,82%
Encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição	(263.306)	(44.596)	(218.710)	490,43%
Taxa de fiscalização serviço energia elétrica-TFSE	(4.727)	(4.673)	(54)	1,16%
Subtotal Não Gerenciais	(2.842.791)	(2.351.880)	(490.911)	20,87%
Gerenciais				
Serviços de terceiros	(368.717)	(325.755)	(42.962)	13,19%
Pessoal e Administradores	(218.008)	(200.034)	(17.974)	8,99%
Depreciação e amortização	(168.776)	(163.649)	(5.127)	3,13%
Despesas líquidas - PCLD e Perdas com Contas a Receber	(92.316)	(107.423)	15.107	-14,06%
Entidade de previdência privada	(7.446)	(7.974)	528	-6,62%
Multas regulatórias	(24.100)	(33.091)	8.991	-27,17%
Provisões líquidas - contingências	4.007	271	3.736	1378,60%
Material	(15.782)	(14.232)	(1.550)	10,89%
Outros custos e despesas	(126.781)	(60.597)	(66.184)	1

BALANÇO PATRIMONIAL 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014 (Em milhares de reais)

	Notas	2015	2014		Notas	2015	2014
Ativo				Passivo e patrimônio líquido			
Circulante				Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	5	316.553	57.465	Fornecedores	12	659.847	447.495
Contas a receber de clientes e outros	6	1.003.113	769.259	Empréstimos e financiamentos	13	338.571	200.682
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	8	74.218	185.796	Debêntures	14	150.122	152.169
Impostos e contribuições a recuperar	7	68.954	72.520	Salários e encargos a pagar	15	43.706	32.362
Serviços em curso		10.346	7.723	Taxas regulamentares	16	73.642	12.199
Outros ativos circulantes		38.662	40.014	Impostos e contribuições a recolher	17	185.361	161.871
Total do circulante		1.511.846	1.132.777	Dividendos e juros sobre capital próprio	20	1.360	75.910
Não circulante				Provisões	18	71.523	11.907
Contas a receber de clientes e outros	6	76.437	87.657	Entidade de previdência privada	19	16.281	14.686
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	8	32.649	63.428	Outros passivos circulantes	27	154.841	113.205
Impostos e contribuições a recuperar	7	30.541	24.780	Total do circulante		1.695.254	1.222.486
Impostos e contribuições diferidos	9	262.873	327.110	Não circulante			
Depósitos judiciais	10	65.253	54.531	Fornecedores	12	35.344	31.208
Entidade de previdência privada	27	910	815	Empréstimos e financiamentos	13	1.190.013	811.132
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	11.1	718.427	504.530	Debêntures	14	71.959	215.680
Outros ativos não circulantes		5.543	4.969	Taxas regulamentares	16	26.306	28.926
Intangível	11.2	2.240.672	2.072.488	Provisões	17	36.171	68.145
Total do não circulante		3.433.305	3.140.308	Entidade de previdência privada	27	192.310	274.846
Ativo total		4.945.151	4.273.085	Outros passivos não circulantes	19	12.801	32.256
				Total do não circulante		1.564.904	1.462.193
				Patrimônio líquido	20		
				Capital social		590.174	590.174
				Reservas de capital		558.080	558.080
				Reservas de lucros		427.346	421.162
				Outros resultados abrangentes		60.678	10.741
				Proposta de distribuição de dividendos adicional		48.715	8.249
				Total do patrimônio líquido		1.684.993	1.588.406
				Passivo e patrimônio líquido total		4.945.151	4.273.085

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014 (Em milhares de reais)

	Reserva de Capital			Reserva de Lucro					Lucros (prejuízos) acumulados	Proposta de distribuição de dividendos adicionais	Total do patrimônio líquido
	Capital social constituídos com capital próprio	Reserva de bens e direitos	Reserva especial de ágio	Reserva de incentivo fiscal	Reserva de Incentivo fiscal	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros	Outras reservas de lucros			
Saldos em 31 de dezembro de 2013	590.174	30.077	454.999	73.004	276.261	118.035	14.214	504	24.805	(33.481)	1.548.592
Reversão de dividendos/JSCP prescritos (Nota 20)	-	-	-	-	-	-	-	116	-	-	116
Resultado das obrigações de benefícios pós-emprego	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(21.309)	(21.309)
Tributos s/ganhos (perdas)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.245	7.245
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	129.951	129.951
Destinações do lucro:											
Reserva de incentivo fiscal Sudene	-	-	-	-	12.032	-	-	-	-	(12.032)	-
Juros sobre capital próprio (Nota 20)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(76.189)	(76.189)
Dividendos propostos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(8.249)	(8.249)
Saldos em 31 de dezembro de 2014	590.174	30.077	454.999	73.004	288.293	118.035	14.214	620	10.741	-	1.588.406
Reversão de dividendos/JSCP prescritos (Nota 20)	-	-	-	-	-	-	-	41	-	(8.249)	(8.208)
Resultado das obrigações de benefícios pós-emprego	-	-	-	-	-	-	-	-	-	75.662	75.662
Tributos s/ganhos (perdas)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(25.725)	(25.725)
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	71.097	71.097
Destinações do lucro:											
Reserva de incentivo fiscal Sudene (Nota 20)	-	-	-	-	6.143	-	-	-	-	(6.143)	-
Juros sobre capital próprio (Nota 20)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(15.000)	(15.000)
Dividendos complementares	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.239)	(1.239)
Dividendos propostos adicionais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(48.715)	(48.715)
Saldos em 31 de dezembro de 2015	590.174	30.077	454.999	73.004	294.436	118.035	14.214	661	60.678	-	1.684.993

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014 (Em milhares de reais)

	2015	2014		2015	2014
Receitas			Participação no resultado	17.464	15.923
Vendas brutas de energia, serviços e outros	6.995.575	5.425.981	Administradores	5.172	4.872
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(92.316)	(107.423)	Encrramento de ordem em curso	1.669	1.278
Insumos adquiridos de terceiros	(*) (2.848.602)	(2.567.314)	(-) Transferência para ordens	(30.357)	(27.936)
Energia elétrica comprada para revenda	(*) (287.783)	(43.746)	Subtotal	200.184	183.660
Encargos de uso da rede básica de transmissão	(*) (6.380)	(4.609)	Impostos, taxas e contribuições	25.271	24.348
Matérias-primas consumidas	(*) (984.752)	(832.246)	INSS (sobre folha de pagamento)	1.314.074	925.539
Materiais, serviços de terceiros e outros	(*) (4.127.517)	(3.447.915)	ICMS	331.569	209.884
Valor adicionado bruto	2.775.742	1.870.643	PIS/COFINS sobre faturamento	40.749	16.570
Amortização	(*) (171.866)	(166.834)	Imposto de renda e contribuição social	436.426	48.225
Valor adicionado líquido	2.603.876	1.703.809	Obrigações intra-setoriais	4.344	3.313
Valor adicionado recebido em transferência			Outros	2.152.433	1.228.479
Receitas financeiras	(*) 635.183	95.458	Subtotal	812.475	254.485
Valor adicionado total a distribuir	3.239.059	1.799.267	Juros e variações cambiais	2.870	2.692
Distribuição do valor adicionado			Aluguéis	815.345	257.177
Pessoal			Subtotal	15.000	76.189
Remunerações	102.030	98.178	Remuneração de capitais próprios	1.239	-
Encargos sociais (exceto INSS)	24.169	22.586	Juros sobre capital próprio	48.715	8.249
Entidade de previdência privada	7.446	7.974	Dividendos distribuídos	6.143	12.032
Auxílio alimentação	12.443	11.580	Dividendos propostos	-	33.481
Convênio assistencial e outros benefícios	6.219	5.244	Reserva de incentivo fiscal – Sudene	-	33.481
Despesas com desligamento	15.302	6.605	Absorção do prejuízo (exercícios anteriores)	-	71.097
Férias e 13º salário	23.866	23.550	Subtotal	3.239.059	1.799.267
Plano de saúde	12.982	11.608	Valor adicionado distribuído	-	-
Indenizações trabalhistas	1.779	2.198			

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014 (Valores expressos em milhares de reais)

1. INFORMAÇÕES GERAIS

A Companhia Energética de Pernambuco – CELPE, com sede na Av. João de Barros, 111, Boa Vista, Recife – Pernambuco, listada na Bolsa de Valores do Estado de São Paulo (BOVESPA), controlada pela Neoenegria S/A (“NEOENERGIA”), é concessionária de serviço público de energia elétrica. Suas atividades são regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e compreendem projetar, construir e explorar os sistemas de sub-transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia, bem como a geração de energia elétrica em sistema isolado, e atividades associadas ao serviço de energia elétrica, podendo ainda realizar operações de exportação e importação. 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 Pedras de Fogo, no Estado da Paraíba, abrangendo uma área de concessão de 98.547 Km², a qual é regulada pelo Contrato de Concessão nº 26 com vencimento em 2030. Adicionalmente, a Companhia está autorizada a manter usina de geração de energia térmica a diesel no Distrito Estadual de Fernando de Noronha até 2019. Em 10 de dezembro de 2014, foi assinado o V Aditivo ao contrato de concessão de energia elétrica, com a inclusão de cláusula específica que alterou a natureza dos ativos e passivos regulatórios, tornando-os instrumentos financeiros. Adicionalmente a Companhia vem atendendo consumidores livres no Estado de Pernambuco, desde 2002. A emissão dessas demonstrações financeiras foi autorizada pela administração da Companhia em 04/02/2016, as quais estão expressas em milhares de reais.

2. RESUMO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

2.1 Base de preparação e apresentação das demonstrações financeiras. As demonstrações financeiras foram preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem as disposições da legislação societária, previstas na Lei nº 6.404/76 com alterações da Lei nº 11.638/07 e Lei nº 11.941/09, e os pronunciamentos contábeis, interpretações e orientações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”), aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) e as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (“IFRS”) emitidas pelo International Accounting Standards Board – IASB. As demonstrações financeiras foram preparadas utilizando o custo histórico, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos quando requerido nas normas. A preparação das demonstrações financeiras requer o uso de estimativas contábeis, baseadas em fatores objetivos e subjetivos, com base no julgamento da Administração para determinação do valor adequado a ser registrado nas demonstrações financeiras. Itens significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem: o registro da receita de fornecimento de energia e de uso da rede de distribuição não faturados, o registro da comercialização de energia no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, a avaliação dos ativos financeiros pelo valor justo, a análise do risco de crédito para determinação da provisão para créditos de liquidação duvidosa, o cálculo dos ativos e passivos atuais dos benefícios pós-emprego, assim como a análise dos demais riscos para determinação de outras provisões, inclusive para contingências. As políticas contábeis significativas adotadas pela Companhia estão descritas nas notas explicativas específicas, relacionadas aos itens apresentados. Aquelas aplicáveis, de modo geral, em diferentes aspectos das demonstrações financeiras, estão descritas a seguir. **2.2 Conversão de saldos em moeda estrangeira.** As demonstrações financeiras estão apresentadas em milhares de reais (R\$), que é a moeda funcional da Companhia. Os ativos e passivos monetários denominados em moeda estrangeira são convertidos para a moeda funcional usando-se a taxa de câmbio vigente na data dos respectivos balanços patrimoniais. Os ganhos e perdas cambiais resultantes da atualização desses ativos e passivos são reconhecidos como receitas ou despesas financeiras no resultado. **2.3 Instrumentos financeiros.** A Companhia classifica seus ativos e passivos financeiros, no reconhecimento inicial, de acordo com as seguintes categorias: a) **Ativos financeiros.** 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. - Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado: são apresentados no balanço patrimonial a valor justo, com os correspondentes ganhos ou perdas reconhecidos na demonstração do resultado. - 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. - 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, este ativo é avaliado ao custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, menos perdas por redução ao valor recuperável. - Ativos financeiros disponíveis para venda: após mensuração inicial, esses ativos 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 instrumentos monetários que são reconhecidos diretamente no resultado do exercício. b) **Passivos financeiros.** Os passivos financeiros incluem contas a pagar a fornecedores e outras contas a pagar, empréstimos e financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos classificados a valor justo por meio do resultado. Após reconhecimento inicial os empréstimos e financiamentos são mensurados pelo custo amortizado, 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. **2.4 Análise do Valor de Recuperação dos Ativos.** A Administração da Companhia revisa anualmente o valor contábil líquido dos seus ativos com o objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Sendo tais evidências identificadas e o valor contábil líquido exceder o valor recuperável, é constituída provisão para desvalorização ajustando o valor contábil líquido ao valor recuperável. Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014, não foi identificada necessidade de reconhecimento de perda por redução ao valor recuperável. **2.5 Reapresentação de saldos comparativos.** A Administração da Companhia, após reavaliação de determinados itens e objetivando a melhor apresentação da sua posição patrimonial e do seu desempenho operacional e financeiro, procedeu aos seguintes ajustes e reclassificações nas suas demonstrações do resultado, dos fluxos de caixa e do valor adicionado de 31 de dezembro de 2014, originalmente emitidas em 12 de fevereiro de 2015 conforme demonstrado a seguir, com base nas orientações emanadas pelo “CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro”. As mudanças efetuadas não alteram o total dos ativos, o patrimônio líquido e o lucro líquido. A natureza das principais reclassificações realizadas encontra-se descritas a seguir:

	2014	Ref.	Reclassificações	2014
Receita Líquida	(Apresentado)		(Reclassificado)	
Custo dos Serviços	3.939.767 (a.1) / (d)		3.978.371	
Receitas Financeiras	(3.209.588) (a.2)		(33.091)	(3.242.679)
Despesas Financeiras	134.062 (a.1) / (d)		(38.604)	95.458
Lucro líquido do exercício	(287.576) (a.2)		33.091	(254.485)
	129.951		-	129.951

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014 (Em milhares de reais, exceto lucro por ação)

	Notas	2015	2014
Receita líquida	21	4.617.613	(Reclassificado) 3.978.371
Custo do serviço		(2.864.768)	(3.242.679)
Custos com energia elétrica	22.a	(2.838.064)	(2.347.207)
Custos de operação	22.b	(562.109)	(487.013)
Custos de construção		(464.595)	(408.459)
Lucro bruto		752.845	735.692
Despesa com vendas	22.b	(214.441)	(246.413)
Despesas gerais e administrativas	22.b	(246.096)	(183.731)
Lucro operacional		292.308	305.548
Resultado financeiro		(180.462)	(159.027)
Receitas financeiras	23	632.013	95.458
Despesas financeiras	23	(812.475)	(254.485)
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social		111.846	146.521
Imposto de renda e contribuição social		(40.749)	(16.570)
Corrente	9	(8.380)	(23.903)
Diferido	9	(22.242)	12.281
Imposto de renda – incentivo fiscal da SUDENE	9	6.143	17.333
Amortização do benefício fiscal do ágio e reversão da PMPL	9	(16.270)	(16.391)
Lucro líquido do exercício		71.097	129.951
Lucro básico e diluído por ação do capital:			
Ordinária		0.9519	1.7400
Preferencial A		0.9519	1.7400
Preferencial B		1.0471	1.9140

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014 (Em milhares de reais)

	2015	2014
Lucro líquido do exercício	71.097	129.951
Outros resultados abrangentes		
Resultado das obrigações de benefícios pós-emprego	75.662	(21.309)
Tributos sobre resultados abrangentes	(25.725)	7.245
Outros resultados abrangentes do exercício, líquidos de impostos	49.937	(14.064)
Total de resultados abrangentes do exercício, líquido dos efeitos tributários	121.034	115.887

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014 (Em milhares de reais)

	2015	2014
Fluxo de caixa das atividades operacionais		
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	111.846	146.521
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais		
Amortização	(*) 171.866	166.834
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	24.247	(254.280)
Encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais e outras receitas financeiras	159.469	119.432
Valor justo do ativo financeiro da concessão	(90.512)	(9.019)
Valor residual do ativo intangível baiao	5.371	80.608
Provisão para contingências cíveis, fiscais e		

6. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES E OUTROS

	2015		2014	
Consumidores	(a)	1.410.705	1.190.629	
Títulos a receber		3.384	4.149	
Comercialização de energia na CCEE	(b)	76.914	36.767	2016
Disponibilização do sistema de distribuição		17.593	15.373	2017
Serviços prestados a terceiros		1.186	1.712	2018
Serviços taxados e administrativos		29.064	38.932	2019
Subvenções/Subsídios governamentais	(c)	65.191	112.127	2020
Outros créditos		31.980	39.094	Após 2020
Terceiros		31.827	39.009	
Partes relacionadas		153	85	
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(d)	(556.467)	(581.867)	
		1.079.550	856.916	
Circulante		1.003.113	769.259	
Não circulante		76.437	87.657	

	Saldo		Saldo vencidos		Total		PCLD	
	vencidos	até 90 dias	Mais de 90 Dias	2015	2014	2015	2014	
Sector privado								
Residencial	166.367	144.685	373.402	684.454	524.847	(373.402)	(414.311)	
Industrial	66.129	12.620	48.155	126.904	129.269	(40.809)	(59.852)	
Comercial, serviços e outras	113.484	38.296	53.303	205.083	155.137	(63.822)	(45.131)	
Rural	18.670	14.538	41.688	74.836	69.826	(32.989)	(24.180)	
	364.650	210.139	516.548	1.091.337	879.079	(511.022)	(543.474)	
Sector público								
Federal	9.681	3.416	397	13.494	11.279	(374)	(494)	
Estadual	12.503	779	582	13.864	12.808	(457)	(561)	
Municipal	67.867	7.198	7.371	82.436	86.300	(11.343)	(4.772)	
	90.051	11.393	8.350	109.794	110.387	(12.174)	(4.832)	
Iluminação pública	19.846	9.761	9.236	34.843	25.829	(5.113)	(5.836)	
Serviço público	38.671	1.571	7.804	48.046	32.073	(6.036)	(5.603)	
Fornecimento não faturado	126.685	-	-	126.685	143.261	-	-	
	635.903	232.864	541.938	1.410.705	1.190.629	(534.345)	(559.745)	
				1.352.928	1.114.242	(521.988)	(543.772)	
Circulante				57.777	76.387	(12.357)	(15.973)	
Não circulante				-	-	-	-	

As contas a receber de consumidores do não circulante 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) **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE**. Referem-se a créditos oriundos da comercialização de energia no mercado de curto prazo no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (antigo Mercado Atacadista de Energia - MAE) informados pela CCEE a partir da medição e registro da energia fornecida no sistema elétrico interligado. Os valores de longo prazo compreendem as operações realizadas no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002 vinculadas a processos judiciais em andamento movido por agentes do setor que contestam a contabilização da CCEE para o período. Dada a incerteza de sua realização a Companhia constituiu Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, em valor equivalente a totalidade do crédito. (c) **Subvenções**: (c.1) **Baixa Renda** - Tarifa Social: O Governo Federal, por meio das Leis nºs 12.122/10 e 10.438/02, determinou a aplicação da tarifa social de baixa renda com a finalidade de contribuir para a modernidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda. O saldo a receber em 31 de dezembro de 2015 é de R\$ 27.463 (R\$ 38.817 em 31 de dezembro de 2014). (c.2) CDE: 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. Em 22 de abril de 2015, foi emitida a resolução homologatória nº 1.885/15 aprovando o valor mensal de R\$ 11.236, a ser repassado pela Eletrobrás durante o período de abril de 2015 a março de 2016. O saldo a receber em 31 de dezembro de 2015 é de R\$ 37.728 (R\$ 73.310 em 31 de dezembro de 2014), referente aos meses de outubro a dezembro de 2015. (d) **Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - PCLD**: A PCLD é constituída com base nos valores a receber dos consumidores da classe residencial vencidos há mais de 90 dias, da classe comercial vencidos há mais de 180 dias e das classes industrial, rural, poderes públicos, iluminação pública e serviços públicos vencidos há mais de 360 dias. Quando também, uma análise individual dos títulos a receber e do saldo de cada consumidor, de forma que se obtenha um julgamento adequado dos créditos considerados de difícil recebimento, baseando-se na experiência da Administração em relação às perdas efetivas, na existência de garantias reais, entre outros.

	Consumidores		de energia na CCEE		Total	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Saldos em 01 de janeiro de 2014	(601.254)	(18.682)	-	-	(619.936)	-
Adições	(22.663)	(3.440)	-	-	(26.103)	-
Reversões	64.172	-	-	-	64.172	-
Saldos em 31 de dezembro de 2014	(559.745)	(22.122)	-	-	(581.867)	-
Adições	(9.786)	-	-	-	(9.786)	-
Reversões	35.186	-	-	-	35.186	-
Saldos em 31 de dezembro de 2015	(534.345)	(22.122)	-	-	(556.467)	-

7. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECUPERAR

	2015		2014	
Imposto de renda - IR	(a)	14.300	897	
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL		8.283	2.324	
Imposto sobre circulação de mercadorias - ICMS	(b)	27.995	24.989	
Programa de integração social - PIS	(c)	2.939	7.252	
Contribuição para o financiamento da seguridade social - COFINS	(c)	13.430	33.555	
Instituto nacional de seguridade social - INSS		1.812	3.305	
Imposto sobre serviços - ISS		195	198	
		68.954	72.520	
Não circulante				
Imposto sobre circulação de mercadorias - ICMS	(b)	30.541	24.780	
		99.495	97.300	

(a) IR e CSLL antecipados correspondem aos valores recolhidos quando das apurações tributárias mensais, além das antecipações de aplicações financeiras, retenções de órgãos públicos e na fonte referente a serviços prestados. (b) O saldo do ICMS é composto da seguinte forma: b.1) ICMS a recuperar sobre Ativo Permanente (CIAP) decorrente das aquisições de bens destinados ao ativo operacional, no montante de R\$ 49.322 (R\$ 40.542 em 31 de dezembro de 2014). b.2) Diversos créditos de ICMS a recuperar, no montante de R\$ 9.214 (R\$ 9.227 em 31 de dezembro de 2014). (c) PIS e COFINS a compensar decorrente do regime de apuração não-cumulativo, nos montantes de R\$ 16.369 em 31 de dezembro de 2015 (R\$ 40.807 em 31 de dezembro de 2014).

8. VALORES A RECEBER DA PARCELA A E OUTROS ITENS FINANCEIROS

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. Em 25 de novembro de 2014, a ANEEL aditiu os contratos de concessão e permissão com vistas a eliminar eventuais incertezas, quanto ao reconhecimento e à realização das diferenças temporais, cujos valores são repassados anualmente na tarifa de distribuição de energia elétrica - Parcela A (CVA) e outros componentes financeiros. No termo de aditivo, a ANEEL garante que os valores de CVA e outros componentes financeiros serão incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão. A composição dos ativos e passivos setoriais encontra-se demonstradas a seguir:

	2015						Total líquido
	Ativo		Passivo (-)		Total	líquido	
	Circulante	circulante	Circulante	circulante			
CVA e Neutralidade	(a)						
Energia	138.216	46.072	184.288	-	-	184.288	
Encargo de Serviço do Sistema - ESS	-	-	-	(81.828)	(27.276)	(109.104)	(109.104)
Neutralidade dos encargos setoriais	3.626	1.209	4.835	(2.447)	(816)	(3.263)	1.572
Sobrecontratação	-	-	-	(31.558)	(1.648)	(33.206)	(33.206)
Outras CVA's	41.907	13.969	55.876	(71)	(24)	(95)	55.781
Componentes Financeiros							
Energia Eletrotruclear	1.634	-	1.634	-	-	-	1.634
Exposição Financeira	5.210	1.612	6.822	-	-	-	6.822
Outros componentes financeiros	806	229	1.035	(1.277)	(678)	(1.955)	(920)
	191.399	63.091	254.490	(117.181)	(30.442)	(147.623)	106.867

	2014						Total líquido
	Ativo		Passivo (-)		Total	líquido	
	Circulante	circulante	Circulante	circulante			
CVA e Neutralidade	(a)						
Energia	299.057	92.734	391.791	-	-	391.791	
Encargo de Serviço do Sistema - ESS	-	-	-	(111.594)	(35.958)	(147.552)	(147.552)
Neutralidade dos encargos setoriais	-	-	-	(17.560)	(4.813)	(22.373)	(22.373)
Sobrecontratação	2.115	-	2.115	(16.971)	(5.657)	(22.628)	(20.513)
Outras CVA's	25.946	7.730	33.676	-	-	-	33.676
Componentes Financeiros							
Energia Eletrotruclear	898	6.560	7.458	-	-	-	7.458
Exposição Financeira	6.443	2.832	9.275	-	-	-	9.275
Outros componentes financeiros	176	-	176	(2.714)	(2.714)	(2.538)	-
	334.635	109.856	444.491	(148.839)	(46.428)	(195.267)	249.224

(a) **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 nº 7.945/13 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. 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. A movimentação dos saldos de ativos e passivos setoriais está demonstrada a seguir:

	2015		2014	
Saldos em 01 de janeiro de				
Constituição	-	249.224	-	249.224
Amortização	-	(54.222)	-	(54.222)
Remuneração financeira setorial	-	(118.109)	-	(118.109)
Saldos em 31 de dezembro de				
		106.867		249.224

9. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES DIFERIDOS

	2015		2014	
Imposto de renda e contribuição social	(a)	119.915	167.882	
Diferido ativo		181.875	196.900	
Diferido passivo		(61.960)	(29.018)	
Benefício fiscal do ágio e reversão PMPL	(b)	142.958	159.228	
		262.873	327.110	

(a) **Imposto de renda e contribuição social diferido**: O IRPJ e a CSLL diferidos são calculados sobre as diferenças entre os saldos dos ativos e passivos das Demonstrações Financeiras e as correspondentes bases fiscais utilizadas no cálculo do IRPJ e da CSLL correntes. A probabilidade de recuperação destes saldos é revisada no fim de cada exercício e, quando não for mais provável que bases tributáveis futuras estejam disponíveis e permitam a recuperação total ou parcial destes impostos, o saldo do ativo é reduzido ao montante que se espera recuperar. A Companhia registrou o IRPJ e a CSLL diferidos sobre as diferenças temporárias, cujos efeitos financeiros ocorrerão no momento da realização dos valores que deram origem as bases de cálculo. O IR é calculado à alíquota de 15%, considerando o adicional de 10%, e a CSLL está constituída a alíquota de 9%.

	2015		2014	
	Base de cálculo	Tributo diferido	Base de cálculo	Tributo diferido
Imposto de renda	-	-	10.629	2.656
Prejuízos fiscais	-	-	489.468	122.367
Diferenças temporárias	352.693	88.173	500.097	125.023
Contribuição Social				
Base negativa	-	-	10.629	957
Diferenças temporárias	352.693	31.742	465.584	41.902
			31.742	42.859
			119.915	167.882

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

	2015		2014	
	IR	CSLL	IR	CSLL
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	117.612	117.612	111.045	111.045
Provisão para passivo atuarial	209.540	209.540	289.477	289.477
Provisão contingências	107.694	107.694	80.053	80.053
Prejuízo fiscal	-	-	10.630	10.630
Direito de uso da concessão receita de ultrapassagem	72.252	72.252	45.328	45.328
Valor justo de derivativos financeiros	563	563	2.892	2.892
Outros	27.267	27.267	46.019	22.135
Total Ativo	534.928	534.928	585.444	561.560
Passivo (-)				
Valor justo do ativo indenizável	(110.457)	(110.457)	(24.577)	(24.577)
Capitalização(amortização) de juros de acordo com o IFRS	(69.017)	(69.017)	(58.754)	(58.754)
Custo de captação	(2.761)	(2.761)	(2.016)	(2.016)
Total Passivo	(182.235)	(182.235)	(85.347)	(85.347)
Total líquido	352.693	352.693	500.097	476.213

Os estudos técnicos de viabilidade aprovados pelo Conselho de Administração e apreciados pelo Conselho Fiscal da Companhia

indicam a plena capacidade de recuperação, nos exercícios subsequentes, dos valores de impostos diferidos reconhecidos e correspondem às melhores estimativas da Administração sobre a evolução futura da Companhia e do mercado em que a mesma opera, conforme Instrução CVM 371/02. A expectativa de realização de créditos fiscais ativos está demonstrada a seguir:

	2015		2014	
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	111.846	111.846	146.521	146.521
Amortização do ágio e reversão da PMPL	(16.270)	(16.270)	(16.981)	(16.981)
Ajustes decorrentes do RTT	-	-	(112.058)	(112.058)
Juros sobre capital próprio	(15.000)	(15.000)	(76.188)	(76.188)
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social após ajuste RTT	80.576	80.576	(58.706)	(58.706)
Alíquota do imposto de renda e contribuição social	25%	9%	25%	9%
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas da legislação	20.144	7.252	(14.677)	(5.284)
Ajustes ao lucro líquido que afetam o resultado fiscal do exercício:				
(+) Adições	6.902	2.485	5.752	2.070
(-) Exclusões	(7.896)	(2.842)	(8.241)	(2.967)
Reversão da provisão do ágio	(6.143)	-	(12.033)	-
Incentivo fiscal SUDENE	(296)	-	(819)	-
Incentivos audiovisuais/Rouanet e PAT	(1.011)	(364)	(963)	(339)
Outras exclusões	(15.346)	(3.206)	(22.056)	(3.306)
Imposto de renda e contribuição social no resultado	11.700	6.531	(30.981)	(6.520)
Prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social gerado (compensado)	245	32	-	-
Diferido de diferença temporária de RTT	5.971	-	27.006	10.084
Imposto de renda e contribuição social no resultado	17.916	6.563	(3.975)	3.564

	2015		2014	
	IR	CSLL	IR	CSLL

16. TAXAS REGULAMENTARES

	2015	2014
Conta de Consumo de Combustível – CCC	-	3.803
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(a) 19.993	1.171
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT	(b) 1.129	1.010
Empresa de Pesquisa Energética – EPE	(c) 564	520
Programa de Eficiência Energética – PEE	(d) 14.886	15.333
Taxa de Fiscalização Serviço Público de Energia Elétrica – TFSEE	(e) 14.844	18.863
Encargos Setoriais – Outros CCRBT	(f) 394	394
	(g) 48.134	
	(h) 99.948	41.175
Circulante	73.642	12.199
Não circulante	26.306	28.926

(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. O saldo em aberto em 31 de dezembro de 2015 refere-se às quotas anuais definitivas de CDE-USO e CDE-ENERGIA para o ano de 2015, conforme Resolução nº 1.857 de fevereiro de 2015. (b) **Programas de Eficiência Energética (PEE) – Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) – Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE):** São programas de re-investimento exigidos pela ANEEL para as distribuidoras de energia elétrica, que estão obrigadas a destinar, anualmente, 1% de sua receita operacional líquida para aplicação nesses programas. A Companhia reconheceu passivos relacionados a valores já faturados em tarifas, líquido dos valores aplicados nos respectivos programas, atualizados mensalmente, a partir do 2º mês subsequente ao seu reconhecimento até o momento de sua efetiva realização, com base na Taxa SELIC. (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, conforme Despacho nº 957 de Abril de 2015. (d) **Encargos Setoriais – Outros CCRBT:** Valor estimado de repasse, de R\$ 27.253, referente aos recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias que serão revertidos à Conta Centralizadora, criada pelo Decreto 8.401 de 4 de fevereiro de 2015. Essa estimativa leva em consideração também o montante referente ao efeito da aplicação das bandeiras tarifárias no cálculo da provisão da receita não faturada.

17. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER

	2015	2014
Circulante	-	-
Imposto de renda – IR	1.825	2.970
Contribuição social sobre o lucro líquido – CSLL	-	5.028
Imposto sobre circulação de mercadorias – ICMS	135.735	100.552
Programa de integração social – PIS	6.063	7.284
Contribuição para o financiamento da seguridade social – COFINS	28.028	33.548
Instituto Nacional de Seguridade Social – INSS	2.308	2.251
Fundo de Garantia por Tempo de Serviço – FGTS	1.010	770
Imposto sobre serviços – ISS	3.099	2.962
Outros	7.293	6.506
	185.361	161.871

18. PROVISÕES

As provisões são reconhecidas para obrigações presentes (legal ou presumida) resultantes de eventos passados, para as quais seja possível estimar os valores de forma confiável e cuja liquidação seja provável. A Companhia, com base nas opiniões da Administração e de seus assessores legais, registrou provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórias, cuja probabilidade de perda foi classificada como provável.

	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2014	22.870	56.508	674	80.052
Constituição	36.714	30.010	87	66.811
Baixas/reversão	(24.692)	(28.435)	(87)	(53.214)
Atualização	2.187	11.858	-	14.045
Saldos em 31 de dezembro de 2015	37.079	69.941	674	107.694
Circulante	30.153	41.283	87	71.523
Não circulante	6.926	28.658	587	36.171

Trabalhistas: Referem-se às ações movidas por empregados e ex-empregados contra a Companhia, envolvendo cobrança de horas-extras, adicional de periculosidade, equiparação/reenquadramento salarial, discussão sobre plano de cargos e salários e outras e também, ações movidas por ex-empregados de seus empreiteiros (responsabilidade subsidiária e/ou solidária) envolvendo cobrança de parcelas indenizatórias e outras. Além dos valores provisionados, a Companhia possui um total estimado de R\$ 310.202 (R\$ 171.001 em 31 de dezembro de 2014) em processos trabalhistas com expectativa de perda possível. Os valores foram atualizados monetariamente pela variação da Taxa Referencial (TR) índice de atualização de processos trabalhistas divulgado pelo Conselho Superior da Justiça do Trabalho, acrescidos de juros de 1% a.m. **Cíveis:** Referem-se às ações de natureza comercial e indenizatória, movidas por pessoas físicas e jurídicas, envolvendo repetição de indébito, morte, danos materiais e/ou danos morais. Além dos valores provisionados, a Companhia possui um total estimado de R\$ 278.787 (R\$ 255.703 em 31 de dezembro de 2014) em processos cíveis com expectativa de perda possível. Os valores foram atualizados monetariamente pela variação do INPC, acrescidos de juros de 1% a.m. **Fiscais:** Referem-se às ações tributárias e impugnatórias de cobranças, intimações e autos de infração fiscal referente a diversos tributos, tais como ICMS, ISS, CPMF, IRPJ, CSLL, IPTU, PIS/COFINS, entre outros. Além dos valores provisionados, a Companhia possui um total estimado de R\$ 1.003.870 (R\$ 1.014.669 em 31 de dezembro de 2014) em ações tributárias de naturezas diversas com expectativa de perda possível. Neste montante, destacamos os autos de infração motivados por (i) não adição da despesa de amortização do ativo nas bases de cálculo do IRPJ e CSLL estimados em R\$ 792.636 (R\$ 755.454 em 31 de dezembro de 2014) e (ii) suposta atualização do ICMS do Ativo Fixo nas aquisições de fornecedores Micro Empresa, créditos em duplicidade e nas aquisições de compras com entrega futura estimados em R\$ 11.398 (R\$ 46.562 em 31 de dezembro de 2014). Os valores foram atualizados monetariamente pela variação da taxa SELIC.

19. OUTROS PASSIVOS

	2015	2014
Consumidores	(a) 23.698	22.181
Contribuição para custeio do serviço de iluminação pública – COSIP	(b) 16.072	11.845
Caução em garantia	(c) 73.065	54.135
Adiantamentos recebidos	(d) 10.823	15.862
Cooperativas - Aquisição de ativos	(e) 29.159	34.991
Outras	14.825	6.447
	167.642	145.461
Circulante	154.841	113.205
Não circulante	12.801	32.256

(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) COSIP – Corresponde a valores arrecadados a serem repassados às Prefeituras. (c) Garantia constituída em espécie para assegurar o cumprimento do contrato, tanto no que diz respeito a suas cláusulas operacionais, como na obrigatoriedade do pagamento dos encargos dos empregados das empresas fornecedoras de serviços. (d) Adiantamentos recebidos – referem-se principalmente a adiantamentos para execução de serviços técnicos como deslocamento de postes, de rede de distribuição e de linha de transmissão em contrapartida de serviços prestados a terceiros (vide nota 22). (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 a definida pela ANEEL através da resolução 338/2008, alterada pela resolução 457/2011.

20. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Capital social: O Capital social autorizado da Companhia em 31 de dezembro de 2015 e 2014 é de R\$ 700.000 e o integralizado até a data do balanço é de R\$ 590.174. A composição do capital social realizado por classe de ações, sem valor nominal, e principais acionistas é a seguinte:

	Nº de Ações (em unidades)					
	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais		Total	
	Unica	%	A	%	B	%
Acionistas	66.022.550	99,6	464.272	6,1	400.375	53,9
Neoenergia S.A.	280.143	0,4	7.102.982	93,9	342.066	46,1
Outros	66.302.693	100,0	7.567.254	100,0	742.441	100,0
	R\$					
	Unica	%	A	%	B	%
Acionistas	522.229	99,6	3.672	6,1	3.167	53,9
Neoenergia S.A.	2.216	0,4	56.184	93,9	2.706	46,1
Outros	524.445	100,0	59.856	100,0	5.873	100,0

Cada ação ordinária dá direito a um voto nas deliberações da Assembleia Geral. As ações preferenciais, de ambas as classes, não possuem direito de voto, ficando assegurado ainda: (i) as ações preferenciais "Classe A" têm prioridade na distribuição de dividendos, que serão no mínimo 10% (dez por cento) sobre o lucro líquido, representado por ações preferenciais "Classe A"; (ii) as ações preferenciais "Classe B", têm prioridade na distribuição de dividendos, somente após a distribuição de dividendos às preferências "Classe A", sendo tais dividendos no mínimo 10% (dez por cento) maiores do que os atribuídos às ações ordinárias. **Reservas de capital:** a) **Reserva especial de água:** Reserva no montante de R\$ 454.999, foi gerada em função da reestruturação societária da Companhia, que resultou no reconhecimento do benefício fiscal diretamente no patrimônio líquido, quando o ativo foi transferido para a Companhia através da incorporação. Até 31 de dezembro de 2015, a parcela relativa à reserva especial de água já realizada e disponível para capitalização por parte do acionista controlador monta R\$ 365.155 (R\$ 348.886 em 31 de dezembro de 2014). b) **Reserva de incentivo fiscal:** A legislação do imposto de renda possibilita que as empresas situadas na Região Nordeste, e que atuam no setor de infra-estrutura, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de ampliação da sua capacidade instalada. O saldo da reserva de incentivo fiscal apurado até 31 de dezembro de 2007, no montante de R\$ 73.004, foi mantido como reserva de capital e, somente poderá ser utilizado conforme previsto em lei. **Reservas de lucros:** a) **Reserva de incentivo fiscal:** O valor correspondente ao SUDENE apurado a partir da vigência da Lei 11.638/07 foi contabilizado no resultado do exercício, e posteriormente transferido para a reserva de lucro devendo somente ser utilizado para aumento de capital social ou para eventual absorção de prejuízos contábeis. O incentivo fiscal SUDENE, com validade até 2023, prevê à Companhia o benefício fiscal da redução de 75% do IRPJ, calculado com base no lucro da exploração. A Companhia aprovou no exercício findo em 31 de dezembro de 2015 o valor de R\$ 6.143 (R\$ 12.033 em 31 de dezembro de 2014) de incentivo fiscal SUDENE. b) **Reserva legal:** A reserva legal é calculada com base em 5% de seu lucro líquido conforme previsto na legislação em vigor, limitada a 20% do capital social. **Dividendos e juros sobre capital próprio:** O Conselho de Administração e/ou Assembleia de Acionistas da Companhia aprovaram a declaração de dividendos propostos e juros sobre capital próprio:

	Deliberação	Provento	Valor por ação		
			Valor deliberado	ON	PNA
2015					
	Aprovação de dividendos adicionais propostos em 2014	8.249	0,1104431	0,1104431	0,1214874
AGO de 23 de abril de 2015	JSCP	15.000	0,2008392	0,2008392	0,2209231
RCA de 19 de junho de 2015		23.249	-	-	-
2014					
	RCA de 30 de dezembro de 2014	76.189	1,0201156	1,0201156	1,1221272
		76.189	-	-	-

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

	2015	2014
Dividendos mínimos - sobre o lucro líquido ajustado		
Lucro líquido do exercício	71.097	129.951
Incentivo fiscal SUDENE	(6.143)	(12.032)
Absorção de prejuízo acumulado	-	(33.481)
Base de cálculo do dividendo	64.954	84.438
Dividendos mínimos obrigatórios	16.239	21.110

Dividendos e juros sobre capital próprio pagos e propostos

Juros sobre Capital Próprio	15.000	76.189
Dividendos complementares ao mínimo obrigatório	1.239	-
Dividendos adicionais propostos	48.715	8.249
Total Bruto	64.954	84.438
Imposto de renda retido na fonte sobre os juros sobre capital próprio 15%(*).	(77)	(387)

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

A movimentação dos saldos de dividendos e juros sobre capital próprio a pagar em 31 de dezembro de 2015 e 2014, é como segue:

	2015	2014
Saldos em 01 de janeiro de	75.910	165
Dividendos e juros sobre o capital próprio:		
Declarados	23.249	76.189
Propostos	1.239	-
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	(77)	(387)
Pagos no período	(98.920)	(98.920)
Prescritos	(41)	(57)
Saldos em 31 de dezembro de	1.360	75.910

Os dividendos e juros sobre o capital próprio, não reclamados no prazo de três anos, são revertidos para a Companhia. **Outros resultados abrangentes:** Estão sendo reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes os ajustes decorrentes da mudança no conceito de retornos esperados sobre ativos do plano de benefício definido de previdência privada. A Companhia reconheceu em 31 de dezembro de 2015 o montante líquido de R\$ 49.937 (R\$ 14.064 negativo em 31 de dezembro de 2014).

21. RECEITA LÍQUIDA

A receita é reconhecida na extensão em que for provável que benefícios econômicos serão gerados para a Companhia, podendo ser confiavelmente mensurados. A receita é mensurada pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber. A receita operacional é composta pela receita de fornecimento de energia elétrica (faturada ou não faturada), receita de construção e outras receitas relacionadas a outros serviços prestados pela Companhia. O faturamento, e respectivo reco-

nhecimento da receita, dos serviços de distribuição de energia elétrica é efetuado de acordo com o calendário de leitura estabelecido pela Companhia. A receita não faturada corresponde à energia elétrica entregue e não faturada ao consumidor, e é calculada em base estimada, até a data do balanço. A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infra-estrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infra-estrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infra-estrutura 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. 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.

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

	2015	2014
Fornecimento de energia	(a) 3.205.296	2.350.379
Receita de distribuição	3.126.352	2.302.696
Remuneração financeira wacc	78.944	47.683
Câmara de Comercialização de Energia – CCEE	(b) 115.922	13.073
Receita pela disponibilidade da rede elétrica	(c) 3.096.114	2.316.119
Receita de distribuição	3.036.458	2.268.961
Remuneração financeira wacc	59.656	47.158
Valores a receber (pagos) da parcela A e outros itens financeiros	(d) (81.636)	251.155
Receita de construção da infraestrutura da concessão	464.595	408.459
Outras receitas	(e) 195.284	86.796
Total receita bruta	6.995.575	5.425.981
(-) Deduções da receita bruta	(2.377.962)	(1.447.610)
Total receita operacional líquida	4.617.613	3.978.371

a) **Fornecimento de Energia:** A composição do fornecimento de energia elétrica, por classe de consumo:

	2015	2014
Consumidores:		
Residencial	2.537.727	1.799.790
Industrial	753.309	577.125
Comercial	1.518.409	1.082.494
Rural	226.285	147.154
Poder público	351.355	271.303
Iluminação pública	160.285	117.436
Serviço público	210.456	157.952
Suprimento	635	867
Fornecimento não faturado	55.502	30.307
Reclassificação da receita pela disponibilidade da rede elétrica - Consumidor cativo*	(2.919.489)	(2.167.751)
	2.894.474	2.016.677
Subvenções	310.822	333.702
	3.205.296	2.350.379

(*) Em atendimento ao Despacho ANEEL nº 1.618 de 23/04/08, a Companhia efetuou a segregação da receita de comercialização e distribuição utilizando uma "TUSD média" calculada a partir da TUSD homologada para consumidores cativos.

(b) **Câmara de Comercialização de Energia – CCEE:** Os montantes de receitas/despesas faturados e/ou pagos pelas concessionárias que tiveram excedente/falta de energia, comercializados no âmbito da CCEE, foram informados pela mesma e referendados pela Companhia. (c) **Receita pela disponibilidade da rede elétrica:** A receita com Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD refere-se basicamente a venda de energia para consumidores livres e cativos com a cobrança de tarifa pelo uso da rede de distribuição.

	2015	2014
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - Consumidor livre	176.625	148.368
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - Consumidor Cativo*	2.913.489	2.167.751
	3.096.114	2.316.119

(*) Vide comentários nota (a), acima.

(f) Ativos e passivos financeiros setoriais, líquidos

	2015	2014
CVA e Neutralidade		
Energia	(219.628)	390.540
Encargo de Serviço do Sistema - ESS	54.435	(146.741)
Neutralidade dos encargos setoriais	23.780	(22.335)
Sobrecontratação	52.159	(20.559)
Outros CVA's	14.692	33.584
Componentes Financeiros e Subsídios		
Energia Eletro nuclear	(5.367)	7.478
Exposição Financeira	(2.834)	9.213
Outros componentes financeiros	1.127	(25)
	(81.636)	251.155

(e) Outras receitas

	2015	2014
Renda da prestação de serviços	21.415	12.668
Arendamentos e alugueis	26.996	18.105
Serviço taxado	6.824	6.856
Administração de faturas de fraudes	1.661	1.601
Multa por inadimplência	41.983	29.585
Valor justo ativo indenizável da concessão (a)	90.512	9.019
Outras receitas	5.893	8.962
	195.284	86.796

(a) Conforme mencionado na nota 11, a Companhia atualiza o ativo financeiro indenizável da concessão com base no mesmo índice de atualização da BRR. Em 23 de novembro de 2015 a Resolução Normativa ANEEL nº 686/2015 aprovou a revisão do índice de atualização da Base de Remuneração Regulatória (BRR) passando a ser utilizado o IPCA em substituição ao IGPM entre a data base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária.

(f) Deduções da receita bruta

	2015	2014
Impostos e contribuições		
ICMS	(1.314.074)	(925.539)
PIS	(112.060)	(85.051)
COFINS	(517.993)	(391.676)
ISS	(2.135)	(1.792)
Encargos Setoriais	(391.898)	(12.968)
Conta de desenvolvimento energético – CDE	(17.378)	(15.290)
Programa de Eficiência Energética – PEE	(6.951)	(6.117)
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT	(3.476)	(3.059)
Empresa de Pesquisa Energética – EPE	(6.951)	(6.118)
Pesquisa e desenvolvimento – P&D	(5.046)	-
Encargos do Consumidor – CCRBT	(2.377.962)	(1.447.610)

22. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS DO SERVIÇO

(a) Custo de Energia Elétrica

	2015	2014
Energia comprada para revenda		
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado - A		

Descrição	Contraparte	Data dos Contratos	Data de Vencimento	Posição	Valores de Referência				Valor Justo		Efeito acumulado 2015	
					Moeda Estrangeira		Moeda Local		2015		2014	
					2015	2014	2015	2014	2015	2014	Valor a receber/recebido - a pagar/pago	
Swap												
Ativa	Banco Santander	09/02/15	09/02/17	USD + 3,2885% a.a.	USD 23.929	-	R\$ 94.528	-	92.802	-		
Passiva				110,4% do CDI			R\$ 66.314	-	68.836	-		
									23.966	-		
Swap												
Ativa	Banco Itaú	09/02/15	09/02/17	USD + 3,2655% a.a	USD 23.975	-	R\$ 94.617	-	93.077	-		
Passiva				108,8% do CDI			R\$ 66.317	-	68.779	-		
									24.298	-		
Swap												
Ativa	HSCB	09/04/15	09/04/18	USD+1,1765*(Liber 3M + 1,4% a.a.)	USD 43.837	-	R\$ 175.888	-	166.016	-		
Passiva				107,4% do CDI			R\$ 144.610	-	144.489	-		
									21.527	(4.340)		
									176.771	11.761	(6.641)	

Valor Justo: O quadro a seguir apresenta os valores contábil e justo dos instrumentos financeiros da Companhia em 31 de dezembro de 2015 e 2014:

	2015		2014	
	Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Ativos financeiros (Circulante / Não circulante)				
Empréstimos e recebíveis				
Contas a receber de clientes e outros	1.079.550	1.079.550	856.916	856.916
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	106.867	106.867	249.224	249.224
Mantidos até o vencimento	349	349	672	672
Títulos e valores mobiliários	349	349	672	672
Mensurados pelo valor justo por meio do resultado	318.218	318.218	58.415	58.415
Caixa e equivalentes de caixa	316.553	316.553	57.465	57.465
Títulos e valores mobiliários	1.665	1.665	950	950
Disponível para venda	718.427	718.427	504.530	504.530
Concessão do Serviço Público - Indenização	718.427	718.427	504.530	504.530
Passivos financeiros (Circulante / Não circulante)				
Mensurado pelo custo amortizado				
Fornecedores	695.191	695.191	478.703	478.703
Empréstimos e financiamentos	1.006.315	1.006.315	912.950	912.950
Debêntures *	222.081	222.468	367.849	369.093
Mensurados pelo valor justo por meio do resultado	522.269	522.269	98.864	98.864
Empréstimos e financiamentos	699.040	699.040	110.626	110.626
Derivativos	(176.771)	(176.771)	(11.762)	(11.762)

A Companhia entende que valor justo de contas a receber e fornecedores, por possuir a maior parte dos seus vencimentos no curto prazo, já está refletido em seu valor contábil. Assim como para os títulos e valores mobiliários classificados como mantidos até o vencimento. Nesse caso a companhia entende que o seu valor justo é similar ao valor contábil registrado, pois estes têm taxas de juros indexadas à curva DI (Depósitos Interfinanceiros) que reflete as variações das condições de mercado. 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 exercício, 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. A metodologia adotada consiste em calcular o valor presente dos fluxos futuros da dívida e das pontas ativa e passiva do swap adotando como taxa de desconto a taxa que zera o fluxo da ponta passiva no dia da contratação do swap. 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. A mensuração contábil da indenização e dos recebíveis decorrente da concessão é feita mediante a aplicação de critérios regulatórios contratuais e legais já descritos nesta demonstração. Para esses ativos não existe mercado ativo, e uma vez que todas as características contratuais estão refletidas nos valores contabilizados, o Grupo entende que o valor contábil registrado reflete os seus valores justos. **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: • **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).

	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Ativos				
Ativos financeiros				
Disponível para venda	-	-	718.427	718.427
Concessão do Serviço Público - Indenização	-	-	718.427	718.427
Mantidos para negociação				
Caixa e equivalentes de caixa	316.553	-	-	316.553
Títulos e valores mobiliários	1.665	-	-	1.665
Passivos				
Passivos financeiros				
Empréstimos e Financiamentos				
Citibank	-	152.602	-	152.602
Kreditanstalt fur Wiederaufbau - KfW	-	2.049	-	2.049
Itaú	-	92.786	-	92.786
Santander	-	285.705	-	285.705
HSCB	-	165.898	-	165.898
Derivativos	-	(176.771)	-	(176.771)
	318.218	522.269	718.427	1.558.914

Fatores de risco: • **Riscos financeiros:** - Risco de variação cambial: A Companhia, visando assegurar que oscilações significativas nas cotações das moedas a que está sujeito seu passivo com exposição cambial não afetem seu resultado e fluxo de caixa, possui em 31 de dezembro de 2015, operações de "hedge" cambial, representando 100% do endividamento com exposição cambial. Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015, a Companhia apurou um resultado positivo nas operações de "hedge" cambial no montante de R\$ 140.815 (R\$ 6.003, resultado positivo em 31 de dezembro de 2014). A tabela abaixo demonstra a análise de sensibilidade do risco da variação da taxa de câmbio do dólar no resultado da Companhia, mantendo-se todas as outras variáveis constantes. Para a análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros derivativos a Administração da Companhia entende que há necessidade de considerar os passivos com exposição à flutuação das taxas de câmbio e seus respectivos instrumentos derivativos registrados no balanço patrimonial. Como 100% das dívidas em moeda estrangeira estão protegidas por swaps, o risco de variação cambial é irrelevante, conforme demonstrado no quadro a seguir:

Operação	Moeda	Risco	Cotação	Saldo	Cenário provável	Cenário (II)	Cenário (III)
Dívida em Dólar	Dólar(\$)	Alta do Dólar	3,9048	(709.438)	(13.480)	(16.850)	(20.220)
Swap Ponta Ativa em Dólar			3,9048	711.088	16.795	20.933	25.192
Exposição Líquida					3.315	4.143	4.972
Dívida em Euro	Euro(E)	Alta do Euro	4,2504	(2.048)	(66)	(83)	(100)
Swap Ponta Ativa em Euro			4,2504	2.048	66	83	100
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 exercício. No cenário II esta projeção foi majorada em 25% e no cenário III em 50% em relação ao cenário provável. - 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 (índice de preços) associados aos empréstimos, financiamentos e debêntures, como também sobre aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários. A política para utilização de derivativos aprovada pelo Grupo Neoenergia não compreende a contratação de instrumentos contra esse risco, no entanto, a Companhia monitora continuamente as taxas de juros de mercado com o objetivo de avaliar a eventual necessidade de contratação de proteção contra o risco de volatilidade dessas taxas. A Companhia possui, em 31 de dezembro de 2015, aplicações financeiras atreladas ao CDI, bem como contratos de empréstimos e financiamentos atrelados ao CDI e a TJLP. A Companhia possui contratos de empréstimos e financiamentos corrigidos por taxas pré-fixadas no montante de R\$ 222.785 (R\$ 216.651 em 31 de dezembro de 2014) registrados pelo valor contábil. Alterações nas taxas de juros não influenciam o resultado decorrente desses contratos, por este motivo não foram considerados na análise de sensibilidade. A análise de sensibilidade demonstra os impactos no resultado da Companhia de uma possível mudança nas taxas de juros, mantendo-se todas as outras variáveis constantes. A tabela abaixo demonstra a perda (ganho) que poderá ser reconhecida no resultado da Companhia no exercício seguinte, caso ocorra um dos cenários apresentados abaixo.

Operação	Indexador	Risco	Taxa no período	Saldo	Cenário provável	Cenário (II)	Cenário (III)
Ativos financeiros							
Aplicações financeiras	CDI	Queda do CDI		13,2%	303.653	40.012	30.009
Passivos financeiros							
Dívidas em CDI	CDI	Alta do CDI		13,2%	470.994	67.863	84.829
Swap - ponta passiva	CDI	Alta do CDI		13,2%	524.925	74.326	92.907
Empréstimos e financiamentos	SELIC	Alta da SELIC		13,3%	84.981	13.279	16.154
Empréstimos e financiamentos	TJLP	Alta da TJLP		6,3%	459.303	38.733	45.909

Para o cálculo dos valores no cenário provável acima, foram projetados os encargos e rendimentos para o exercício seguinte, considerando os saldos e as taxas vigentes ao final do exercício. 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, foi considerada a projeção do CDI da BM&FBOVESPA para o exercício no cenário provável, uma redução de 25% no CDI projetado para o cenário II e uma redução de 50% para o cenário III. - Risco de liquidez: O risco de liquidez é caracterizado pela possibilidade

MANIFESTAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração da **Companhia Energética de Pernambuco - CELPE** tendo examinado, em reunião nesta data, as Demonstrações Financeiras relativas ao Exercício Social de 2015, 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, bem como a proposta de destinação de lucro, ante os esclarecimentos prestados pela Diretoria e pelo Contador da Companhia e considerando, ainda, o relatório dos Auditores Independentes, EY e do parecer do Conselho Fiscal, aprovou os referidos documentos e os encaminha para deliberação dos acionistas por meio da Assembleia Geral Ordinária da Companhia.

Rio de Janeiro, 04 de fevereiro de 2016.

Eduardo Nascimento Fernando Santos (suplente)	Fernando Arronte Solange Ribeiro	Fabricio Roque Estrada Meyer Chagas Humberto Guimarães	Érico Furtado Marcos Pinheiro
--	-------------------------------------	---	----------------------------------

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Presidente: Márcio Hamilton Ferreira.
Vice-Presidente: Mário José Ruiz-Tagle Larrain.
Titulares: Eduardo César do Nascimento; Solange Maria Pinto Ribeiro.
Suplentes: Fernando Santos do Nascimento; Fabiano Macanhan Fontes; Fernando Arronte Villegas; Lara Cristina Piau Marques; João Paulo Neves Baptista.

CONSELHO FISCAL

Presidente: Fabricio Duque Estrada Meyer Chagas.
Titulares: Erico Cavalcanti Furtado; Humberto Guimarães Miranda; Marcos Martins Pinheiro.
Suplentes: Rubens André Chagas Brito; José Inácio Ramos; Milton Baggio Carvalho.

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Entidade para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para fins de expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Entidade. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela Administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações 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 Companhia Energética de Pernambuco - Celpe em 31 de dezembro de 2015, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

Outros assuntos
Demonstração do valor adicionado
Examinamos também a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, preparada sob a responsabilidade da administração da Companhia, cuja apresentação é requerida pela legislação societária

Deliberação CVM nº 695 - CPC 33 - Benefícios a empregados: 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. O parecer atuarial da CELPOS, emitido por atuário independente, considerando a situação econômico-financeira da fundação em 31 de dezembro de 2015 e 2014, está resumido a seguir, bem como as demais informações requeridas pela Deliberação CVM nº 695, de 7 de outubro de 2009. As principais premissas econômicas adotadas para os cálculos atuariais referentes aos exercícios de 2015 e 2014 foram:

Planos de benefício / Contribuição	CD		BD	
	2015	2014	2015	2014
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	13,15%	11,62%	13,15%	11,62%
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano	13,15%	11,62%	13,15%	11,62%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	7,08%	7,08%	7,08%	7,08%
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	Não aplicável	Não aplicável	5,5%	5,5%
Taxa estimada de inflação no longo prazo	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%
	0,15 / (tempo de serviço + 1)	0,15 / (tempo de serviço + 1)		
Taxa de rotatividade esperada	0,98	0,98		
Fator de capacidade	AT-2000	AT-2000 segregada por sexo	AT-2000 Masculina	AT-2000 segregada por sexo
Tábua biométrica de mortalidade geral	Masculina	Masculina	AT-83 Masculina	AT-83 masculina
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	Não aplicável	Não aplicável	AT-83 masculina Ligth-Fraca	AT-83 masculina Ligth-Fraca
Tábua biométrica de entrada em invalidez	Ligth-Fraca	Ligth-Fraca	100% na data da aposentadoria normal	100% na data da aposentadoria normal

Probabilidade de ingresso em aposentadoria: Não aplicável. Não aplicável. Aposentadoria normal. Total previsto de pagamentos de benefícios pelo plano:

	Menos de 1 ano	Entre 1-2 anos	Entre 2-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Em 31 de dezembro de 2015					
Benefícios de aposentadoria - CD	237	209	530	872	1.848
Benefícios de aposentadoria - BD	79.999	79.910	265.125	517.174	938.208

Os valores reconhecidos nos balanços patrimoniais são os seguintes:

	2015	2014
Valor Reconhecido no Balanço		
Benefícios de previdência - CD	910	815
Benefícios de previdência - BD	(208.591)	(289.532)
	(207.681)	(288.717)

Despesas reconhecidas na demonstração de resultado

	2015	2014
Benefícios de previdência - CD	38	36
Benefícios de previdência - BD	(31.949)	(30.775)
	(31.911)	(30.739)

Redimensionamento atuariais reconhecidos no resultado abrangente no exercício

	2015	2014
Benefícios de previdência - CD	(980)	(722)
Benefícios de previdência - BD	76.642	(20.587)
	75.662	(21.309)

Os valores reconhecidos no resultado são os seguintes:

	Plano CD		Plano BD	
	2015	2014	2015	2014
Custo do Serviço Corrente	(117)	(81)	(484)	(518)
Custo dos Juros	155	117	(31.465)	(30.257)
Total incluído no resultado	38	36	(31.949)	(30.775)

Conforme previsto na Deliberação CVM nº 600/09, alterada pela Deliberação CVM nº 695/09 de 07 de outubro de 2009, a parcela dos ganhos ou perdas atuariais a ser reconhecida, como receita ou despesa, em um plano de benefício definido é o valor dos ganhos e perdas não reconhecidos que exceder, em cada período, ao maior dos seguintes limites: - 10% do valor presente da obrigação atuarial total do benefício definido; e - 10% do valor justo dos ativos do plano. As movimentações no valor presente da obrigação com benefício definido e contribuição definida são, respectivamente, as seguintes:

	CD		BD	
	2015	2014	2015	2014
Custo do serviço corrente	(113)	(117)	(1.131)	(864.917)
Custo dos juros	(131)	(131)	(96.426)	(96.426)
Contribuições dos participantes do plano	(35)	(35)	(2.677)	(2.677)
Benefício pago pelo plano			68.923	68.923
Redimensionamento atuarial			(105)	28.690
Premissas demográficas			89	99.286
Premissas financeiras			103	(12.485)
Experiência do plano			(1.327)	(780.089)

As movimentações no valor justo dos ativos do plano de benefício definido e do plano de contribuição definida são, respectivamente, as seguintes:

	CD		BD	
	2015	2014	2015	2014
Receita de juros sobre os ativos do plano	6.692	838	575.384	64.961

Redimensionamento atuariais

	2015	2014
Contribuições do empregador	1.037	36.248
Contribuições de empregados	35	2.677
Benefícios pagos	(568)	(68.923)
Juros sobre valor justo	8.034	(38.849)
		571.498

Custo esperado do plano previdenciário do benefício definido e contribuição definida são:

	Plano CD		Plano BD	
	2015	2014	2015	2014
Custo do serviço corrente	(139)	(139)	470	470
Custo dos juros	194	194	(24.729)	(24.729)
Custo da obrigação (ORA)	(1.168)	(1.168)	-	-
Total incluído no resultado	(1.132)	(1.132)	(