

Índice

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos	1
5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado	5
5.3 - Descrição - Controles Internos	9
5.4 - Alterações significativas	13
5.5 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos	14

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	15
10.2 - Resultado operacional e financeiro	43
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	56
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	57
10.5 - Políticas contábeis críticas	59
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	63
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	64
10.8 - Plano de Negócios	65
10.9 - Outros fatores com influência relevante	67

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

5.1 - Em relação aos riscos indicados no item 4.1, informar:

a. se o emissor possui uma política formalizada de gerenciamento de riscos, destacando, em caso afirmativo, o órgão que a aprovou e a data de sua aprovação, e, em caso negativo, as razões pelas quais o emissor não adotou uma política

A CELPE é controlada pelo Grupo Neoenergia, que possui, em fase de implantação, um projeto de estruturação de uma área centralizada de gestão de riscos, a qual prevê a elaboração e aprovação de uma política corporativa de gestão de riscos e seus desdobramentos, o que inclui a elaboração de mapas de riscos estratégicos das empresas do Grupo, a utilização de indicadores de risco, o acompanhamento das estratégias de mitigação e seus respectivos planos de ação.

Como parte deste projeto, foi aprovado em 18 de Dezembro de 2015, o Regimento Interno da Comissão de Riscos, criada pela Diretoria Executiva, e que será o principal órgão da estrutura de gestão de risco do Grupo Neoenergia. A Comissão é responsável por reportar periodicamente para a Diretoria Executiva sobre os principais riscos do Grupo, bem como seu monitoramento, estratégias de mitigação, indicadores de acompanhamento e planos de ação.

b. os objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos, quando houver, incluindo:

i. os riscos para os quais se busca proteção

Conforme mencionado no item 5.1.a., a Companhia está em fase de estruturação da política de gerenciamento de riscos.

ii. os instrumentos utilizados para proteção

Conforme mencionado no item 5.1.a., o controlador da Companhia está em fase de estruturação da política de gerenciamento de riscos.

iii. a estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

Atualmente, as iniciativas de gestão de riscos no Grupo Neoenergia são realizadas pelas áreas responsáveis por cada um dos riscos. Conforme informado na letra a deste Item 5.1, o projeto de estruturação de uma área centralizada de gestão de riscos encontra-se em fase de implantação, o que permitirá uma gestão de riscos de forma integrada.

Adicionalmente, a atual estrutura organizacional do Grupo, através dos Comitês de Auditoria e Financeiro, da Comissão de Risco e das estruturas de Auditoria Interna, de *Compliance* e de Controles Internos da *holding* e empresas controladas, garante o monitoramento sistemático do cumprimento das políticas e estratégias estabelecidas.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

c. a adequação da estrutura operacional e de controles internos para verificação da efetividade da política adotada:

O acompanhamento das estratégias de mitigação de risco da Companhia é realizado periodicamente nas reuniões do Comitê Riscos do Grupo Neoenergia, que avalia se as estratégias foram executadas conforme aprovado e se a aprovação ocorreu conforme previsto nos normativos, bem como avalia a eficiência e cumprimento das estratégias.

O cumprimento destes normativos é monitorado pela auditoria interna. A área de controles internos é responsável pelo controle dos riscos relacionados à elaboração e divulgação das demonstrações financeiras, onde ocorre a divulgação das estratégias envolvendo derivativos.

A Superintendência de Controles Internos está segregada em duas gerências, Holding/Geração e Distribuição, que atendem aos respectivos segmentos. Nosso objetivo é auxiliar as áreas de negócio do grupo Neoenergia, na identificação da necessidade de criação / melhoria de controle, visando a confiabilidade dos números financeiros, bem como a eficiência e eficácia dos processos administrativos e operacionais.

Desta forma, consideramos que a estrutura operacional e de Controle Internos estão alinhadas com as melhores práticas de mercado.

Dentre as principais iniciativas adotadas pelo Grupo Neoenergia em sua estrutura operacional e de controles internos, estão:

1. Ambiente Interno: A política de Governança Corporativa adotada pelo Grupo Neoenergia tem como pilares: a ética, a transparência e a equidade. Baseia-se nas diretrizes do Acordo de Acionistas da Companhia, firmado desde 2005, que estabeleceu a constituição de comitês responsáveis por áreas estratégicas, que atuam como fóruns de discussão para subsidiar as decisões do Conselho de Administração.

A estrutura de governança tem como principal característica o modelo de gestão matricial, com a presença de Diretores Executivos nas diretorias das empresas controladas e Diretor Presidente da Neoenergia nos Conselhos de Administração das empresas controladas. A estruturação desse modelo permitiu o alinhamento das estratégias, a unificação dos processos e a obtenção de ganhos de escala.

Neste modelo, o Conselho de Administração define as estratégias que serão implementadas pela holding e terão nas suas controladas a representatividade regional e a operacionalização destas estratégias. As competências da estrutura de gestão estão detalhadas no item 12.2 e seu organograma no item 12.12.

2. Controle: São estabelecidas políticas, normas e procedimentos operacionais que definem as regras de controle vigentes para o Grupo Neoenergia. O cumprimento destes normativos é monitorado pela auditoria interna, controles internos e segurança da informação.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

Adicionalmente, a área de controles internos também é responsável pelo controle dos riscos relacionados à elaboração e divulgação das demonstrações financeiras, em linha com a Lei Sarbanes-Oxley.

3. Informações e Comunicação: os processos críticos do Grupo Neoenergia são acompanhados através de sistemas de informação/gestão que garantem o fluxo da informação:

- SAP R3 – Sistema Administrativo Financeiro
- SAP CCS – Sistema Comercial
- GSE – Sistema de mapeamento de Rede
- TEDESCO – Sistema Jurídico
- GESPLAN – Sistema de Controle da Dívida
- GPO – Sistema de Gestão de Objetivos
- SGN – Sistema de Gestão de Normativos
- SINCE – Sistema Comercial da NC Energia

4. Acompanhamento e Avaliação / Monitoramento: as áreas de Auditoria Interna, de Controles Internos e de Segurança da Informação desempenham papel relevante no monitoramento sistemático do cumprimento das políticas e estratégias estabelecidas.

A auditoria interna é responsável por:

- Avaliar a integridade e a confiabilidade das informações e registros de natureza administrativa, financeira, contábil e operacional geradas pelos sistemas informatizados ou manuais, e a integridade dos ativos físicos das empresas;
- Verificar o cumprimento das políticas, normas, procedimentos, leis e regulamentos aplicáveis às empresas do Grupo, tendo como fundamento a observância aos princípios éticos;
- Validar a implantação das recomendações derivadas dos trabalhos de auditoria interna e externa, mantendo o Comitê de Auditoria da Neoenergia e os Conselhos Fiscais informados;
- Avaliar o atendimento pelas empresas do Grupo, às recomendações de melhorias nos procedimentos de controle interno emitidos pela da auditoria externa, mantendo o Comitê de Auditoria da Neoenergia informado;
- Avaliar as Práticas de Boa Governança Corporativa adotadas pelas empresas do Grupo; e
- Avaliar o cumprimento do Código de Ética nas empresas do Grupo.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

A área de controles internos é responsável por:

- Mapear os principais processos de negócio que proporcionam impactos relevantes sobre as demonstrações financeiras;
- Controlar e acompanhar os planos de ação para atendimento às recomendações das auditorias (interna e externa) e gaps identificados nos trabalhos de SOX;
- Efetuar a gestão do processo de controle de acesso ao sistema SAP R/3, incluindo:
 - Revisão de matriz de riscos e controles compensatórios;
 - Análise de risco das solicitações de novos acessos e acessos a novas transações, utilizando a ferramenta SAP GRC (*Governance, Risk and Compliance*), que realiza a simulação prévia dos riscos, efetua a associação de perfil ao usuário, através de fluxo de aprovação de executivos, e monitora os acessos considerados de alta criticidade;
 - Revisão periódica dos perfis de acesso para reduzir riscos de utilização de transações críticas e de conflito de segregação de funções.
- Efetuar a gestão do sistema de normativos, garantindo a padronização e atualização das diretrizes, normas e procedimentos do Grupo Neoenergia.

A área de segurança da informação é responsável por:

- Elaborar relatórios de análise de riscos em sistemas/processos;
- Acompanhar planos de ação das auditorias interna e externa relacionados à avaliação geral do ambiente de TI;
- Elaborar/revisar periodicamente os normativos de segurança da informação, visando à proteção das informações nos três pilares: processos, pessoas e tecnologia;
- Manter o programa de conscientização/treinamento em segurança da informação;
- Analisar os incidentes de segurança ou não-conformidades, definindo recomendações para as áreas responsáveis;
- Analisar os requisitos de segurança em projetos, sistemas ou pacotes de software; e
- Atuar como consultoria interna de segurança da informação para todas as empresas do Grupo Neoenergia.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado**5.2 - Em relação aos riscos de mercado indicados no item 4.2, informar:**

a. se o emissor possui uma política formalizada de gerenciamento de riscos de mercado, destacando, em caso afirmativo, o órgão que a aprovou e a data de sua aprovação, e, em caso negativo, as razões pelas quais o emissor não adotou uma política:

Conforme mencionado no item 5.1, a CELPE é controlada da Neoenergia, que possui um projeto de estruturação de uma área centralizada de gestão de riscos em fase de implantação, o qual prevê a elaboração e aprovação de uma política corporativa de gestão de riscos e seus desdobramentos.

Atualmente, a Política Financeira do Grupo Neoenergia, aprovada pelo Conselho de Administração em 10/03/2005, é o normativo responsável pelas diretrizes referentes à gestão dos riscos de mercado e uma Política de Crédito com limites para realização de operações com objetivo de preservar a liquidez e mitigar o risco junto às instituições financeiras.

b. os objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos de mercado, quando houver, incluindo:

i. os riscos de mercado para os quais se busca proteção

O Grupo Neoenergia está exposto ao comportamento de diversos fatores de risco de mercado – principalmente taxas de câmbio, taxas de juros e índices de preços - que podem impactar seu fluxo de caixa e o balanço patrimonial.

A Política Financeira, aplicada a todas suas controladas, possui diretrizes em relação a gestão de riscos financeiros, incluindo riscos de mercado, com destaque para:

- Realizar estratégias de proteção (*Hedge*) para a totalidade das dívidas e financiamentos denominados em moeda estrangeira
- Não é permitida a contratação de derivativos para fins especulativos ou a utilização de derivativos considerados ‘exóticos’
- Manter indicadores de alavancagem e de cobertura de juros dentro de níveis pré-estabelecidos
- Buscar o alongamento do prazo médio da dívida, a diversificação de instrumentos e evitar a concentração de vencimentos

ii. a estratégia de proteção patrimonial (*hedge*)

Para o risco cambial e de juros inerente às dívidas e empréstimos denominados ou indexados a moeda estrangeira, busca-se a proteção da totalidade da exposição - conforme definido na Política Financeira do Grupo – através de *hedge* via instrumentos derivativos. As operações de

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

hedge são contratadas de forma que o fluxo do derivativo reproduza o fluxo de caixa das dívidas protegidas.

O Grupo está exposto ainda a risco cambial em custos, despesas e aquisições de bens e serviços denominados ou indexados a moedas estrangeiras. Estratégias de proteção através de hedge via derivativos podem ser implementadas a depender do volume, prazo e potencial impacto no fluxo de caixa.

Para o risco de juros ou índice de preços, como por exemplo, dívidas e empréstimos em Real atreladas ao IPCA, o Grupo busca mitigar a exposição ao IPCA através de operações de hedge via derivativos.

iii. os instrumentos utilizados para proteção patrimonial (hedge)

A Companhia possui instrumentos derivativos com objetivo de proteção econômica e financeira contra risco cambial e de juros. Os principais instrumentos utilizados são *swaps*. Seguem os programas de proteção (hedge) da Companhia vigentes em 31 de dezembro de 2015:

Programa de hedge dos empréstimos e financiamentos em Dólar: com o objetivo de proteção econômica e financeira, o Grupo contrata operações de swap para converter para o Real as dívidas e empréstimos denominados ou indexados ao Dólar. Nestes swaps, o Grupo assume posição passiva em Real atrelado ao CDI e posição ativa em Dólar atrelado a taxas fixas ou flutuantes (Libor). Este programa é classificado de acordo com os critérios contábeis de *hedge accounting*.

Em 31 de dezembro de 2015, 27,71% do endividamento da Companhia era denominado ou indexado ao Dólar, correspondente a R\$ 521 milhões, volume integralmente protegido através de swaps.

Programa de hedge dos empréstimos e financiamentos em Euro: com o objetivo de proteção econômica e financeira, o Grupo contrata operações de swap para converter para o Real as dívidas e empréstimos denominados ou indexados ao Euro. Nestes swaps, o Grupo assume posição passiva em Real atrelado ao CDI e posição ativa em Euro atrelado a taxas fixas. Este programa é classificado de acordo com os critérios contábeis de *hedge accounting*.

Em 31 de dezembro de 2015, 0,07% do endividamento da Companhia era denominado ou indexado ao Euro, correspondente a R\$ 1,2 milhões, volume integralmente protegido através de swaps.

iv. os parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos

O Grupo Neoenergia realiza mensalmente comitês financeiros mensais nos quais são analisadas as características dos ativos e passivos tais como posição por moeda e indexador,

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

nível de cobertura de *hedge*, *duration*, cronograma de amortizações, risco de crédito por contraparte, dentre outras. Adicionalmente, são efetuadas projeções periódicas de fluxo de caixa que visam a uma maior previsibilidade dos pagamentos e recebimentos futuros e consequentemente do correto dimensionamentos dos riscos e exposições.

Dentre os parâmetros utilizados para verificar o enquadramento das estratégias de mitigação adotadas, destacam-se: i) a verificação da execução dos programas de hedge conforme aprovação; ii) a verificação do alinhamento entre os fluxos de caixa do item protegido e do instrumento de hedge, principalmente os montantes e respectivos vencimentos; iii) a atualização periódica das exposições estimadas para evitar risco de *overhedge*.

v. se o emissor opera instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial (hedge) e quais são esses objetivos

O Grupo Neoenergia e a CELPE não operam instrumentos financeiros para fins que não sejam de proteção (hedge).

vi. a estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos de mercado

A estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos de mercado do Grupo é composta principalmente pelo Comitê Financeiro e pela Comissão de Risco, além das estruturas de auditoria interna e de controles internos.

A aprovação de operações envolvendo derivativos é realizada por alçada competente conforme Norma de Limites e Alçadas do Grupo Neoenergia e estatutos das empresas do Grupo, entre elas a COELBA, e normalmente envolvem a Diretoria Executiva e/ou o Conselho de Administração, após apreciação do Comitê Financeiro.

A recomendação e a execução das operações financeiras envolvendo derivativos são realizadas por áreas independentes. É responsabilidade da Superintendência de Gestão de Risco e Planejamento Financeiro definir as estratégias de mitigação de riscos de mercado envolvendo derivativos. É responsabilidade da Superintendência de Gestão de Recursos e M&A a execução das operações que envolvam derivativos. A independência entre as áreas garante um controle efetivo sobre estas operações.

c. a adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada

O acompanhamento das estratégias de mitigação de risco de mercado é realizado mensalmente nas reuniões do Comitê Financeiro do Grupo Neoenergia, que avalia se as estratégias foram executadas conforme aprovado e se a aprovação ocorreu conforme previsto

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

nos normativos. Adicionalmente, a Comissão de Riscos avalia a eficiência e cumprimento das estratégias.

O cumprimento destes normativos é monitorado pela auditoria interna e controles internos. A área de controles internos também é responsável pelo controle dos riscos relacionados à elaboração e divulgação das demonstrações financeiras, onde ocorre a divulgação das estratégias envolvendo derivativos.

A Superintendência de Controles Internos está segregada em duas gerências, Holding/Geração e Distribuição, que atendem aos respectivos segmentos. Nosso objetivo é auxiliar as áreas de negócio do grupo Neoenergia, na identificação da necessidade de criação / melhoria de controle, visando a confiabilidade dos números financeiros, bem como a eficiência e eficácia dos processos administrativos e operacionais.

Desta forma, consideramos que a estrutura operacional e de Controle Internos estão alinhadas com as melhores práticas de mercado.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.3 - Descrição - Controles Internos

5.3 - Em relação aos controles adotados pelo emissor para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis, indicar:

a. as principais práticas de controles internos e o grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e as providências adotadas para corrigi-las

A Superintendência de Controles Internos da Companhia tem a atribuição de auxiliar as áreas de negócio no que tange ao desenho dos controles internos, seguindo as melhores práticas de mercado.

Para tal foi elaborada uma metodologia e regimento de trabalho visando envolvimento das áreas de negócio, padronização e qualidade dos trabalhos desenvolvidos.

Atualmente a empresa está em fase final de implantação das melhores práticas de controles financeiros baseada na lei SOX, além de realizar diversos trabalhos de mapeamento de riscos e controles em seus processos.

Mensalmente as práticas mitigatórias identificadas são acompanhadas pela Superintendência de Controles Internos em conjunto com os demais Superintendentes e Diretores envolvidos, o que assegura a eficácia dos controles e o tratamento das imperfeições identificadas.

b. as estruturas organizacionais envolvidas

Além da estrutura da Superintendência de Controles Internos que atua como segunda linha de defesa para o ambiente de controle, todas as demais áreas de negócio e a Superintendência de Auditoria Interna monitoram e atuam para manter um saudável ambiente de controle.

Dentre as principais iniciativas adotadas pelo Grupo Neoenergia em sua estrutura operacional e de controles internos, estão:

1. Ambiente Interno: A política de Governança Corporativa adotada pelo Grupo Neoenergia tem como pilares: a ética, a transparência e a equidade. Baseia-se nas diretrizes do Acordo de Acionistas da Companhia, firmado desde 2005, que estabeleceu a constituição de comitês responsáveis por áreas estratégicas, que atuam como fóruns de discussão para subsidiar as decisões do Conselho de Administração.

A estrutura de governança tem como principal característica o modelo de gestão matricial, com a presença de Diretores Executivos nas diretorias das empresas controladas e Diretor Presidente da Neoenergia nos Conselhos de Administração das empresas controladas. A estruturação desse modelo permitiu o alinhamento das estratégias, a unificação dos processos e a obtenção de ganhos de escala.

Neste modelo, o Conselho de Administração define as estratégias que serão implementadas pela holding e terão nas suas controladas a representatividade regional e a operacionalização destas estratégias. As competências da estrutura de gestão estão detalhadas no item 12.2 e seu organograma no item 12.12.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.3 - Descrição - Controles Internos

2. Controle: São estabelecidas políticas, normas e procedimentos operacionais que definem as regras de controle vigentes para o Grupo Neoenergia. O cumprimento destes normativos é monitorado pela auditoria interna, controles internos e segurança da informação. Adicionalmente, a área de controles internos também é responsável pelo controle dos riscos relacionados à elaboração e divulgação das demonstrações financeiras, em linha com a Lei Sarbanes-Oxley.

3. Informações e Comunicação: os processos críticos do Grupo Neoenergia são acompanhados através de sistemas de informação/gestão que garantem o fluxo da informação:

- SAP R3 – Sistema Administrativo Financeiro
- SAP CCS – Sistema Comercial
- GSE – Sistema de mapeamento de Rede
- TEDESCO – Sistema Jurídico
- GESPLAN – Sistema de Controle da Dívida
- GPO – Sistema de Gestão de Objetivos
- SGN – Sistema de Gestão de Normativos
- SINCE – Sistema Comercial da NC Energia

4. Acompanhamento e Avaliação / Monitoramento: as áreas de Auditoria Interna, de Controles Internos e de Segurança da Informação desempenham papel relevante no monitoramento sistemático do cumprimento das políticas e estratégias estabelecidas.

A auditoria interna é responsável por:

- Avaliar a integridade e a confiabilidade das informações e registros de natureza administrativa, financeira, contábil e operacional geradas pelos sistemas informatizados ou manuais, e a integridade dos ativos físicos das empresas;
- Verificar o cumprimento das políticas, normas, procedimentos, leis e regulamentos aplicáveis às empresas do Grupo, tendo como fundamento a observância aos princípios éticos;
- Validar a implantação das recomendações derivadas dos trabalhos de auditoria interna e externa, mantendo o Comitê de Auditoria da Neoenergia e os Conselhos Fiscais informados;
- Avaliar o atendimento pelas empresas do Grupo, às recomendações de melhorias nos procedimentos de controle interno emitidos pela da auditoria externa, mantendo o Comitê de Auditoria da Neoenergia informado;
- Avaliar as Práticas de Boa Governança Corporativa adotadas pelas empresas do Grupo; e
- Avaliar o cumprimento do Código de Ética nas empresas do Grupo.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.3 - Descrição - Controles Internos

A área de controles internos é responsável por:

- Mapear os principais processos de negócio que proporcionam impactos relevantes sobre as demonstrações financeiras;
- Controlar e acompanhar os planos de ação para atendimento às recomendações das auditorias (interna e externa) e gaps identificados nos trabalhos de SOX;
- Efetuar a gestão do processo de controle de acesso ao sistema SAP R/3, incluindo:
 - Revisão de matriz de riscos e controles compensatórios;
 - Análise de risco das solicitações de novos acessos e acessos a novas transações, utilizando a ferramenta SAP GRC (*Governance, Risk and Compliance*), que realiza a simulação prévia dos riscos, efetua a associação de perfil ao usuário, através de fluxo de aprovação de executivos, e monitora os acessos considerados de alta criticidade;
 - Revisão periódica dos perfis de acesso para reduzir riscos de utilização de transações críticas e de conflito de segregação de funções.
- Efetuar a gestão do sistema de normativos, garantindo a padronização e atualização das diretrizes, normas e procedimentos do Grupo Neoenergia.

A área de segurança da informação é responsável por:

- Elaborar relatórios de análise de riscos em sistemas/processos;
- Acompanhar planos de ação das auditorias interna e externa relacionados à avaliação geral do ambiente de TI;
- Elaborar/revisar periodicamente os normativos de segurança da informação, visando à proteção das informações nos três pilares: processos, pessoas e tecnologia;
- Manter o programa de conscientização/treinamento em segurança da informação;
- Analisar os incidentes de segurança ou não-conformidades, definindo recomendações para as áreas responsáveis;
- Analisar os requisitos de segurança em projetos, sistemas ou pacotes de software; e
- Atuar como consultoria interna de segurança da informação para todas as empresas do Grupo Neoenergia.

c. se e como a eficiência dos controles internos é supervisionada pela administração do emissor, indicando o cargo das pessoas responsáveis pelo referido acompanhamento

Mensalmente a Superintendência de Controles Internos reporta o resultado dos trabalhos em reunião de diretoria.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.3 - Descrição - Controles Internos

d. deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório circunstanciado, preparado e encaminhado ao emissor pelo auditor independente, nos termos da regulamentação emitida pela CVM que trata do registro e do exercício da atividade de auditoria independente.

Com o objetivo de expressar opinião sobre as demonstrações financeiras findas em 31 de dezembro 2015, os auditores externos utilizaram como base para suas análises a estrutura de controle internos da Companhia. Durante os trabalhos de auditoria foram identificadas deficiências de controles internos e oportunidades de melhorias, tais fatos e aspectos foram reportados no relatório de deficiências e recomendações encaminhado pelos auditores externos para a Companhia.

Após tomar ciência do relatório, a administração, avalia que atualmente não tem conhecimento de fatos ou aspectos que possam indicar a presença de deficiências significativas nos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2015.

e. comentários dos diretores sobre as deficiências apontadas no relatório circunstanciado preparado pelo auditor independente e sobre as medidas corretivas adotadas

A administração não tem conhecimento de fatos ou aspectos que possam indicar presença de fraquezas matérias nos controles internos que possam impactar na elaboração e divulgação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2015.

Para os demais fatos e aspectos reportados pelos auditores externos no relatório de recomendações avaliados como não impactantes na elaboração e divulgação das demonstrações financeiras a administração considera adequado os planos de ações definidos pelos respectivos responsáveis.

Tanto a Gerência de *Compliance*, como a Auditoria Interna realizam o acompanhamento e verificação do atendimento do plano de ação ao longo do exercício fiscal. A Comunicação de Deficiências de Controles Internos, emitida pelos Auditores Independentes, é anualmente arquivada no órgão regulador, ANEEL. Os status dos planos de ação são acompanhados pelo Conselho Fiscal, órgão independente da Administração e da auditoria externa.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Alterações significativas

5.4 - Informar se, em relação ao último exercício social, houve alterações significativas nos principais riscos a que o emissor está exposto ou na política de gerenciamento de riscos adotada, comentando, ainda, eventuais expectativas de redução ou aumento na exposição do emissor a tais riscos

Não houve alterações significativas nos principais riscos aos quais a Companhia está exposta.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.5 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e**5.5 - Outras informações relevantes**

Em 10 de Setembro de 2015, a Standard & Poor's – S&P rebaixou os ratings de crédito corporativo atribuídos à Neoenergia, Coelba, Celpe e Cosern para 'BB+' na Escala Global e 'brAA+' na Escala Nacional Brasil com perspectiva negativa para ambos. Este movimento foi reflexo do rebaixamento do Rating soberano do Brasil, devido à condição de setor regulado em que a distribuição de energia elétrica está inserida.

A Itapebi e Termopernambuco também sofreram rebaixamento nos seus Ratings de Emissão que passaram de brAA+ para brAA.

Em 17 de fevereiro de 2016, a agência de rating S&P rebaixou novamente o Rating soberano do Brasil. Devido à condição do setor regulado citada no primeiro parágrafo deste item, os ratings de crédito corporativo da Neoenergia, Coelba, Celpe e Cosern foram rebaixados de 'brAA+' para 'brAA-' na Escala Nacional Brasil com perspectiva negativa.

Nessa data a Itapebi, Termopernambuco e NC Energia sofreram rebaixamento nos seus Ratings de Emissão que passaram de 'brAA' para 'brA+'.

Em 30 de março de 2016, a S&P reafirmou todos os ratings estabelecidos na revisão anterior realizada em 17 de fevereiro desse mesmo ano.

O quadro abaixo apresenta a evolução dos ratings na escala nacional de créditos corporativos atribuídos à Neoenergia e às distribuidoras do Grupo, além das emissões de debêntures das geradoras e da NC Energia.

Rating Corporativo - Escala Nacional	2011	2012	2013	2014	2015		2016
					Até Setembro	A partir de Setembro	
Neoenergia	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AA+	AA-
Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Negativa	Negativa	Negativa
COELBA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AA+	AA-
Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Negativa	Negativa	Negativa
CELPE	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AA+	AA-
Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Negativa	Negativa	Negativa
COSERN	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AA+	AA-
Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Negativa	Negativa	Negativa
Itapebi (Rating de Emissão)	AA+	AA+	AA+	AA+	AA+	AA	A+
Termopernambuco (Rating de Emissão)	AA+	AA+	AA+	AA+	AA+	AA	A+
NC Energia (Rating de Emissão)						AA	A+

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Comentários sobre o item 10.1:

As informações contidas neste item 10 foram extraídas das demonstrações financeiras da Companhia dos exercícios de 2015, 2014 e 2013. A análise dos Diretores esclarecendo os resultados obtidos e as razões para a flutuação nos valores das contas patrimoniais da Companhia constituem uma opinião sobre os impactos ou efeitos dos dados apresentados nas demonstrações financeiras sobre a situação financeira da Companhia.

a. condições financeiras e patrimoniais gerais

R\$ milhões	2015	2014	2013
Caixa e Equivalentes de caixa com liquidez imediata	317	57	149
Títulos e Valores Mobiliários	2	2	8
Patrimônio Líquido	1.685	1.588	1.549
Dívida Líquida	1.432	1.321	1.058
Dívida Líquida/Patrimônio Líquido	0,85	0,83	0,68

No ano de 2015 a Companhia apresentou, segundo sua Demonstração de Fluxo de Caixa indireta, uma geração de caixa das atividades operacionais de R\$ 493,8 milhões, contra uma geração de R\$ 158,5 milhões observada no ano de 2014 e R\$ 299,3 milhões de 2013. Percebe-se a recuperação da geração de caixa operacional no ano de 2015, quando essa aumentou mais de duas vezes em relação à apresentada no ano de 2014. Ela evoluiu e ultrapassou o patamar observado no ano de 2013. Ainda segundo as demonstrações, as atividades de investimento consumiram R\$ 515,0 milhões em 2015, R\$ 440,5 milhões em 2014 e R\$ 379,1 milhões em 2013, com variações de aumento de 16,9 % de 2014 para 2015 e um aumento de 16,1% de 2013 para 2014. Além dos fluxos de caixa operacionais, foram utilizados recursos de terceiros, tais como: captações, subvenções e contribuições da união, estados, municípios e consumidores. Os montantes de terceiros líquidos incorporados ao caixa foram de R\$ 379,3 milhões em 2015, R\$ 190,6 milhões em 2014, R\$ 51,5 milhões. Foram desembolsados em recursos aos acionistas o montante de R\$ 98,9 milhões em 2015, R\$ 0,38 milhão em 2014, R\$ 15,1 milhões em 2013. Assim, o resultado líquido das atividades de financiamento fecharam os anos com entradas de caixa de R\$ 280,3 milhões em 2015, R\$ 190,2 milhões em 2014, R\$ 36,4 milhões em 2013. Esses movimentos resultaram em saldos finais de caixa e equivalentes de caixa de R\$ 316,5 milhões em 2015, R\$ 57,5 milhões em 2014 e R\$ 149,2 milhões em 2013. Fica evidente que o cenário complexo do ano de 2014, onde houve uma menor geração de caixa operacional, ocasionada pelo cenário hidrológico, foi superado. Os reajustes aplicados no decorrer do ano de 2015 reduziram a pressão de caixa pela qual as distribuidoras estiveram expostas no decorrer do ano de 2014.

A CELPE encerrou o exercício de 2015 com uma dívida líquida de R\$ 1.432,1 milhões, e uma relação dívida líquida/patrimônio líquido, que reflete a capacidade da empresa em honrar suas obrigações contratuais, de 0,85.

Nos anos de 2014 e 2013, respectivamente, a Companhia apresentou uma posição de dívida líquida de R\$ 1.320,6 milhões e R\$ 1.058,1 milhões, e sua relação de dívida líquida/patrimônio líquido foi de 0,83 e 0,68.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

O patrimônio líquido da Companhia, em 31 de dezembro de 2015, era de R\$1.685 milhões, um acréscimo de 6,11%, ou R\$97 milhões, em relação a 31 de dezembro de 2014. Isso ocorreu, principalmente, em função do lucro líquido de R\$71,1 milhões, dos quais R\$48,7 milhões foram distribuídos na forma de dividendos adicionais propostos, e deliberados na AGO de abril de 2016. Quando comparamos 2014 com 2013, observamos uma evolução no patrimônio líquido de R\$ 39 milhões, em função principalmente da retenção de lucro para absorção de prejuízos do exercício anterior, no montante de R\$ 33,5 milhões.

A CELPE é uma empresa que atua no setor elétrico na área de distribuição. Por atuar num setor de capital intensivo, a Companhia investe constantemente na melhoria, manutenção e expansão da sua rede de distribuição. Para o financiamento destes investimentos, a CELPE busca o apoio dos bancos e agências de fomento, visando obter recursos com custos mais baixos e com prazos mais aderentes ao retorno de longo prazo dos investimentos em distribuição. Em 2015, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES liberou financiamentos de R\$ 278 milhões para a CELPE, referente aos investimentos realizados em 2015, principalmente, mas também, valores residuais de 2014. No decorrer dos anos de 2014 e 2013, dessas mesmas origens foram liberados R\$ 143,5 milhões e R\$ 43,2 milhões, respectivamente.

A Política Financeira do Grupo Neoenergia prima, dentre outros, por desconcentrar vencimentos, alongar o prazo da dívida e fazer o hedge de 100% da dívida em moeda estrangeira, o que contribuiu nos últimos anos para uma menor volatilidade das despesas financeiras e do pagamento do serviço da dívida (principal e juros).

Em 2015, a Companhia realizou captação em moeda estrangeira no valor de US\$ 23.714, equivalentes a R\$ 65 milhões, com custo de 2,7757% a.a., com swap para 108,80% do CDI. O contrato será amortizado em parcela única no vencimento, em fevereiro de 2017, e possui pagamentos de juros semestrais. Também houve duas captações em moeda estrangeira para cobertura de caixa. A primeira possui valor de US\$ 47.9 milhões, equivalentes a R\$ 130 milhões, custo de 1,7799% a.a., com swap para 105,00% do CDI e amortização e juros a serem pagos no vencimento do contrato, em fevereiro de 2016. A segunda captação tem o valor de US\$ 23.697, equivalentes a R\$ 65 milhões, custo de 2,4664% a.a., com swap para 110,40% do CDI, amortização em parcela única no vencimento do contrato, em fevereiro de 2017, e pagamento de juros semestrais. Adicionalmente, houve a captação em moeda estrangeira no valor de US\$ 43.664, equivalentes a R\$ 140 milhões, com custo de Libor + 1,40% a.a., com swap para 107,40% do CDI. O contrato será amortizado em parcela única no vencimento, em abril de 2018, e possui pagamentos de juros trimestrais.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

	2015	2014	2013
Índices de Endividamento			
Índice de Endividamento Geral (Passivo Total/Ativo Total)	65,9%	62,8%	59,2%
Composição do Endividamento (Passivo Circulante/Passivo Total)	52,0%	45,5%	34,1%
Imobilização do Patrimônio Líquido (Ativo Permanente/Patrimônio Líquido)	133,0%	130,6%	126,1%
Índices de Liquidez			
Liquidez Corrente (Ativo Circulante/Passivo Circulante)	0,89	0,93	1,22
Liquidez Seca (Ativo Circulante - Estoques/Passivo Circulante)	0,89	0,92	1,21

O índice de endividamento geral indica a proporção de ativos da empresa que estão financiados por recursos de terceiros, e a composição do endividamento reflete como estes recursos estão distribuídos entre curto e longo prazo. Entre os anos de 2013 e 2015, a CELPE aumentou a participação de credores no financiamento de seus ativos em 6,7 p.p., e nesse mesmo período a Companhia reduziu a concentração desse endividamento no longo prazo, especialmente em função da maturação de dívidas que passaram para o curto prazo. Em cumprimento à sua Política Financeira, a Celpe vem buscando a desconcentração dos seus vencimentos no curto prazo e o alongamento do seu perfil de dívida.

Os índices de liquidez refletem a capacidade da empresa para honrar as suas obrigações de curto prazo. Devido ao aumento da concentração de vencimentos no curto prazo, a Companhia apresentou uma consequente redução nos seus índices de liquidez de 2013 a 2015. Esse quadro é reflexo também da situação econômica do país, considerando uma queda de liquidez dos bancos e um aumento na dificuldade em acessar o mercado de capitais para dívidas de prazo mais longo. Entretanto, a CELPE vem trabalhando constantemente no alongamento do perfil de sua dívida e acredita que o sucesso que suas ações será capaz de reverter o quadro atual.

b. estrutura de capital e possibilidade de resgate de ações ou quotas, indicando:

A estrutura de capital da Companhia teve a seguinte evolução nos últimos três anos:

Estrutura de Capital	Exercício Social terminado em					
	2015		2014		2013	
	R\$ mil	%	R\$ mil	%	R\$ mil	%
Capital de Terceiros	3.260.158	65,9%	2.684.679	62,8%	2.242.761	59,2%
Capital Próprio	1.684.993	34,1%	1.588.406	37,2%	1.548.592	40,8%

Nota 1: O Capital de Terceiros considera Passivo Circulante e Não Circulante. Capital Próprio considera o valor do Patrimônio Líquido

O capital de terceiros considera o passivo total e o capital próprio considera o valor do patrimônio líquido.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**i. hipóteses de resgate**

Não existem hipóteses de resgate de ações previstas no Estatuto Social da Companhia.

ii. fórmula de cálculo do valor de resgate

Não aplicável, pois não existe fórmula preestabelecida de cálculo do valor de resgate das ações ou cotas.

c. capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

A Companhia apresenta plena capacidade de pagamento de todos os seus compromissos financeiros de curto e médio prazo, pois adota uma política financeira conservadora que busca manter um montante de dívida, estrutura de amortização e prazo médio compatíveis com sua geração de caixa.

Indicador	2015	2014	2013
Dívida Líquida/EBITDA	3,11	2,81	3,13

Fonte: DFP

No entanto, a Companhia não pode assegurar que eventos adversos não ocorrerão e não prejudicarão a capacidade de pagamento da Companhia.

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

A Companhia tem como um dos pontos da sua política financeira priorizar o financiamento dos investimentos junto a organismos multilaterais e agências de fomento, a exemplo do BNDES, BNB e FINEP, OPIC e BEI. Além dessas fontes, a Companhia tradicionalmente acessa o mercado de capitais doméstico para complementar suas fontes de financiamento, quando este apresenta condições favoráveis. Também faz parte da nossa estratégia acompanhar e ajustar nossos compromissos financeiros a nossa geração de caixa, evitando, dessa forma, captações de curto prazo. Outro ponto é a manutenção de contas garantidas, contratadas para eventuais necessidades geradas por possíveis descasamentos de fluxo de caixa ao longo do mês. A estratégia de financiamento da Companhia obteve nos últimos anos um nível elevado de eficácia, conforme indicado no item 10.f (i) abaixo.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**e. fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez**

As principais fontes de financiamento são: a própria geração de caixa operacional da companhia, complementadas através de linhas de crédito com os principais bancos comerciais.

Temos como prática a realização de processo de cotação para captação de recursos com o objetivo de estimular a concorrência, para obtenção de melhores preços e condições nas operações a serem contratadas. Os instrumentos comumente utilizados pela companhia para cobertura de deficiências de caixa são: Cédulas de Crédito Bancário (CCB), Linhas de 4131 com Swap e Debêntures da instrução CVM 476.

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

O percentual de endividamento, considerando o passivo circulante e não circulante é demonstrado na tabela a seguir:

Indicador	Exercício Social terminado em					
	2015		2014		2013	
	R\$ mil	%	R\$ mil	%	R\$ mil	%
Passivo Circulante	1.695.254	52,0%	1.222.486	45,5%	763.671	34,1%
Passivo Não Circulante	1.564.904	48,0%	1.462.193	54,5%	1.479.090	65,9%
Total	3.260.158	100,00%	2.684.679	100,00%	2.242.761	100,00%

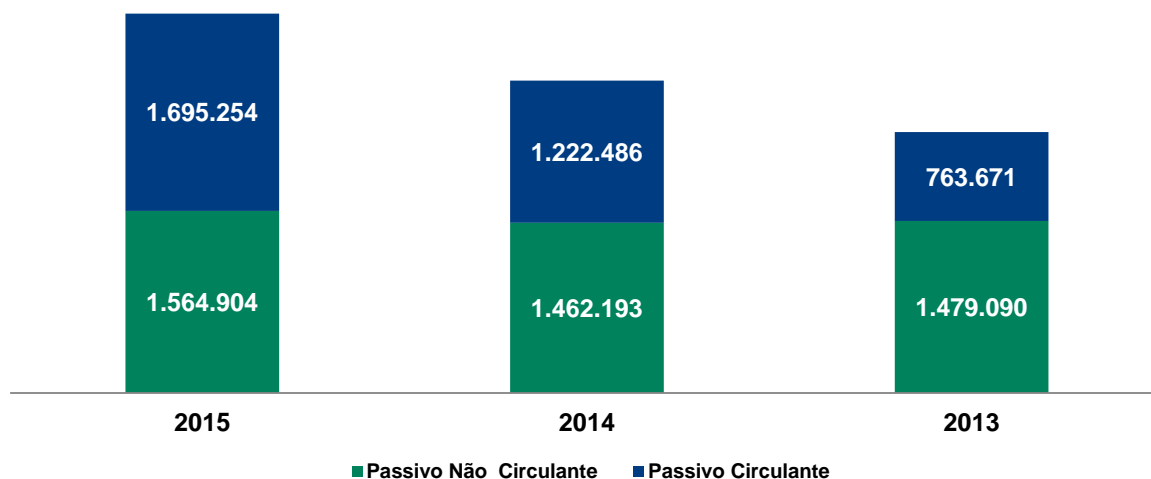
Fonte: DFP

O percentual do endividamento mencionado acima refere-se ao Passivo Circulante + Passivo não Circulante, conforme o valor constante no item 3.7 deste formulário.

Faz parte da política financeira do Grupo Neoenergia buscar constantemente alongamento de prazo e redução de custos da sua dívida. A seguir está o gráfico com histórico dos últimos três anos de endividamento de curto e longo prazo (Passivo Circulante + Passivo não Circulante) e o gráfico com o cronograma de amortizações e encargos, posição de 31/12/2015, referente ao passivo oneroso.

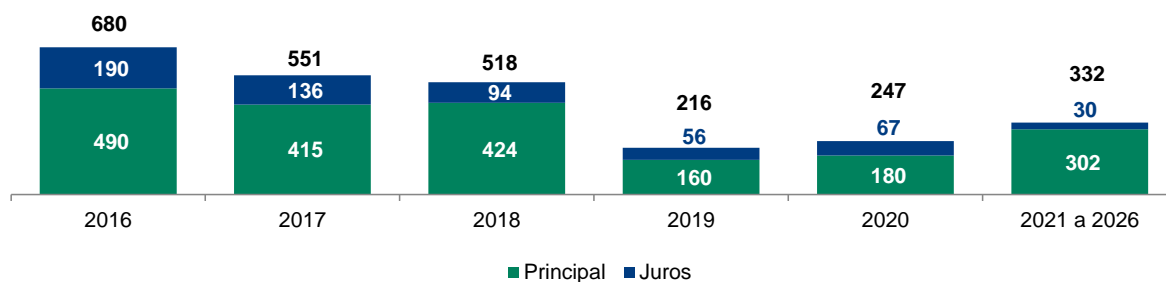
10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- Evolução da dívida (em R\$ milhões):



Fonte: DFP

- Cronograma de amortização e encargos (em R\$ milhões):



i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes

A tabela a seguir apresenta os contratos de empréstimo e financiamento mais relevantes em 31/12/2015:

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Fonte	Assinatura	Finalidade	Juros	Vencimento	Moeda Contratada	Saldo da Dívida		
						2015	2014	2013
BB - AGROINDUSTRIAL	06/05/2010	Reestruturação da Dívida	108% do CDI*	2021	R\$	126.417	147.024	145.000
BB - AGROINDUSTRIAL 2	28/01/2011	Reestruturação da Dívida	108% do CDI*	2021	R\$	65.388	76.047	75.000
BNB 1	30/11/2004	Eletificação	10% a.a.	2013	R\$	-	-	-
BNB 3	29/12/2005	Eletificação	10% a.a.	2012	R\$	-	-	-
BNB 6	27/06/2008	Eletificação	10% a.a.	2016	R\$	13.452	18.954	46.012
BNDES 6 FINEM (C)	01/12/2006	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 4,3% a.a.	2013	R\$	-	-	-
BNDES 7 - FINEM (A8)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 1,82% a.a.	2017	R\$	813	1.349	1.888
BNDES 7 - FINEM (B8)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,82% a.a.	2017	R\$	813	1.349	1.889
BNDES 7 - FINEM (C3)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,12% a.a.	2015	R\$	-	820	2.458
BNDES 7 - FINEM (D3)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 3,12% a.a.	2015	R\$	-	820	2.459
BNDES 7 - FINEM (E3)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	4,5% a.a.	2015	R\$	-	514	1.543
BNDES 7 - FINEM (O4)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 1,82% a.a.	2016	R\$	3.443	10.287	17.142
BNDES 7 - FINEM (P4)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,82% a.a.	2016	R\$	3.444	10.291	17.147
BNDES 7 - FINEM (Q4)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	5,5% a.a.	2016	R\$	1.103	3.308	5.512
BNDES 7 - FINEM (O8)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 1,82% a.a.	2018	R\$	61.639	85.949	110.486
BNDES 7 - FINEM (P8)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,82% a.a.	2018	R\$	61.665	85.985	110.529
BNDES 7 - FINEM (O8)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	5,5% a.a.	2018	R\$	21.532	31.470	41.402
BNDES 8 - FINEM (A2)	27/06/2013	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 1,70% a.a.	2021	R\$	12.134	11.253	4.146
BNDES 8 - FINEM (B2)	27/06/2013	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,70% a.a.	2021	R\$	12.187	11.257	4.148
BNDES 8 - FINEM (C2)	27/06/2013	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 1,70% a.a.	2021	R\$	98.902	97.142	59.116
BNDES 8 - FINEM (D2)	27/06/2013	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,70% a.a.	2021	R\$	98.986	97.181	59.136
BNDES 8 - FINEM (E2)	27/06/2013	Expansão/Melhoramento de Redes	3% a.a.	2023	R\$	76.200	79.425	27.159
BNDES 8 - FINEM (C6)	30/12/2014	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,09%	2023	R\$	80.948	-	-
BNDES 8 - FINEM (D6)	30/12/2014	Expansão/Melhoramento de Redes	SELIC + 2,09%	2023	R\$	84.981	-	-
BNDES 8 - FINEM (E6)	30/12/2014	Expansão/Melhoramento de Redes	6% a.a.	2024	R\$	64.082	-	-
BNDES 8 - FINEM (F6)	30/12/2014	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 1,59%	2023	R\$	24.329	-	-
CEF - LPT 4	21/10/2013	Expansão/Melhoramento de Redes	6% a.a.	2025	R\$	14.456	14.004	-
CITI 4131	03/12/2013	Cobertura de Caixa	LIBOR + 0,97% a.a.	2018	DÓLAR	39.493	40.079	38.517
CITI 4131 2014	29/08/2014	Cobertura de Caixa	LIBOR + 0,989% a.a.	2018	DÓLAR	54.739	56.058	-
DEBÊNTURES 2ª EMISSÃO (1ª SÉRIE)	01/08/2005	Reestruturação da Dívida	108,5% do CDI	2013	R\$	-	-	-
DEBÊNTURES 4ª EMISSÃO	20/04/2011	Reestruturação da Dívida	111,3% do CDI	2017	R\$	222.081	367.848	366.449
ECF - LPT 1	01/07/2004	Universalização	5% a.a.	2016	R\$	2.289	6.397	10.506
ECF - LPT 2	17/11/2005	Universalização	5% a.a.	2017	R\$	8.974	13.406	17.839
ECF - 2871 Emergencial	13/12/2010	Expansão/Melhoramento de Redes	5% a.a.	2017	R\$	1.545	2.310	3.070
FINEP 2009	14/10/2009	Pesquisa e Desenvolvimento	(TJLP-6%) + 5% a.a.	2018	R\$	14.388	21.003	27.601
FINEP 2011	25/11/2011	Pesquisa e Desenvolvimento	4% a.a.	2018	R\$	19.152	25.487	15.738
IBM 1	29/08/2014	Cobertura de caixa	CDI + 0,31% a.a.	2020	R\$	21.567	22.492	-
IBM 2	29/09/2014	Cobertura de caixa	CDI + 0,31% a.a.	2020	R\$	10.922	11.499	-
IBM 3	23/10/2014	Cobertura de caixa	CDI + 0,31% a.a.	2020	R\$	7.117	7.495	-
IBM 4	28/11/2014	Cobertura de caixa	CDI + 0,31% a.a.	2020	R\$	12.459	13.123	-
IBM 5	19/12/2014	Cobertura de caixa	CDI + 0,31% a.a.	2020	R\$	5.043	5.311	-
ITAÚ	09/02/2015	Cobertura de Caixa	2,7757% a.a.	2017	DÓLAR	68.486	-	-
HSBC	09/04/2015	Cobertura de Caixa	LIBOR + 1,40% a.a.	2018	DÓLAR	144.372	-	-
KFW TRANCHE 1	29/05/1996	Dist.Rural/SE's/LT's	2% a.a.	2026	EURO	448	639	749
KFW TRANCHE 2	29/05/1996	Dist.Rural/SE's/LT's	4,5% a.a.	2016	EURO	805	2.088	3.168
SANTANDER 1	05/02/2015	Cobertura de Caixa	1,7799% a.a.	2016	DÓLAR	145.392	-	-
SANTANDER 2	09/02/2015	Cobertura de Caixa	2,4664% a.a.	2017	DÓLAR	68.534	-	-
Total						1.774.719	1.379.662	1.215.808

ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras

A Companhia mantém contratos de prestação de serviços bancários com diversas instituições financeiras como contratos de arrecadação de contas de luz, contratos de administração de contas, contratos de escrituração de ações e debêntures, contratos de agente fiduciário, contratos de conta corrente e transferências bancárias e contratos de prestação de garantias.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**iii. grau de subordinação entre as dívidas**

Credor	Saldo devedor em 2015	Saldo devedor em 2014	Saldo devedor em 2013	Classificação
BANCO DO BRASIL	126.417	147.024	145.000	Garantias Quirografária
BANCO DO BRASIL	65.388	76.047	75.000	Garantias Quirografária
BNB	-	-	-	Garantia Real
BNB	-	-	-	Garantia Real
BNB	13.452	18.954	46.012	Garantia Real
BNDES	-	-	-	Garantia Real
BNDES	813	1.349	1.888	Garantias Quirografária
BNDES	813	1.349	1.889	Garantias Quirografária
BNDES	-	820	2.458	Garantias Quirografária
BNDES	-	820	2.459	Garantias Quirografária
BNDES	-	514	1.543	Garantias Quirografária
BNDES	3.443	10.287	17.142	Garantias Quirografária
BNDES	3.444	10.291	17.147	Garantias Quirografária
BNDES	1.103	3.308	5.512	Garantias Quirografária
BNDES	61.639	85.949	110.486	Garantias Quirografária
BNDES	61.665	85.985	110.529	Garantias Quirografária
BNDES	21.532	31.470	41.402	Garantias Quirografária
BNDES	12.134	11.253	4.146	Garantias Quirografária
BNDES	12.187	11.257	4.148	Garantias Quirografária
BNDES	98.902	97.142	59.116	Garantias Quirografária
BNDES	98.986	97.181	59.136	Garantias Quirografária
BNDES	76.200	79.425	27.159	Garantias Quirografária
BNDES	80.948	-	-	Garantias Quirografária
BNDES	84.981	-	-	Garantias Quirografária
BNDES	64.082	-	-	Garantias Quirografária
BNDES	24.329	-	-	Garantias Quirografária
CAIXA ECONÔMICA FEDERAL	14.456	14.004	-	Garantias Quirografária
CITIBANK	39.493	40.079	38.517	Garantias Quirografária
CITIBANK	54.739	56.058	-	Garantias Quirografária
DEBENTURISTAS	-	-	-	Garantias Quirografária
DEBENTURISTAS	222.081	367.848	366.449	Garantias Quirografária
ELETROBRÁS	2.289	6.397	10.506	Garantia Real
ELETROBRÁS	8.974	13.406	17.839	Garantia Real
ELETROBRÁS	1.545	2.310	3.070	Garantia Real
FINEP	14.388	21.003	27.601	Garantias Quirografária
FINEP	19.152	25.487	15.738	Garantias Quirografária
IBM	21.567	22.492	-	Garantias Quirografária
IBM	10.922	11.499	-	Garantias Quirografária
IBM	7.117	7.495	-	Garantias Quirografária
IBM	12.459	13.123	-	Garantias Quirografária
IBM	5.043	5.311	-	Garantias Quirografária
ITAÚ	68.486	-	-	Garantias Quirografária
HSBC	144.372	-	-	Garantias Quirografária
KFW	448	639	749	Garantias Quirografária
KFW	805	2.088	3.168	Garantias Quirografária
SANTANDER	145.392	-	-	Garantias Quirografária
SANTANDER	68.534	-	-	Garantias Quirografária

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Obs: As garantias reais indicadas na tabela acima não correspondem ao total de cada dívida e sim ao somatório de parcelas, conforme previsto nos contratos de financiamento.

iv. eventuais restrições impostas ao emissor, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário, bem como se o emissor vem cumprindo essas restrições

A Companhia possui alguns contratos de empréstimo e financiamento que possuem restrições impostas pelos credores, abaixo descritas.

Empresa	Dívida	Covenant	Pagamento de dividendos	Restrição à alienação de ativo	Restrição a contratação de novas dívidas e emissões de valores mobiliários	Alienação de controle societário	Vigência
CELPE	4ª Emissão	Fiadora: Dívida líquida / EBITDA \leq 4,0, a partir do 1º trimestre de 2014 até o 1º trimestre de 2015 ¹ Fiadora: EBITDA / Resultado Financeiro \geq 2,0	Estando a empresa em débito com os Debenturistas, fica restrito o pagamento de dividendos superior ao limite mínimo, sob pena de vencimento antecipado não automático.	Não há	Não há	Restrição à alteração direta ou indireta do controle acionário	De 20/04/2011 a 30/06/2016
CELPE	BNB	Não há	Pagar aos seus acionistas dividendos e/ou juros sobre capital próprio, exclusive os níveis mínimos definidos em Lei, somente se as obrigações financeiras com o Banco, relativas ao contrato, estiverem em situação regular.	Não há	Não há	Não alterar o controle efetivo da emitente, direto ou indireto, sem prévia e expressa comunicação ao banco.	De 27/06/2008 a 27/06/2016
CELPE	BNDES 08.2.1089.1 e Aditivos	Fiadora: PL / Exigível Total \geq 45% Fiadora: EBITDA / ROL \geq 15% ² Fiadora: EBITDA / Serviço da Dívida \geq 1,2 Fiadora: Ativo Circ. / Passivo Circ. \geq 0,4	Não há	Sem prévia autorização do BNDES, não alienar nem onerar bens de seu ativo permanente, salvo quando se tratar de bens inservíveis ou obsoletos ou de bens que sejam substituídos por novos de idêntica finalidade.	Não assumir novas dívidas e não emitir debêntures sem prévia autorização do BNDES, exceto os empréstimos para atender aos negócios de gestão ordinária da Companhia.	O controle efetivo, direto ou indireto, da Beneficiária sofrer modificação após a contratação da operação, sem prévia e expressa autorização do BNDES.	De 16/03/2009 a 15/06/2023
CELPE	BNDES 13.2.0294.1 e Aditivos	Fiadora: Dívida líquida / EBITDA \leq 4 ³ Fiadora: EBITDA / Resultado Financeiro \geq 2,0	Não há	A garantidora deve submeter à aprovação do BNDES quaisquer propostas de matérias concernentes à oneração a qualquer título, de ação de sua propriedade, de emissão de cada uma das BENEFICIÁRIAS	Não há	A garantidora deve submeter à aprovação do BNDES quaisquer propostas de matérias concernentes à transferência do controle acionário de qualquer uma das BENEFICIÁRIAS	De 16/03/2009 a 15/06/2023
CELPE	FINEP	Não Há	Não há	Não há	Não obter financiamento ou praticar atos que, direta ou indiretamente, resultem em diminuição de sua capacidade de pagamento sem prévia e expressa autorização da FINEP, executados os atos ordinários de gestão.	Informar à FINEP todas as alterações realizadas no capital social e/ou estrutura societária, que possam influenciar no processo decisório da empresa	De 14/10/2009 a 15/02/2018
CELPE	ELETRORÁS	Dívida líquida / EBITDA \leq 3,0	Não declarar ou pagar qualquer dividendo, autorizar ou efetuar qualquer outra distribuição, no caso de estar em atraso no cumprimento das obrigações previstas no contrato de financiamento.	Não há	Não assumir, sem expressa autorização da Eletrobrás, novos compromissos financeiros que, isolada ou conjuntamente, superem o equivalente a 5% de seu Ativo Fixo e/ou que elevem seu endividamento a nível superior a 66% do seu Ativo Fixo.	Não há	De 01/07/2004 a 30/12/2017
CELPE	Citibank 2013 e 2014	Fiadora: Dívida líquida / EBITDA \leq 4,0 Fiadora: EBITDA / Resultado Financeiro \geq 2,0	Não há	A empresa se obriga a não vender, transferir, alugar ou alienar todo ou parte substancial de suas propriedades ou ativos, exceto se tais operações ocorrerem dentro do Grupo Econômico	Não há	Restrição à alteração direta ou indireta do controle acionário	De 03/12/2013 a 29/08/2018
CELPE	IBM	Não Há	Não Há	Não Há	Não Há	Não alterar o controle efetivo da emitente, direto ou indireto, sem a prévia concordância por escrito do Banco, salvo para operações ocorridas dentro do mesmo grupo e que não altere o seu controlador indireto.	De 29/08/2014 a 19/12/2020
CELPE	Itaú 4131 (2015)	Emissora: Dívida Líquida / EBITDA \leq 4,0 Emissora: EBITDA / Resultado Financeiro \geq 2	Não Há	Não Há	Não Há		De 09/02/2015 a 09/02/2017
CELPE	Santander 1 e 2 4131 (2015)	Emissora: Dívida Líquida / EBITDA \leq 4,0 Emissora: EBITDA / Resultado Financeiro \geq 2	Não Há	Não Há	Não Há		De 05/02/2015 a 09/02/2017
CELPE	HSBC 4131 (2015)	Emissora: Dívida Líquida / EBITDA \leq 4,0 Emissora: EBITDA / Resultado Financeiro \geq 2	Não Há	Não Há	Não Há		De 09/04/2015 a 09/04/2018
CELPE							

¹ O covenant Dívida Líquida/EBITDA da 4ª Emissão de Debêntures tinha o seu limite contratual \leq 3,0 até 2013. A partir de 2014, este covenant foi alterado e passou a ter limite gradativo, como segue: do 1º trimestre de 2014 até o 1º trimestre de 2015, Dívida Líquida / EBITDA \leq 4,0; do 2º trimestre de 2015 até o 1º trimestre de 2016, Dívida Líquida / EBITDA \leq 3,5; a partir do 2º trimestre de 2016 até a data de vencimento das Debêntures, Dívida Líquida / EBITDA \leq 3,0.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

² O covenant EBITDA / ROL do contrato BNDES 08.2.1089.1 e Aditivos tinha o seu limite contratual $\geq 20\%$ até o 3º trimestre de 2014 e foi alterado para $\geq 15\%$ a partir do 4º trimestre deste ano.

³ O covenant Dívida Líquida / EBITDA do contrato BNDES 13.2.0294.1 e Aditivos tinha o seu limite contratual $\leq 3,5$ até o 3º trimestre de 2014 e foi alterado para $\leq 4,0$ a partir do 4º trimestre de 2014.

Em caso de não cumprimento dessas restrições, também denominadas de *covenants*, os contratos poderão ter seus vencimentos antecipados.

Em situação de inadimplimento, a Companhia não poderá distribuir dividendos acima do limite mínimo obrigatório, além de ser obrigada a submeter previamente ao credor a contratação de novo endividamento.

Alguns desses contratos possuem cláusulas de *cross default* que podem determinar o vencimento antecipado de outras dívidas da Companhia em caso de inadimplimento das obrigações financeiras ou descumprimento de *covenants*.

A Companhia não pode garantir que atingirá todos os *covenants* contratados e que seus contratos não terão o vencimento antecipado declarado, em função de eventos adversos futuros.

g. limites de utilização dos financiamentos já contratados

A Companhia possui contratos de financiamento com o BNDES, Caixa Econômica Federal (com interveniência da ELETROBRÁS) e FINEP com saldos ainda não totalmente utilizados até 31/12/2015, conforme tabela abaixo:

Credor	Empresa	Valor Contratado (R\$ mil)	Valor Utilizado (R\$ mil)	Saldo utilizado (%)
BNDES 2013	Celpe	430.470	317.710	73,8%
BNDES 2015	Celpe	534.017	249.339	46,7%
CEF - PLPT/5ªT	Celpe	27.077	13.539	50,0%
FINEP 2012	Celpe	41.099	30.299	73,7%

h. alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

As informações financeiras constantes dos balanços patrimoniais e das demonstrações de resultado referentes aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013 foram extraídas das demonstrações financeiras elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações e normas e procedimentos contábeis emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM e Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC, que estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade emitidas pelo International Accounting Standards

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Board - IASB. Estas demonstrações financeiras foram auditadas pela ERNST & YOUNG Auditores Independentes, de acordo com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil.

Balanco Patrimonial (Valores em R\$ mil)

ATIVO	31/12/2015	AH%	AV%	31/12/2014	AH%	AV%	31/12/2013	AV%
CIRCULANTE								
Caixa e equivalentes de caixa	316.553	451%	6%	57.465	-62%	1%	149.269	4%
Contas a receber de clientes e outros	1.003.113	30,40%	20,28%	769.259	21,78%	18%	631.689	17%
Títulos e valores mobiliários	106	-85%	0%	706	-65%	0%	2.023	0%
Recursos CDE	-	0%	0%	-	0%	0%	10.758	0%
Impostos e contribuições a recuperar	68.954	-5%	1%	72.520	-26%	2%	98.666	3%
Estoques	13.294	11%	0%	11.988	72%	0%	6.979	0%
Despesas pagas antecipadamente	10.934	29%	0%	8.445	4%	0%	8.140	0%
Serviços em curso	10.346	34%	0%	7.723	-32%	0%	11.411	0%
Valores a Receber da Parcela A e outros itens financeiros	74.218	100%	1,50%	185.796	0,00%	4,35%	-	0%
Outros ativos circulantes	14.328	-24%	0%	18.875	18%	0%	16.025	0%
TOTAL DO CIRCULANTE	1.511.846	33%	31%	1.132.777	21%	27%	934.960	25%
NÃO CIRCULANTE								
Contas a receber de clientes e outros	76.437	-13%	2%	87.657	-40%	2%	146.372	4%
Títulos e valores mobiliários	1.908	108%	0%	916	-86%	0%	6.391	0%
Impostos e contribuições a recuperar	30.541	23%	1%	24.780	29%	1%	19.152	1%
Impostos e contribuições diferidos	262.873	-20%	5%	327.110	1%	8%	324.564	9%
Entidade de Previdência Privada	910	12%	0%	815	0%	0%	543	0%
Valores a Receber da Parcela A e outros itens financeiros	32.649	100%	1%	63.428	0%	1%	-	0%
Depósitos judiciais	65.253	20%	1%	54.531	14%	1%	47.853	1%
Outros ativos não circulantes	2.149	1%	0%	2.119	-2%	0%	2.158	0%
Outros investimentos	1.486	-23%	0%	1.934	-29%	0%	2.734	0%
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	718.427	42,40%	15%	504.530	41,50%	12%	356.549	9%
Intangível	2.240.672	8,12%	45%	2.072.488	6,28%	49%	1.950.077	51%
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	3.433.305	9%	69%	3.140.308	10%	73%	2.856.393	75%
ATIVO TOTAL	4.945.151	16%	100%	4.273.085	13%	100%	3.791.353	100%

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	31/12/2015	AH%	AV%	31/12/2014	AH%	AV%	31/12/2013	AV%
CIRCULANTE								
Fornecedores	659.847	47%	13%	447.495	28%	10%	349.048	9%
Empréstimos, financiamentos e debêntures	488.693	38%	10%	352.851	160%	8%	135.944	4%
Salários e encargos a pagar	43.706	35%	1%	32.362	24%	1%	26.129	1%
Taxas regulamentares	73.642	504%	1%	12.199	-35%	0%	18.625	0%
Impostos e contribuições a recolher	185.361	15%	4%	161.871	52%	4%	106.283	3%
Entidade de previdência privada	16.281	11%	0%	14.686	-10%	0%	16.331	0%
Dividendos e juros sobre capital próprio	1.360	-98%	0%	75.910	45906%	2%	165	0%
Provisões	71.523	501%	1%	11.907	18%	0%	10.090	0%
Outros passivos circulantes	154.841	37%	3%	113.205	12%	3%	101.056	3%
TOTAL DO CIRCULANTE	1.695.254	39%	34%	1.222.486	60%	29%	763.671	20%
NÃO CIRCULANTE								
Fornecedores	35.344	13%	1%	31.208	-10%	1%	34.745	1%
Empréstimos, financiamentos e debêntures	1.261.972	23%	26%	1.026.812	-5%	24%	1.079.877	28%
Taxas regulamentares	26.306	-9%	1%	28.926	21%	1%	24.000	1%
Impostos e contribuições a recolher	-	0%	0%	-	0%	0%	-	0%
Provisões	36.171	-47%	1%	68.145	17%	2%	58.227	2%
Entidade de previdência privada	192.310	-30%	4%	274.846	7%	6%	257.217	7%
Outros passivos não circulantes	12.801	-60%	0%	32.256	29%	1%	25.024	1%
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	1.564.904	7%	32%	1.462.193	-1%	34%	1.479.090	39%
PATRIMÔNIO LÍQUIDO								
Capital social	590.174	0%	12%	590.174	0%	14%	590.174	16%
Reservas de capital	558.080	0%	11%	558.080	0%	13%	558.080	15%
Reservas de lucros	427.346	1%	9%	421.162	3%	10%	409.014	11%
Outros resultados abrangentes	60.678	465%	1%	10.741	-57%	0%	24.805	1%
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	48.715	0%	1%	8.249	0%	0%	-	0%
Lucro/Prejuízo do período / exercício	-	0%	0%	-	-100%	0%	(33.481)	-1%
TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.684.993	6%	34%	1.588.406	3%	37%	1.548.592	41%
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO TOTAL	4.945.151	16%	100%	4.273.085	13%	100%	3.791.353	100%

Análise dos principais ativos e passivos:

- Ativo**

Circulante e não circulante**Caixa e equivalentes de caixa**

O saldo de caixa e equivalentes de caixa em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013 era de R\$ 316,6, R\$ 57,5 milhões e R\$ 149,3 milhões ,respectivamente. Os aumentos de saldos observados nestes anos são decorrentes da movimentação dos ingressos e desembolsos, que ocasionaram uma maior sobra de caixa no período.

Contas a receber de clientes e outros

Engloba as contas a receber com o fornecimento de energia e uso da rede, faturado e não faturado, este por estimativa, serviços prestados, acréscimos moratórios e outros;, até a data do balanço, contabilizado com base no regime de competência. São considerados ativos financeiros classificados como empréstimos e recebíveis.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

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

O saldo de contas a receber de clientes e outros em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013 era de R\$ 1.079,6 milhões, R\$ 856,1 milhões e R\$ 778,1 milhões, respectivamente. Em 2015 a variação foi de 26,0% em relação a 2014. Em 2014, a variação foi de 10,1% em relação à 2013.

Em 2015, a variação decorrente principalmente do aumento da receita de fornecimento de energia, impactada pelos reajustes tarifários, ordinário e extraordinário, receita de subvenções CDE e Baixa Renda, receita de bandeira tarifária e receita de venda na CCEE.

Valores a Receber da Parcela A e outros itens financeiros

O saldo de valores a receber da parcela A e outros itens financeiros em 31 de dezembro de 2015 e 2014 era de R\$ 106,9 milhões e R\$ 249,2 milhões, respectivamente. Em 2015 a variação foi de 57,1% em relação a 2014.

- Em 2015, a redução dos valores a receber da Parcela A está diretamente relacionada à: (i) antecipação dos créditos via aplicação das Bandeiras tarifárias. Até dezembro 2015 a Cia faturou R\$ 501 milhões, dos quais R\$ 496 milhões foram considerados para cobertura de custos de energia, representando menor constituição de CVA.; (ii) recebimento da CDE referente a novembro e dezembro 2014 em R\$ 91 milhões.
- Em 2014, Em 10 de dezembro, a Companhia assinou junto à ANEEL, 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. Desta forma, passou a ser requerido o reconhecimento contábil dos ativos e passivos financeiros setoriais e alterando a avaliação quanto à probabilidade de entrada e saída de recursos que incorporem benefícios econômicos, qualificando-os para reconhecimento nas demonstrações financeiras.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Concessão do serviço público (ativo financeiro)

A parcela dos ativos que não estará integralmente amortizada até o final da concessão é registrada como um ativo financeiro, por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente.

O cálculo do valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados, para fins de indenização, deve utilizar como base a metodologia do Valor Novo de Reposição (VNR), aplicado sobre o saldo residual dos ativos que compõem a Base de Remuneração Regulatória (BRR) ao final do prazo contratual da concessão.

Dessa forma, o ativo financeiro da concessão é composto pelo valor residual dos ativos da BRR do 3º Ciclo de Revisão Tarifária, devidamente movimentado por adições, baixas, transferências, depreciações e atualizações.

O saldo da conta de ativo financeiro em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013 (reapresentado) era de R\$ 718,4 milhões, R\$ 504,5 milhões e R\$ 356,5 milhões, respectivamente. O incremento de 42,4% em 2015 e 41,5% em 2014 é justificado pelas novas capitalizações de investimentos e da atualização monetária pelo IPCA (antes atualizada pelo IGPM) da base incremental para o ano de 2015.

Ativo Intangível

A parcela dos ativos da concessão que será integralmente utilizada durante a concessão é registrada como um ativo intangível e amortizada integralmente durante o período de vigência do contrato de concessão.

O ativo intangível é composto pelos ativos de distribuição avaliados ao custo de aquisição, incluindo custos de empréstimos capitalizados e deduzido de obrigações especiais e amortização acumulada. A amortização é calculada de forma não linear, pelo prazo esperado de retorno via tarifa (prazo de vencimento do contrato).

O saldo da conta de ativo intangível em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013 era de R\$ 2.240,6, R\$ 2.072,5 e R\$ 1.950,1 milhões, respectivamente. O aumento de 8,1 % em 2015 e 6,3 % em 2014 é justificado pelo aumento ingresso de novos projetos.

- **Passivo Circulante e não circulante**

Fornecedores

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

O saldo da conta de fornecedores em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013 era de R\$ 695,2, R\$ 478,7 milhões e R\$ 383,8 milhões respectivamente. A variação é desfavorável de 45,2% em 2015, é justificado, principalmente, pela elevação no preço médio de leilões de energia.

Empréstimos, financiamentos e debêntures

A dívida bruta onerosa da Companhia, incluindo empréstimos, financiamentos, debêntures, encargos e derivativos, totalizou R\$ 2.051 milhões em 2015 (35,74% maior que no ano anterior), R\$ R\$ 1.511 milhões em 2014 (11,67% maior que no ano anterior) e R\$ 1.353 milhões em 2013. O aumento da dívida no exercício de 2015 em relação a 2014 deve-se principalmente às novas captações e renegociações de recursos realizados junto ao Itaú, no valor de USD 23.714 mil, equivalentes a R\$ 65,0 milhões, ao Santander, no valor USD 71.667 mil, equivalentes a R\$ R\$ 195 milhões, HSBC, no valor de USD 43.664 mil, equivalentes a R\$ 140,0 milhões e aos novos ingressos de recursos provenientes do financiamento com o Banco Nacional de Desenvolvimento Social – BNDES, no montante de R\$ 278,1 milhões. Já no período de 2014 em relação à 2015, ocorreu um aumento de 26,89% decorrente de capitalizações.

• Demonstração do Resultado (Valores em R\$ mi)

	31/12/2015	AH%	AV%	31/12/2014	AH%	AV%	31/12/2013	AV%
RECEITA BRUTA	6.995.575	29%	151%	5.425.981	21%	136%	4.483.560	139%
(-) Deduções da receita bruta	(2.377.962)	64%	-51%	(1.447.610)	15%	-36%	(1.255.786)	-39%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	4.617.613	16%	100%	3.978.371	23%	100%	3.227.774	100%
Custo do serviço	(3.864.768)	19%	-84%	(3.242.679)	24%	-82%	(2.610.657)	-81%
LUCRO BRUTO	752.845	2%	16%	735.692	19%	18%	617.117	19%
Despesas com vendas	(214.441)	-13%	-5%	(246.413)	5%	-6%	(233.688)	-7%
Despesas gerais e administrativas	(246.096)	34%	-5%	(183.731)	10%	-5%	(166.765)	-5%
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E IMPOSTOS	292.308	-4%	6%	305.548	41%	8%	216.664	7%
Resultado financeiro	(180.462)	13%	-4%	(159.027)	99%	-4%	(79.790)	-2%
Receita financeira	632.013	562%	14%	95.458	-19%	2%	118.060	4%
Despesa financeira	(812.475)	219%	-18%	(254.485)	29%	-6%	(197.850)	-6%
LUCRO ANTES DOS IMPOSTOS	111.846	-24%	2%	146.521	7%	4%	136.874	4%
Imposto de renda e contribuição social	(40.749)	146%	-1%	(16.570)	-45%	0%	(30.111)	-1%
Corrente	(8.380)	-65%	0%	(23.903)	87%	-1%	(12.775)	0%
Diferido	(22.242)	-281%	0%	12.281	-266%	0%	(7.392)	0%
Incentivo SUDENE	6.143	-49%	0%	12.033	56%	0%	7.738	0%
Amortização do ágio e reversão PMIPL	(16.270)	-4%	0%	(16.981)	-4%	0%	(17.682)	-1%
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	71.097	-45%	2%	129.951	22%	3%	106.763	3%
LUCRO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO:								
Ordinária	0,95			1,74			1,43	
Preferencial A	0,95			1,74			1,43	
Preferencial B	1,05			1,91			1,57	

Receita Operacional Bruta

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

A receita operacional bruta da Companhia nos exercícios de 2015, 2014 e 2013 foi de R\$ 6.995,6, R\$ 5.426 milhões e R\$ 4.483,6 milhões, respectivamente, composta conforme detalhamento a seguir:

Componentes da Receita Bruta	31/12/2015	AH%	AV%	31/12/2014	AH%	AV%	31/12/2013	AV%
Fornecimento de Energia	3.205.296	36,4%	46%	2.350.379	24,8%	43%	1.882.759	42%
Disponibilidade da rede elétrica	3.096.114	33,7%	44%	2.316.119	7,0%	43%	2.165.392	48%
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	115.922	786,7%	2%	13.073	-63,7%	0%	35.968	1%
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	(81.636)	100,0%	-1%	251.155	0,0%	5%	-	0%
Receita de Construção	464.595	13,7%	7%	408.459	18,7%	8%	344.225	8%
Outras Receitas	195.284	125,0%	3%	86.796	57,2%	2%	55.216	1%
Total	6.995.575	29%	100%	5.425.981	21%	100%	4.483.560	100%

Os fatores determinantes da variação da Receita Bruta foram:

- Aumento na tarifa média de venda, consequência do aumento tarifário ocorrido em abril/15 impactando na receita pela disponibilidade da rede elétrica e no fornecimento de energia elétrica, sendo o fornecimento também impactado pelo crescimento do volume de vendas no mercado cativo;
- Câmara de Comercialização de Energia – CCEE, apresentou variação favorável de R\$ 102,8 milhões, devido reflexo do nível de contratação de 3,69%, para o ano de 2015 em função da redistribuição de cotas e retração do mercado em decorrência da crise.
- Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros, redução de R\$ 332,8 milhões, decorrente principalmente do impacto das bandeiras tarifária.
- Receita de construção da infraestrutura da concessão apresentou variação favorável, mas não produz efeito líquido no resultado da empresa devido à sua contrapartida no custo. As receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria foram contabilizadas em atendimento ao pronunciamento técnico CPC 17 – Contratos de Construção.
- Outras receitas apresentou variação favorável de R\$ 108,5 milhões, sendo: **(i)** receitas de uso mutuo de postes em R\$ 9; **(ii)** R\$ 81 de valor justo do ativo indenizável, decorrente mudança de índice para a atualização monetária, do IGMP para o IPCA e atualização da base incremental para o ano de 2015 e **(iii)** acréscimo moratório em R\$ 12.

Deduções da Receita Operacional Bruta

As deduções da receita operacional da Companhia são representadas pelos encargos setoriais e tributários.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

As deduções da receita operacional da Companhia nos anos de 2015, 2014 e 2013 foram de R\$ 2.378,0 milhões, R\$ 1.447,6 milhões e R\$ 1.255,8 milhões respectivamente.

2015

O aumento de 64,27% em 2015 em relação a 2014 é decorrente principalmente de:

- ICMS, PIS e COFINS, devido principalmente ao aumento do fornecimento de energia elétrica e da receita pela disponibilidade da rede elétrica;
- Cota de desenvolvimento energético – CDE em função dos impactos dos repasses realizados; e
- Repasse de recursos de bandeira Tarifária à conta CCRBT.

2014

O aumento de 15,28% em 2014 em relação a 2013 é devido principalmente a:

- ICMS, PIS e COFINS, devido principalmente ao aumento do fornecimento de energia elétrica e da receita pela disponibilidade da rede elétrica.

2013

A redução de 16,47% em 2013 em relação a 2012 é devido principalmente a:

- Redução dos tributos de ICMS, PIS e COFINS, devido principalmente à queda da receita bruta. Conta de Consumo de Combustível - CCC, devido principalmente à extinção da quota fixada pela ANEEL, conforme lei nº 12.783/2013 e da Resolução Homologatória 1.418, que isenta o valor a partir de Fevereiro/2013.

Receita Operacional Líquida

Em 2015, a receita operacional líquida foi de R\$ 4.617,6 milhões, sendo 17,21% maior do que à receita líquida apurada em 2014, que foi de R\$ 3.939,8 milhões (reclassificada), sendo 22,06% superior à receita líquida apurada em 2013, que foi de R\$ 3.227,8 milhões.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**Custo e Despesas do Serviço de Energia Elétrica**

Os custos e despesas operacionais da Companhia nos anos de 2015, 2014 e 2013 têm a seguinte composição por natureza de gasto:

	31/12/2015	AH%	AV%	31/12/2014	AH%	AV%	31/12/2013	AV%
Pessoal e Administradores	(225.454)	8%	5%	(208.008)	15%	6%	(180.116)	6%
Material	(15.782)	11%	0%	(14.232)	64%	0%	(8.682)	0%
Serviços de terceiros	(368.717)	13%	9%	(325.755)	14%	9%	(284.982)	9%
Taxa de fiscalização serviço energia –TFSEE	(4.727)	1%	0%	(4.673)	-4%	0%	(4.852)	0%
Energia elétrica comprada para revenda	(2.574.758)	12%	60%	(2.302.611)	30%	63%	(1.764.976)	59%
Encargos de uso do sistema transmissão	(263.306)	490%	6%	(44.596)	-61%	1%	(114.854)	4%
Amortização	(168.776)	3%	4%	(163.649)	9%	4%	(149.784)	5%
Arrendamentos e aluguéis	(2.691)	5%	0%	(2.552)	29%	0%	(1.978)	0%
Tributos	(2.211)	4%	0%	(2.121)	-4%	0%	(2.209)	0%
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(92.314)	-14%	2%	(107.423)	2%	3%	(105.070)	3%
Custo de construção da infraestrutura da Concessão	(464.595)	14%	11%	(408.459)	19%	11%	(344.225)	11%
Outros	(141.974)	60%	3%	(88.744)	80%	2%	(49.382)	2%
Total custos / despesas	(4.325.305)	18%	100%	(3.672.823)	22%	100%	(3.011.110)	100%

- Pessoal e Administradores**

As despesas com pessoal e administradores estão demonstradas abaixo:

	31/12/2015	AH%	AV%	31/12/2014	AH%	AV%	31/12/2013	AV%
Remunerações	102.030	4%	45%	98.438	7%	47%	91.980	51%
Encargos sociais	47.103	0%	21%	46.934	11%	23%	42.298	23%
Entidade de Previdência Privada	7.896	-1%	4%	7.974	-45%	4%	14.610	8%
Auxílio alimentação	12.441	7%	6%	11.580	12%	6%	10.380	6%
Convênio assistencial e outros benefícios	7.850	58%	3%	4.984	-2%	2%	5.105	3%
Rescisões	15.303	132%	7%	6.605	-3%	3%	6.828	4%
Férias e 13º salário	23.866	1%	11%	23.550	10%	11%	21.342	12%
Plano de saúde	12.981	12%	6%	11.608	16%	6%	10.018	6%
Contencioso trabalhista	1.780	-19%	1%	2.198	140%	1%	916	1%
Participação nos resultados	17.466	10%	8%	15.923	27%	8%	12.559	7%
Administradores	5.427	11%	2%	4.872	92%	2%	2.539	1%
Encerramento de ordem em curso	1.667	30%	1%	1.278	-4%	1%	1.325	1%
(-) Transferências para ordens	(30.356)	9%	-13%	(27.936)	-30%	-13%	(39.784)	-22%
Total	225.454	8%	100%	208.008	15%	100%	180.116	100%

2015

Pessoal e administradores, variação desfavorável em 8% em relação ao ano anterior, decorrente principalmente do reajuste acordo/dissídio coletivo de 9,9%; e aumento do 0,75% de provisão da PLR.

2014

Pessoal e administradores, variação desfavorável em 15% em relação ao ano anterior, decorrente principalmente da redução da transferência do custeio para investimento, reajuste salarial, aumento do PLR, encargos de folha, Diretores e plano de saúde.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

2013

Pessoal e administradores, variação desfavorável em 30% em relação ao ano anterior, devido principalmente ao reajuste salarial, refletido nas rubricas de remuneração e encargos, reajuste do plano de saúde, absorvido pela empresa, aumento nos desligamentos observado na rubrica de rescisão de contratos e honorários dos Diretores.

- **Serviços de Terceiros**

As despesas com serviços de terceiros nos anos de 2015, 2014 e 2013 foram de R\$ 368,7, R\$ 325,8 milhões e R\$ 285,0 milhões, respectivamente. O aumento de 13,2% em 2015 em relação a 2014, um aumento de 14,32% em 2014 quando comparado com 2013 é resultado principalmente:

2015

- Manutenção do sistema Elétrico – manutenção corretivas;
- TI / Telecom: Entregas de projetos que estavam atrasados em manutenção e conservação de software;
- Impacto em linha de dados devido a ampliação do sistema NASTEK para aumento da produtividade das turmas de plantão identificada pelo projeto Avançar;
- Outros Serviços de Terceiros: maior volume de encerramento de ordens;
- Serviços administrativos: destaca-se despesa de Consultoria (contrato da Buhamra ref a Consultoria Pesquisa Abradee);
- Faturamento e Arrecadação: reclassificação contábil de agente arrecadador (CIP, LBV etc) para custo do serviço prestado;
- Relacionamento com o Cliente: economia decorrente renegociação do valor do contrato com redução da tarifa;
- Plano de Perdas e Cobrança: contingenciamento decorrente de priorização de outras ações da distribuição.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

2014

- Manutenção do sistema Elétrico, devido às ações de segurança (aumento de turmas, prontomotos, plano de poda, entre outros) e ao reajuste contratual;
- Relacionamento com Cliente, devido ao maior volume de chamadas atendidas que onerou o TMA e ao reajuste contratual;
- Faturamento e Arrecadação, devido aos serviços de leitura/entrega com aumento de fator k por substituição de EPS e despesa com agente arrecadador devido ao aumento da tarifa e da base de clientes;
- Plano de Perdas e Cobrança, devido aumento nas ações de Cobrança: Assessoria de Cobrança, URA/SMS e Negativações;
- Serviços Administrativos, devido principalmente despesas com Manutenção de Imóvel, Consultoria, Serviço Geral e despesa com Vigilância;
- Outros Serviços de Terceiros, devido adequação ao Caderno de Serviços e encerramento de projetos.

2013

- alteração do critério de alocação de despesas com serviços de terceiros decorrente das exigências do processo de revisão tarifária;
- Substituição de empresas prestadoras de serviço (EPS);
- Intensificação das ações de corte;
- Atualização do cadastro de clientes baixa renda e produtor rural.

- **Energia elétrica comprada para revenda**

As despesas com energia elétrica comprada para revenda nos anos de 2015, 2014 e 2013 foram, respectivamente, de R\$ 2.574,8, R\$ 2.302,6 milhões e R\$ 1.764,9 milhões, representando um aumento de 12% (2015/2014) e 30% (2014/2013), respectivamente. As variações ocorreram principalmente devido:

2015

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- Incremento de 5,7% no volume de energia comprada (CCEARs, bilaterais, cotas e outros);
- Reajustes de preço dos contratos de compra vigentes (índice médio de 8,13%);
- Aumento do custo no Mercado de Curto Prazo com as liminares de Teles Pires, Jirau, Belo Monte e outras em R\$ 68 milhões;
- Encargo de Energia de Reserva ocorrida em função do rateio pela CCEE do pagamento de impostos sobre a conta de energia de reserva.

2014

- Maior tarifa média (mix) de compra de energia, devido à entrada de novos contratos: 12º LEN (Leilão de Energia Nova) e 13º LEE (Leilão de Energia Existente), especialmente pelo efeito das térmicas, que possuem uma tarifa mais elevada;
- Aumento do custo variável pago às térmicas despachadas pelo ONS, para garantir o nível mínimo dos reservatórios nacionais;
- Maior exposição ao mercado de curto prazo, tendo em vista o cenário de desconstrução involuntária, ocasionado pela redistribuição das cotas em função da Lei 12.783/13 e/ou por projetos térmicos postergados ou cancelados;

Estes acréscimos foram parcialmente compensados pela:

- Redução das tarifas de compras de energia das concessões de geração renovadas pela Lei 12.783/13;
- Contabilização/reconhecimento das medidas do Governo Federal de auxílio às distribuidoras de energia, mediante os Decretos 8.203/14 e 8.221/14. O valor parcialmente compensado pelos repasses da CDE (ou CONTA-ACR) alcançou em 2014 o montante de R\$ 340.108.
- Pela entrada em 2014 do contrato da UHE Jirau.

2013

- Energia elétrica comprada apresentou posição desfavorável, em função do aumento do custo da energia decorrente do despacho das térmicas, alta do PLD em relação ao ano anterior e dos novos contratos do 7º LEN e do 2º LFA.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

• Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão

As despesas com encargos de uso do sistema de transmissão nos anos de 2015, 2014 e 2013 foram, respectivamente, de R\$ 263,3, R\$ 44,6 milhões, R\$ 114,9.

2015

- Aumento dos gastos com Encargo de Serviço do Sistema (ESS) devido à redução do preço teto do PLD a partir de janeiro de 2015 (R\$ 388,48/MWh), refletindo em uma maior incidência do ESS;
- Aumento dos encargos de uso e conexão, consequência da elevação dos custos com TUST, conforme Resoluções Homologatórias ANEEL nº 1.758, com vigência a partir de 01/07/2014 e RH 1.917, com vigência a partir de 01/07/2015.

2014

Variação favorável de R\$ 76.190, decorrente principalmente de:

- Reconhecimento do CONER – Conta de Energia de Reserva, favorável, no ano de 2014, devido alta do PLD que provocou receita do ERR, conforme despacho de encerramento da ANEEL nº 4.786;
- Encargo da Rede Básica: nova contratação de 2015 e do reajuste tarifário da Rede Básica em 01/julho/2014, desfavorável;
- Encargo de uso do sistema de distribuição: novo Contrato CUSD com a COELBA, em Juazeiro para o ano de 2014, desfavorável;
- Encargo do Serviço do Sistema – ESS: do despacho adicional de usinas térmicas, para fazer face ao baixo nível dos reservatórios do Sistema Interligado Nacional, desfavorável.

2013

A redução de 50% em relação ao ano anterior é decorrente principalmente da redução das tarifas de uso do sistema, em função da lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- **Provisão para créditos de liquidação duvidosa**

2015

Provisões líquidas PCLD apresentou posição favorável em relação ao ano anterior, em decorrência da intensificação das ações de cobrança e de corte, das negociações com as classes: Industrial, Comercial, Poder Público Municipal e Iluminação Pública.

2014

Impactos favoráveis:

- Aumento de número dos cortes realizados, devido à melhoria da efetividade do corte;
- Crescimento do resultado da assessoria de cobrança;
- Intensificação das ações administrativas (URA/SMS e negociações).

Impactos desfavoráveis:

- Reconhecimento da PCLD FUNAI;
- Ingresso de valor referente à Prefeitura Municipal de Santa Cruz do Capibaribe;
- Com relação a conta de perdas(incobrável), a CELPE lançou na PCLD em 2012 e 2013 mais de 470 milhões. Parte desses valores foi levado ao incobrável em função da rotina de envio automático não contemplar clientes do Grupo A, Poderes Públicos, Clientes com créditos e Clientes com parcelamentos inadimplentes, onde para esses casos, são necessários tratamentos manuais para envio ao incobrável.

2013

Provisões líquidas PCLD apresentou posição favorável em relação ao ano anterior, em decorrência da política de cobrança adotada em 2012 com foco: na atuação da dívida de menor risco de recebimento, na redução do prazo de parcelamento e no aumento do volume das operações de cobrança, impactando no aumento da PCLD no 3º trimestre de 2012.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- **Custos de construção da infra-estrutura de concessão**

O crescimento dos custos de construção da infraestrutura de concessão, quando comparado a variação entre os períodos está relacionado ao aumento de investimentos em serviços de construção e melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. Não produz efeito líquido no resultado da empresa devido à sua contrapartida na receita.

- **Outros custos e despesas**

Outros custos e despesas nos anos de 2015, 2014 e 2013 foram, respectivamente, de R\$ 141,9, R\$ 88,7 milhões, R\$ 53,2. Em 2015 a variação desfavorável foi de 60,0%, quando comparado a 2014, decorrente principalmente de provisões e Indenizações do período; e perda de desativação. Em 2014 a variação desfavorável foi de 79,7%, quando comparado a 2013, devido basicamente a multa regulatória.

2013

A redução de 4% dessas despesas quando comparada a 2012, é decorrente do Impacto favorável em: perda operacional, em virtude de reclassificação do valor referente ao ICMS Produtor Rural e Poder Público reconhecido em Agosto/2013; e Impacto desfavorável, em função do contencioso trabalhista e cível.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**Resultado Financeiro**

Receita Financeira	31/12/2015	AH%	AV%	31/12/2014	AH%	AV%	31/12/2013	AV%
Renda de aplicações financeiras	29.811	200%	5%	9.925	-46%	10%	18.264	15%
Juros, comissões e acréscimo moratório	32.116	32%	5%	24.385	-51%	26%	49.287	42%
Marcação a mercado da dívida/swap	157.678	639%	25%	21.341	29%	22%	16.567	14%
Variação cambial	90.379	1073%	14%	7.703	1459%	8%	494	0%
Operações Swap	288.381	1126%	46%	23.516	99%	25%	11.806	10%
Atualização Depósitos Judiciais	2.784	44%	0%	1.936	41%	2%	1.373	1%
Remuneração financeira da parcela A e out	29.975	2140%	5%	1.338	-91%	1%	14.860	13%
Outras receitas - Variação Monetária	2.894	100%	0%	3.347	0%	4%	3.679	3%
Outras receitas financeiras	1.165	-41%	0%	1.967	14%	2%	1.730	1%
(-) Pis e Cofins s/ receita financeira	(3.170)	0%	-1%	-	0%	0%	-	0%
Total	632.013	562%	100%	95.458	-19%	100%	118.060	100%

Despesa Financeira	31/12/2015	AH%	AV%	31/12/2014	AH%	AV%	31/12/2013	AV%
Encargos de dívida	(119.673)	13%	15%	(106.057)	9%	42%	(97.408)	49%
Marcação a mercado da dívida/swap	(166.649)	586%	21%	(24.309)	54%	10%	(15.744)	8%
Variação cambial	(283.964)	1240%	35%	(21.193)	-3%	8%	(21.868)	11%
Operações Swap	(141.952)	857%	17%	(14.837)	1433%	6%	(968)	0%
Perda acréscimos moratórios	(760)	-28%	0%	(1.052)	13%	0%	(933)	0%
Previdência Privada	(31.465)	4%	4%	(30.257)	-9%	12%	(33.300)	17%
IOF	(6.327)	81%	1%	(3.499)	638%	1%	(474)	0%
Encargos P&D / PEE	(3.469)	2%	0%	(3.411)	20%	1%	(2.848)	1%
Atualização Contingências	(31.648)	7%	4%	(29.524)	663%	12%	(3.869)	2%
Outras despesas - Variação monetária	(21.910)	111%	3%	(10.404)	28%	4%	(8.129)	4%
Outras despesas financeiras	(4.658)	-53%	1%	(9.942)	-19%	4%	(12.310)	6%
Total	(812.475)	219%	100%	(254.485)	29%	100%	(197.850)	100%

Resultado Financeiro Líquido	(180.462)	13%		(159.027)	99%		(79.790)	
-------------------------------------	------------------	------------	--	------------------	------------	--	-----------------	--

2015

O resultado financeiro apresentou uma variação desfavorável de 13,49%, impactando em R\$ 21.435, essa variação deve-se principalmente a:

- Juros de Mora: aumento da inadimplência/atraso recebimento contas energia;
- Renda de Aplicação Financeira: crescimento do saldo médio de disponibilidades, em virtude das captações de recursos;
- Parcela A e outros: atualização de 12 meses de 2015, enquanto em 2014 foram considerados somente 20 dias, devido ao reconhecimento dos ativos e passivos regulatórios conforme V Aditivo ao contrato de concessão de energia elétrica assinado em 10/12/2015;
- Resultado da dívida: novas captações e aumento dos dois principais indexadores de dívida da Companhia – CDI e TJLP – que representam 82,7% do total da dívida,

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

contribuíram para o aumento das despesas financeiras, sendo: (i) maior despesa com encargos; (ii) efeito desfavorável de variação monetária, incluindo marcações a mercado de dívida e swap; (iii) efeito líquido negativo de variação cambial e swaps;

2014

O resultado financeiro apresentou uma variação desfavorável de 92,40%, impactando em R\$ 73.724, essa variação deve-se principalmente a:

- Renda de aplicações financeiras apresentou posição desfavorável, devido principalmente à redução do saldo médio de disponibilidades em relação ao ano anterior.
- Encargos de dívida, além do impacto no resultado da alteração da metodologia de MTM das dívidas em moeda estrangeira e dos swaps atrelados, a companhia aumentou a dívida no exercício de 2014, gerando um aumento na despesa financeira. Adicionalmente, o aumento do CDI em 2014 (10,81%) em comparação ao exercício de 2013 (8,05%) impactou negativamente a despesa financeira das dívidas já contratadas.
- Receita financeira da concessão, variação desfavorável, decorrente basicamente da deflação do IGPM acumulado (de 5,53% para 3,67%), índice que atualiza a base blindada do 3º Ciclo.
- Aumento em outras despesas financeiras decorrente principalmente de:
- Variação monetária contingência - atualização dos processos judiciais, mudança de metodologia dos pagamentos em 2014 e reconhecimento de juros e correção referente ao pagamento de acordo.
- Multa regulatória - reconhecimento das multas de DIC, FIC e DMIC referente, aos contratos recalculados (números de ocorrências reconsideradas no expurgo) dos anos de 2011, 2013 e 2014;
- Penalidade universalização - passivo regulatório, referente à multa por não cumprimento total das metas de universalização.

2013

O resultado financeiro apresentou uma posição favorável de 15%, passando de R\$ 93.785 mil de despesa no acumulado de 2012 para R\$ 79.790 mil no exercício e 2013. Essa posição deve-se principalmente a:

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- Renda de aplicações financeiras que apresentou posição desfavorável de R\$ 6.721 mil, devido principalmente à redução do saldo medido de disponibilidades e aplicações dadas como garantia.
- Juros, comissões e acréscimo moratório de energia apresentou posição desfavorável de R\$ 4.409 mil, devido principalmente à redução do parcelamento.
- Encargos, variação cambial, monetária e swap (líquidos) que apresentou posição favorável de R\$ 23.182 mil, devido basicamente à queda da despesa com encargos de dívida, em função da redução do nível de endividamento da Companhia pela amortização de empréstimos e financiamentos, e da redução das taxas de juros (CDI e TJLP) vinculadas às dívidas; e à baixa da atualização e juros referente à CCEE no trimestre de 2012, aumentando a despesa.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Em 2015, foram registradas despesas líquidas de contribuição social e imposto de renda de 40,7 milhões, comparados com R\$ 16,6 milhões 2014.

Os fatores que influenciaram foram:

(i) Redução no valor do JSCP distribuído, o que gerou um aumento nos tributos, líquido do incentivo SUDENE; (ii) Redução no valor das exclusões permanentes, em função principalmente de: Excesso de Previdência, PLR e PMIPL. O que gerou um aumento nos tributos; (iii) Redução no valor do incentivo SUDENE, em função principalmente das seguintes variações: RTT, Atualização do Valor Justo ativo financeiro e resultado não operacional. Variação líquida de -R\$ 41, o que gerou uma redução no incentivo; (iv) Baixa do ativo diferido de SUDENE em função do encerramento do RTT com a entrada em vigor da Lei nº 12.973/2014.

Em 2014, O corrente, tendo como principal motivo a distribuição do JSCP no valor de R\$ 76,2 milhões que é dedutível para contribuição social e imposto de renda.

Em 2013, foram registradas despesas líquidas de contribuição social e imposto de renda de R\$ 30,1 milhões negativo, comparadas com R\$ 15,3 milhões positivo em 2012. Esse desvio é decorrente de:

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- O corrente, tendo como principal motivo o aumento do lucro antes do IR e CSLL impactando diretamente na base de cálculo desses tributos.
- O diferido está sendo influenciado diretamente pela constituição do diferido de IR e CSLL.
- O Imposto de renda - SUDENE impactado pela variação do Lucro antes do IR e CSLL que está diretamente refletindo na base de cálculo do Incentivo SUDENE.

Em 2012, foram registradas despesas líquidas de contribuição social e imposto de renda de R\$ 7,6 milhões, comparadas com R\$ 43,6 milhões em 2011 (R\$ 91,6 milhões em 2010). Essa redução se deve ao lucro antes dos impostos, impactando na diminuição da base de cálculo do imposto de renda e da contribuição social.

Lucro Líquido do Exercício

Devido aos fatores explicados acima, em 2015 o lucro líquido foi de R\$ 71,0 milhões, em 2014 de R\$ 130,0 milhões e em 2013 foi de R\$ 106,8 milhões.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro**Comentários sobre o item 10.2:****a. resultados das operações do emissor, em especial:****i. descrição de quaisquer componentes importantes da receita**

A receita da Companhia é composta conforme demonstrado a seguir:

Componentes da Receita Bruta (Valores em R\$ Mil)	Exercício social terminado em:				
	31/12/2015	%	31/12/2014	%	31/12/2013
Fornecimento e Distribuição de energia elétrica	5.990.588	38,26%	4.332.796	16,03%	3.734.093
Subvenção à tarifa social baixa renda	310.822	-6,86%	333.702	6,25%	314.058
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	115.922	786,73%	13.073	-63,65%	35.968
Valores a Receber da Parcela A e Outros Itens Financeiros	-81.636	-132,50%	251.155		-
Receita de construção da infraestrutura da concessão	464.595	13,74%	408.459	18,66%	344.225
Valor justo ativo indenizável da concessão	90.512	903,57%	9.019		-
Outras receitas	104.772	34,71%	77.777	40,86%	55.216
Total	6.995.575	28,93%	5.425.981	21,02%	4.483.560

Fonte: DFP

A receita da Companhia é composta essencialmente pelo faturamento do consumo de energia elétrica dos consumidores da área de concessão, somando R\$ 6.995,5 milhões em 2015 (R\$ 5.425,9 milhões em 2014 e R\$ 4.483,5 milhões em 2013), e essa receita sofre influência de dois fatores diretamente dependentes do desempenho da economia, o consumo e a demanda de energia elétrica na área de concessão e as tarifas de energia elétrica.

O consumo de energia apresenta forte correlação com a atividade econômica, produção industrial, nível de renda e disponibilidade de crédito e condições climáticas (principalmente no caso de temperaturas elevadas) e a tarifa cobrada dos consumidores é definida anualmente pela ANEEL através dos reajustes e revisões tarifárias, sendo que quaisquer modificações nas regras vigentes para o setor ou na metodologia de cálculo das tarifas pode afetar a receita da Companhia. Os mecanismos de reajustes e revisões das tarifas consideram variáveis macroeconômicas, principalmente a inflação, medida pelos índices IGP-M e IPCA.

Em 2015 e 2014 os resultados da Companhia foram impactados ainda pela contabilização dos ativos e passivos financeiros setoriais, no montante negativo de R\$ 81,6 milhões em 2015 e positivo de R\$ 251,1 milhões em 2014. O reconhecimento dessa receita ou redutor de receita só foi possível a partir da assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão emitido pela ANEEL, onde o órgão regulador garante que os

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

valores de CVA e outros componentes financeiros serão incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão, eliminando eventuais incertezas, até então existentes, quanto ao reconhecimento e à realização das diferenças temporais, cujos valores são repassados anualmente na tarifa de distribuição de energia elétrica.

Segue os principais componentes:

Fornecimento e Distribuição de Energia Elétrica Faturado:

Corresponde à receita de fornecimento e disponibilidade de rede de distribuição de energia elétrica medida e faturada para o consumidor cativo.

Subvenção à tarifa social baixa renda

Subvenção econômica com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – 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.

Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros

Trata-se de 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

Receita de construção da infraestrutura da concessão:

Serviços de construção ou melhoria da infra-estrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro**ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais**

Valores em Reais Mil	Exercício social terminado em:				
	31/12/2015	%	31/12/2014	%	31/12/2013
Receita Bruta	6.995.575	28,93%	5.425.981	21,02%	4.483.560
Deduções da Receita Bruta	-2.377.962	64,27%	-1.447.610	15,28%	-1.255.786
Receita Líquida	4.617.613	16,07%	3.978.371	23,25%	3.227.774
Custos e Despesas Operacionais	-4.325.305	17,77%	-3.672.823	21,98%	-3.011.110
Pessoal e Administradores	-218.008	8,99%	-200.034	20,86%	-165.506
Material	-15.782	10,89%	-14.232	63,93%	-8.682
Serviço de Terceiros	-368.717	13,19%	-325.755	14,31%	-284.982
Energia Elétrica Comprada	-2.574.758	11,82%	-2.302.611	30,46%	-1.764.976
Encargos Uso Sistema de Transmissão	-263.306	490,43%	-44.596	-61,17%	-114.854
Amortização	-168.776	3,13%	-163.649	9,26%	-149.784
Provisões Líquidas e PCLD	-92.316	-14,06%	-107.423	2,24%	-105.070
Despesa de Construção	-464.595	13,74%	-408.459	18,66%	-344.225
Outras Despesas	-159.047	49,95%	-106.064	45,23%	-73.031
Resultado do Serviço	292.308	-4,33%	305.548	41,02%	216.664

Destacam-se no ano de 2015 os seguintes fatores:

- 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.
- Deduções da Receita Bruta aumentaram 64,27%, quando comparado o 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.
- Impactos decorrentes dos Custos de Energia adquirida para revenda:
 - a. No ano de 2014 os custos estavam abatidos pelos valores de repasses CDE e da conta ACR no montante de R\$ 335.375 mil. Como no ano de 2015 não ocorreu repasses da mesma natureza e os que foram recebidos referentes ao ano de 2014 foram reconhecidos como rebatedores da parcela A na receita, temos um efeito negativo, pois em 2015 não há nenhum abatimento do custo.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

- b. O efeito positivo de R\$ 439.094 mil nos custos com aquisição de energia no Ambiente de Contratação Regulado. A entrada em vigor dos novos contratos de energia no decorrer do ano de 2015 fizeram o volume de energia do ACR subir 15,18%, atingindo 7.082 GW em 2015, contra 6.148 GW em 2014. O impacto no custo que esse aumento de volume poderia ocasionar foi compensado pela redução do custo médio das aquisições nesse ambiente. Apesar dos reajustes anuais dos contratos vigentes, a combinação do fim de contratos antigos mais caros e da entrada de novos contratos mais baratos ocasionaram uma queda nessa média, que saiu de R\$ 319,31 /MWh em 2014 para R\$ 215,21 /MWh em 2015.
 - c. O aumento dos custos médios de energia dos contratos de energia bilaterais e das cotas pelos reajustes anuais. Esses foram parcialmente compensados pela redução dos volumes com um impacto negativo líquido de R\$ 173.779 mil.
- O Custo com transmissão de energia aumentou R\$ 352.016 mil, na comparação entre os anos de 2015 e 2014. Os principais fatores que ocasionaram essa variação foram:
 - a. Impacto da variação nos encargos de rede básica e encargo de conexão, no montante de R\$ 15.598 mil, decorreram dos reajustes contratuais definidos por meio de Resolução pela ANEEL.
 - b. Aumento do custo do Encargo de Serviço do Sistema, ESS, que a partir de 2015, com a fixação do limite PLD, absorveu o custo adicional do acionamento das térmicas. O impacto no resultado foi de R\$ 134.136 mil, quando comparado os anos de 2015 e 2014.
 - c. Houve redução dos superávits apresentados na Conta de Energia de Reserva – CONER do ano de 2014 para 2015. Essa redução foi ocasionada pelo menor preço teto do PLD e pela melhora dos cenários, em relação ao ano anterior. Com isso, as devoluções observadas nas liquidações de energia por meio do Encargo de Energia de Reserva – EER saíram de R\$ 126.173 mil em 2014 para R\$ 30.496 mil em 2015, com um impacto negativo de R\$ 95.677 mil no custo. Essas devoluções são redutoras da conta de custo.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

O mercado cativo em 2014 foi de 11.229,6 GWh, 5,2% maior do que o verificado no ano de 2013. Esse resultado foi influenciado pela recuperação de perdas.

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

- A classe Residencial, que representa 42,38% do mercado cativo total, registrou um crescimento de 4,3% em 2014, quando comparado ao ano anterior. Esta variação também seguiu a trajetória dos últimos anos e é explicada pelo incremento de novos clientes, incentivos governamentais para aquisição de eletrodomésticos e pelo aumento da renda das famílias.
- O mercado cativo Industrial, que representa 14,16% do consumo cativo total, apresentou um crescimento de 12,1% em relação ao ano anterior, influenciado pelo incremento de carga do consumidor Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco – CITEPE e entrada de novos consumidores. Ao se analisar a energia distribuída industrial (cativo + livres), verifica-se um crescimento de 4,34% no ano de 2014.
- A classe Comercial, que detém 21,97% de participação no mercado cativo, obteve um crescimento de 6,5% em relação a 2013. O mercado distribuído da classe apresentou um 6,62% de crescimento em relação ao ano anterior.
- A classe Rural, que representa 5,67% do consumo cativo total, apresenta seu desempenho bastante vinculado ao comportamento das variáveis climáticas, tendo registrado um decréscimo de 4,3% ao longo do ano de 2014 quando comparado com o ano anterior.
- As outras classes apresentaram um crescimento de 4,0% em 2014 em relação ao mesmo período de 2013. A classe Poder Público cresceu 2,48% no ano. O crescimento de 6,48% da classe Iluminação Pública deve-se a atualização dos dados de iluminação pública de prefeitura de Jaboatão. Já a classe Serviço Público cresceu 4,16% enquanto a classe Consumo Próprio decresceu 5,18%.

O mercado cativo em 2013 foi de 10.672,3 GWh, 6,32% maior do que o verificado no ano de 2012. Esse resultado foi influenciado por uma excelente recuperação de perdas.

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

- A classe Residencial, que representa 42,7% do mercado cativo total, registrou um crescimento de 13,28% em 2013, quando comparado ao ano anterior. O ótimo desempenho é função basicamente de maior recuperação de perdas.
- O mercado cativo Industrial, que representa 13,3% do consumo cativo total, apresentou uma redução de 6,97% em relação ao ano anterior, devido à migração de clientes para o mercado livre. No entanto, ao se analisar a energia distribuída industrial (cativo +

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

livres), verifica-se um crescimento de 8,68% no ano de 2013, influenciado pela entrada do consumidor Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco - CITEPE.

- A classe Comercial, que detém 21,7% de participação no mercado cativo, obteve um crescimento de 4,89% em relação a 2012. O mercado distribuído da classe apresentou um resultado ainda melhor em função da migração de clientes para o ambiente de livre contratação, 9,36% em relação ao ano anterior. O resultado foi impactado pelo desempenho do varejo moderno, evidenciado pela ampliação e inauguração de shoppings centers.
- A classe Rural, que representa 6,3% do consumo cativo total, apresentou um crescimento de 3,27% ao longo do ano de 2013 quando comparado com o ano anterior. O crescimento abaixo da média é justificado pela elevação do volume de chuvas ao longo do ano em comparação ao ano anterior que reduziu a necessidade de bombeamento de água para irrigação.
- As outras classes apresentaram um crescimento de 4,71% em 2013 em relação ao mesmo período de 2012. O comportamento da classe Poder Público, que cresceu 8,15% no ano, contribuiu positivamente para este resultado, a ampliação de carga no canteiro de obras da Refinaria Abreu e Lima. O crescimento de 8,27% da classe Iluminação Pública, deve-se a atualização do cadastro do parque de iluminação pública de alguns municípios. Já as classes Serviço Público e Consumo Próprio ficaram praticamente estáveis com crescimentos de -0,8% e 0,4%.

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

As Tarifas de Energia Elétrica são fixadas pela ANEEL para cada concessionária de energia conforme características específicas de cada área de concessão (território geográfico onde cada empresa é contratualmente obrigada a fornecer energia elétrica), refletindo peculiaridades de cada região, como número de consumidores, quilômetros de rede e tamanho do mercado (quantidade de energia atendida por uma determinada infraestrutura), custo da energia comprada, tributos estaduais e outros.

Em conformidade com o contrato de concessão da Companhia, o Poder Concedente procederá, a cada 04 anos, as revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia, alterando-as para mais ou para menos, de forma a assegurar a adequada prestação dos serviços concedidos e a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato. Para este fim, o Poder Concedente deve considerar as alterações na estrutura de custos e de mercado da concessionária, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e a modicidade das tarifas.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

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 do 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 entraram em vigor a partir do dia 29 de abril de 2015 com vigência até 28 de abril de 2016.

Reajuste Tarifário Extraordinário

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.

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.

Reajuste Tarifário Anual – IRT 2014

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1.723 de 28 de abril de 2014, publicada no Diário Oficial da União do dia 29 de abril de 2014, homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Companhia, em 15,99%, dos quais 14,05% correspondem ao reajuste tarifário econômico e 1,94% aos componentes financeiros pertinentes.

Considerando como referência os valores praticados atualmente, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores da concessionária é de 17,75%.

2013 – Revisão Tarifária

A ANEEL definiu a metodologia para o 3º ciclo de revisões tarifárias através da Resolução Normativa nº 457 de 08 de novembro de 2011. Para a CELPE, a nova metodologia de revisão tarifária foi aplicada e seus efeitos percebidos a partir de 29 de abril de 2013, quando da 3ª revisão tarifária da empresa, conforme previsto no contrato de concessão.

A Taxa de Remuneração de Capital (WACC), que no 2º ciclo de revisões foi de 9,95% (após impostos), foi definida para o 3º ciclo de revisões como 7,50% (após impostos). Para as

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

empresas localizadas nas áreas de atuação da SUDENE e SUDAM, a ANEEL fixou taxa diferenciada, considerando a possibilidade de obtenção de benefício Fiscal, estabelecido em Lei. Tendo em vista que a decisão administrativa desnatura benefício fixado em Lei, as empresas ingressaram com ação judicial através da Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica - ABRADÉE, obtendo liminar em junho de 2012 junto à justiça federal mantendo o benefício e, em março de 2013 julgamento de mérito favorável na Justiça Federal em primeira instância.

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

O Fator X foi calculado considerando a produtividade; a trajetória de custos operacionais; e a qualidade, nos reajustes anuais. O Fator de produtividade, de 1,27%, foi estabelecido por benchmarking na qual foi analisada a produtividade média setorial, considerando a evolução verificada do mercado, custos, redes e investimentos. O componente Trajetória (componente T) foi calculado em 0,51%, com base na diferença entre o valor dos custos operacionais definidos no 2º ciclo de revisão tarifária, atualizados pelos ganhos de produtividade, e o limite mais próximo do intervalo de custos operacionais eficientes definidos pelo método de benchmarking. O valor do componente T foi limitado a $\pm 2,0\%$ (mais ou menos dois por cento). O componente de qualidade será aplicado em função da evolução dos indicadores de qualidade da empresa (DEC e FEC), que é apurado nos reajustes anuais entre as revisões tarifárias.

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

Para perdas de receitas irre recuperáveis foi mantida a metodologia utilizada no 2º ciclo com poucas alterações. Os índices de inadimplência regulatória passaram a ser estabelecidos por classe de consumo. Para a parcela dos encargos setoriais foram reconhecidas as inadimplências reais de cada empresa. Para a CELPE, no total foi definido o índice de 0,98% sobre a receita bruta regulatória para perdas de receitas irre recuperáveis.

A metodologia utilizada para perdas de energia no 3º ciclo teve poucas alterações. A perda não técnica foi definida em 14,00% sobre o mercado de baixa tensão, enquanto a técnica em 8,22% sobre a energia injetada, excluída a do nível de tensão A1.

Na CELPE foi aprovado pela ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1519, de 23 de abril de 2013, o índice médio da 3ª revisão tarifária da CELPE em 1,32%, sendo 1,60% relativo à parcela econômica e -0,28% relativo aos componentes financeiros. Em média o efeito para os consumidores foi de 1,32%, sendo que para os clientes de baixa tensão, que representam

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

99,8% dos consumidores, o percentual aplicado foi de 1,97%. Já os consumidores industriais e comerciais de médio e grande porte tiveram um percentual médio nas contas de 0,19%. As novas tarifas entraram em vigor no dia 29 de abril de 2013.

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

A situação financeira e o resultado das operações da Companhia são afetados pela inflação e pelas tarifas praticadas nos leilões de venda de energia que refletem oferta e demanda, além das características da fonte da energia comercializada.

Os principais indicadores de inflação que influenciam as operações realizadas pela Companhia são: IGP-M, índice que reajusta parte das tarifas de fornecimento de energia elétrica e IPCA, índice que reajusta os contratos de energia no ambiente de contratação regulada.

✓ **Tarifas reguladas de distribuição de energia**

O resultado das operações da Companhia é afetado significativamente por mudanças nas tarifas reguladas de energia elétrica. Mais especificamente, a maior parte da receita é derivada da venda de energia elétrica para consumidores finais cativos com base em tarifas reguladas.

Os reajustes das tarifas de distribuição se aplicam de maneira diferenciada para cada classe de consumidores, havendo, em geral, aumentos diferenciados em função do mercado de referência utilizado em cada reajuste tarifário ou revisão tarifária periódica. A tabela a seguir apresenta os índices de reajuste das tarifas em termos percentuais de cada reajuste anual de 2013 a 2015. As variações de tarifas refletem não só a taxa da inflação brasileira, como as variações no custo de compra de energia, nos encargos setoriais incidentes, o crescimento de mercado e o efeito do processo de revisão tarifária previsto no contrato de concessão:

- Em 22 de abril de 2015: 11,44%
- Em 22 de abril de 2014: 17,75%
- Em 22 de abril de 2013: - 7,92% (negativo, ano de revisão tarifária)

Tarifas reguladas de distribuição de energia

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

O resultado das operações da Companhia é afetado significativamente por mudanças nas tarifas reguladas de energia elétrica. Mais especificamente, a maior parte da receita é derivada da venda de energia elétrica para consumidores finais cativos com base em tarifas reguladas.

O mercado cativo no ano foi de 11.448 GWh, 1,95% maior do que o verificado no ano de 2014. A receita de fornecimento em 2014, considerando apenas as vendas de energia ao mercado cativo, foi de R\$ 5.813,9 milhões. Dessa forma as receitas operacionais e margens dependem substancialmente do processo de revisão das tarifas.

Tarifas de compra de energia

Os preços da energia elétrica adquirida pela Companhia nos termos de contratos de longo prazo firmados no ambiente de contratação regulada são (i) aprovados pela ANEEL, no caso de contratos assinados antes do Novo Modelo do Setor Elétrico, e (ii) determinados em leilões para aqueles assinados após o Novo Modelo, enquanto os preços da energia elétrica comprada no ambiente de contratação livre baseiam-se em índices de mercado prevalentes, de acordo com o contrato bilateral.

Os preços nos contratos de longo prazo são corrigidos anualmente para refletir os aumentos em determinados custos de geração e a inflação. A maioria dos contratos tem reajustes vinculados ao reajuste anual nas tarifas de distribuição, de forma que os aumentos de custos são repassados aos consumidores por meio de aumentos de tarifas. Como uma crescente parcela da energia elétrica é adquirida em leilões públicos, o êxito das estratégias nesses leilões afeta as margens e a exposição ao risco de preço de mercado, uma vez que a capacidade de repassar os custos de aquisição de energia elétrica estará vinculada ao êxito na projeção da expectativa de demanda.

A energia contratada para atender ao mercado da CELPE em 2015 totalizou 14.974 GWh, o que representa um acréscimo de 7,74% em relação a 2014. Este pequeno acréscimo foi decorrente da frustração de cotas de garantia física e de contratos, cujos empreendimentos de geração tiveram a concessão cancelada ou não foram concluídos na data prevista. A energia foi adquirida a um custo médio acumulado de R\$ 161,46/MWh, o que representa 15,8% a menos em relação a 2014, isso por conta da diminuição dos custos variáveis.

Câmbio e Taxa de Juros

A Companhia possui empréstimos indexados ao Euro e ao Dólar e contratou instrumentos derivativos com objetivo exclusivo de proteção econômica e financeira contra a variação cambial. Foi utilizado swap de moeda estrangeira para CDI, de forma que os ganhos e perdas dessas operações decorrentes da variação cambial sejam compensados pelos ganhos e perdas equivalentes das dívidas em moeda nacional.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

As dívidas da Companhia estão sujeitas à variação das taxas de juros no mercado e, portanto, na hipótese de elevação das taxas de juros, as despesas financeiras da CELPE também aumentarão, afetando negativamente a sua capacidade de pagamento.

Resultado Financeiro Líquido Valores em R\$ Mil	Exercício social terminado em:				
	31/12/2015	%	31/12/2014	%	31/12/2013
Renda de aplicações financeiras	29.811	200,36%	9.925	-45,66%	18.264
Encargos de dívida, variações de swap e monetárias	(175.800)	54,43%	(113.836)	24,85%	(91.175)
Juros, comissões e acréscimo moratório de energia	32.116	31,70%	24.385	-45,42%	44.680
Obrigações Pós Emprego	(31.465)	3,99%	(30.257)	-9,14%	(33.300)
Remuneração financeira setorial	29.975	2140,28%	1.338		-
Atualizações Conting. e Outras Monet.	(53.558)	34,14%	(39.928)	193,22%	(13.617)
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(11.541)	8,33%	(10.654)	129,51%	(4.642)
Resultado Financeiro	(180.462)	13,48%	(159.027)	99,31%	(79.790)

2015

O ano de 2015 foi marcado pela recessão da economia brasileira e deterioração dos indicadores econômicos, consequência 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.

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 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.

Dado esse ambiente, o Resulta do Financeiro Líquido da Companhia atingiu em R\$ 180.462 mil em 2015, contra R\$ 159.027 mil em 2014, que equivale a uma redução de 13,48%. Ele vem sendo diretamente influenciado pelos impactos de índices de preços e dos juros.

O CDI acumulado no período foi de 13,18%, uma elevação de 2,41 pontos percentuais em comparação ao ano anterior, onde foi de 10,77%. Isso, juntamente, com o aumento dos volumes de caixa médios acarretou um ganho adicional de aproximadamente R\$ 19.886 mil reconhecidos no resultado.

Houve um aumento de R\$ 61.964 mil nas despesas de dívida. Esse aumento foi decorrente da combinação do efeito do aumento dos volumes de dívida na comparação de 2015 e 2014, porém, o aumento dos juros praticados no mercado, principalmente, do CDI e do TJLP que são os indexadores mais relevantes da dívida da Companhia. Com já falamos acima o CDI teve uma variação de 2,41 pontos percentuais, já a TJLP foi elevada em 1,25 pontos percentuais, saindo de 5,00% em 2014 para 6,25% em 2014.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

2014 - Em 2014 o Banco Central deu continuidade à elevação do patamar da meta da taxa básica de juros, a SELIC, fechando o ano em 11,75% a.a. Esta elevação da taxa acontece desde o início de 2013, quando a SELIC alcançou seu menor patamar, 7,25% a.a. Isso resultou em um aumento geral dos custos de captação e das dívidas pós-fixadas, principalmente aquelas atreladas ao CDI. Outro importante indicador da inflação na economia brasileira o IPCA, sofreu um aumento em 2014 onde o acumulado atingiu 6,41% em comparação com o registrado em 2013 que registrou 5,91%. Por outro lado o IGP-M sofreu uma redução de 1,85 p.p. passando de 5,91% a.a. em 2013 para 3,67% a.a. em 2014. Os principais fatores para a diminuição no ritmo da alta vieram da queda dos preços no atacado e na construção. A taxa de câmbio fechou o ano de 2014 em R\$/U\$ 2,6562 acumulando uma desvalorização do real frente ao dólar de 13,38% comparado ao ano anterior.

2013 – O ano de 2013 foi marcado por uma capacidade limitada de expansão da economia. Fatores como o baixo nível de investimentos, menor expansão do crédito com aumento das taxas de juros e o elevado endividamento das famílias foram responsáveis por esta situação. O PIB encerrou o ano de 2013 com um crescimento de 2,3% em relação a 2012, foi um crescimento acima do de 2012, porém abaixo das expectativas.

Outro fato relevante foi a piora das contas públicas durante o ano de 2013, que pode levar o Brasil a um rebaixamento da classificação de crédito que atualmente é considerado grau de investimento.

O resultado da inflação medida pelo IPCA (índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo) registrou 5,91% em 2013, apesar de o resultado estar abaixo do teto da meta (6,5%), é o quarto ano consecutivo que a inflação fica acima da média de 4,5%. A taxa de juros, SELIC, encerrou o ano no patamar de 10%.

Outro fato marcante no cenário econômico de 2013 foi programa de estímulo monetário dos Estados Unidos, que inicialmente injetou dólares no mercado para recompra de títulos, porém foi reduzido ao longo do ano, resultando numa desvalorização do real. A taxa de câmbio fechou 2013 em R\$/U\$ 2,34 apontando uma desvalorização do real frente ao dólar de 14,7% quando comparada a 2012.

2012 – Segundo dados divulgados pela Agência Estadual de Planejamento e Pesquisa de Pernambuco (Condepe/Fidem), o PIB a preços de mercado encerrou o ano de 2012 com um crescimento de 2,3% em relação a 2011. Este resultado é reflexo principalmente da seca prolongada e da crise econômica mundial, mesmo assim o crescimento foi superior ao nacional, tendo em vista que de acordo com o IBGE a economia brasileira cresceu apenas 1,0% em 2012 em comparação ao ano anterior.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

A análise por setores dos dados divulgados pela agência mostra um crescimento de -15,0% na agropecuária, 3,7% na indústria e 2,7% nos serviços. A construção civil foi o principal destaque do crescimento industrial já no setor de serviços sobressaíram-se três setores: serviços prestados às famílias, aluguéis e intermediação financeira e transportes.

10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs

10.3 - Comentários sobre os efeitos relevantes que os eventos abaixo tenham causado ou se espera que venham a causar nas demonstrações financeiras do emissor e em seus resultados:

a. introdução ou alienação de segmento operacional

Não aplicável. Não houve, nos últimos três exercícios sociais, aquisição ou alienação de segmentos operacionais.

b. constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Não aplicável. Não houve, nos últimos três exercícios sociais, constituição, aquisição ou alienação de participação societária.

c. eventos ou operações não usuais

Não aplicável. Não houve, nos últimos três exercícios sociais, eventos ou operações não usuais.

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases**10.4. Os diretores devem comentar:****a. mudanças significativas nas práticas contábeis**

Não ocorreram mudanças significativas nas práticas contábeis para o exercício findo em 31/12/2015.

As demonstrações financeiras da Companhia para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014 foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações e normas e procedimentos contábeis emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM e Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC, que estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade emitidas pelo International Accounting Standards Board - IASB.

b. efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

Alguns procedimentos técnicos e interpretações emitidas pelo CPC foram revisados e têm a sua adoção obrigatória para o período iniciado em 01/01/2012.

Segue abaixo a avaliação da Companhia dos impactos das alterações destes procedimentos e interpretações:

CPC 18 (R2)/IAS 28 - Investimento em Coligada, em Controlada e em Empreendimento Controlado em Conjunto - aprovado pela Deliberação CVM Nº 696, de 13 de dezembro de 2012. A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 33 (R1)/IAS 19 - Benefícios a Empregados - aprovado pela Deliberação CVM nº 695, de 13 de dezembro de 2012 (Aprovação pelo CFC em 30 de janeiro de 2013). A revisão desta norma engloba alterações como a remoção do mecanismo do corredor, o conceito de retornos esperados sobre ativos do plano e esclarecimentos sobre valorizações e desvalorizações. Entrando em vigor para os períodos anuais iniciados em 1º de janeiro de 2013. A Companhia adotou a norma, tendo como impacto o reconhecimento da remoção do mecanismo do corredor no Patrimônio Líquido.

CPC 36 (R3)/IFRS 10 (IASB – BV 2012)- Demonstrações Consolidadas - aprovado pela Deliberação CVM Nº 698, de 20 de dezembro de 2012 (Aprovado pelo CFC em 30 de janeiro de 2013). A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 44 - Demonstrações Combinadas - aprovado pela Deliberação CVM Nº 708, de 02 de maio de 2013 (Aprovado pelo CFC). A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

CPC 45/IFRS 12 (IASB – BV 2012)- Divulgação de Participações em Outras Entidades - aprovado pela Deliberação CVM Nº 697, de 13 de dezembro de 2012 (Aprovado pelo CFC em 25 de janeiro de 2013). A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 46/IFRS 13 - Mensuração do Valor Justo - aprovado pela Deliberação CVM Nº 699, de 20 de dezembro de 2012 (Aprovado pelo CFC em 25 de janeiro de 2013). A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

OCPC 06 - Apresentação de Informações Financeiras Pro forma – aprovado pela Deliberação CVM Nº 709 de 02 de maio de 2013. A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

c. ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

Nos períodos em análise, não houve ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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

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. Essas estimativas são revistas de maneira contínua, utilizando como referência a experiência histórica e alterações relevantes de cenário que possam afetar a situação patrimonial e o resultado da Companhia nos itens aplicáveis.

Revisões com relação a estimativas contábeis são reconhecidas no período em que as estimativas são revisadas e em quaisquer períodos futuros afetados.

A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas demonstrações financeiras devido ao tratamento probabilístico inerente ao processo de estimativa.

As principais estimativas e premissas relacionadas às Demonstrações Financeiras da Companhia referem-se ao registro dos efeitos decorrentes de:

✓ Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros

Trata-se de valores realizáveis ou exigíveis em decorrência do contrato de concessão, que tem como objetivo, dentre outros, assegurar o equilíbrio econômico financeiro da concessão e apresentar a realização dos componentes tarifários e da efetiva remuneração com obediência ao Pressuposto Básico da Competência, no processo de confrontação das despesas com as receitas entre os períodos contábeis.

O contrato prevê que “As tarifas devem cobrir os custos necessários ao desenvolvimento das atividades, desde que assegurado o adequado nível de eficiência das concessionárias ou permissionárias e a acuracidade das informações contábeis”.

✓ Bifurcação dos Bens da Concessão do Serviço Público – Ativo Financeiro Indenizável e Ativo Intangível

A Companhia adota a premissa de que os bens são reversíveis no final do contrato de concessão, com direito de recebimento integral de indenização pelo poder concedente, sobre os investimentos ainda não amortizados e estimou o ativo financeiro indenizável

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

oriundo da concessão, considerando os investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão, sendo tais montantes classificados como ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente. A parcela remanescente à determinação do ativo financeiro (valor novo de reposição) classificada como um ativo intangível em virtude da sua recuperação esta condicionada à utilização do serviço público, neste caso, do consumo de energia pelos clientes.

Com base nas disposições contratuais e nas interpretações dos aspectos legais e regulatórios, a Companhia adotou a premissa de que será indenizada pelo valor novo de reposição contábil ao final da concessão. Essa determinação impactou a base de formação dos ativos que possuem cláusula de indenização prevista no contrato de concessão, norteado pela ICPC-01(IFRIC-12).

✓ **Contratos de Construção**

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

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

✓ **Perda por redução ao valor recuperável de ativos financeiros**

Uma perda por redução ao valor recuperável existe quando o valor contábil de um ativo ou unidade geradora de caixa excede o seu valor recuperável, o qual é o maior entre o valor justo menos custos de venda e o valor em uso. O cálculo do valor justo menos custos de vendas é baseado em informações disponíveis de transações de venda de ativos similares ou preços de mercado menos custos adicionais para descartar o ativo. O cálculo do valor em uso é baseado no modelo de fluxo de caixa descontado.

Os fluxos de caixa derivam do orçamento para os próximos cinco anos e não incluem atividades de reorganização com as quais a Companhia ainda não tenha se comprometido ou investimentos futuros significativos que melhorarão a base de ativos da unidade geradora de caixa objeto de teste. O valor recuperável é sensível à taxa de

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

desconto utilizada no método de fluxo de caixa descontado, bem como aos recebimentos de caixa futuros esperados e à taxa de crescimento utilizada para fins de extrapolação.

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.

✓ Provisões para riscos tributários, cíveis, regulatórios e trabalhistas

A Companhia reconhece provisão para causas tributárias, cíveis, regulatórias e trabalhistas. A avaliação da probabilidade de perda inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais.

✓ Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída em montante considerado suficiente pela Administração para fazer face às eventuais perdas na realização das contas a receber, levando em consideração as perdas históricas e uma avaliação individual das contas a receber com riscos de realização. A provisão é constituída com base nos valores a receber de consumidores residenciais vencidos há mais de 90 dias, consumidores comerciais vencidos há mais de 180 dias, consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação e serviços públicos vencidos há mais de 360 dias, bem como através de análise criteriosa para os clientes com débitos relevantes.

✓ Impostos Diferidos

Dado a natureza de longo prazo e a complexidade dos instrumentos contratuais existentes, diferenças entre os resultados reais e as premissas adotadas, ou futuras mudanças nessas premissas ou na legislação tributária, poderiam exigir ajustes futuros na receita e despesa de impostos já registrada.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

Imposto de renda diferido ativo é reconhecido na extensão em que seja provável que haja lucro tributável disponível para permitir a utilização dos referidos prejuízos. Julgamento significativo da Administração é requerido para determinar o valor do imposto de renda diferido ativo que pode ser reconhecido, com base no prazo provável e nível de lucros tributáveis futuros, juntamente com estratégias de planejamento fiscal futuras.

✓ Plano previdenciário e outros benefícios aos empregados

A Companhia patrocina planos de benefícios suplementares de aposentadoria e pensão para seus empregados, ex-empregados e respectivos beneficiários, com o objeto de suplementar os benefícios garantidos pelo sistema oficial da previdência social.

O plano de aposentadoria na modalidade benefício definido tem o custo da concessão dos benefícios determinados pelo Método da Unidade de Crédito Projetada, líquido dos ativos garantidores do plano. A avaliação atuarial e suas premissas e projeções são revisadas e atualizadas em bases anuais, ao final de cada exercício.

A avaliação atuarial envolve o uso de premissas sobre as taxas de desconto, taxas de retorno de ativos esperadas, aumentos salariais futuros, taxas de mortalidade e aumentos futuros de benefícios de aposentadorias e pensões. A obrigação de benefício definido é altamente sensível a mudanças nessas premissas. Todas as premissas são revisadas a cada data base.

10. Comentários dos diretores / 10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs

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

A Companhia não possui transações (ativas ou passivas) de natureza material, individualmente ou quando agregadas, que não tenham sido apropriadamente registradas nos livros contábeis que fundamentam as demonstrações contábeis.

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

i. arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos

Não aplicável. Não ocorreram arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos.

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

Não aplicável. Não ocorreram carteiras de recebíveis baixadas.

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

Não aplicável. Não foram celebrados contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços.

iv. contratos de construção não terminada

Não aplicável. Não foram celebrados contratos de construção não terminada.

v. contratos de recebimentos futuros de financiamentos

Os contratos de recebimentos futuros de financiamentos já estão apresentados no item 10.1 (letra g) deste formulário.

b. outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Não aplicável. Não há itens não evidências nas demonstrações financeiras.

10. Comentários dos diretores / 10.7 - Coment. s/itens não evidenciados

10.7 - Em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.6, os diretores devem comentar:

A Companhia não possui transações (ativas ou passivas) de natureza material, individualmente ou quando agregadas, que não tenham sido apropriadamente registradas nos livros contábeis que fundamentam as demonstrações contábeis.

- a. como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras do emissor**
- b. natureza e o propósito da operação**
- c. natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação**

Não aplicável aos itens acima. A Companhia não possui itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

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

a. investimentos, incluindo:

i. descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos

Anualmente é definido o volume de investimentos a ser realizado pela CELPE, de acordo com a sua necessidade de expansão, manutenção e inovação. Para 2016 está previsto investimentos no valor de R\$ 573.104 mil. Segue abaixo os principais planos de investimentos em andamento e previstos para 2016:

- Expansão de Rede: R\$ 106.558 mil

Subestações (SE's): Será concluída a construção de 04 SE's, Setúbal, Gravatá, Cupira e São José do Belmonte,, início da construção das SE's de Ilha do Leite, Iputinga, Estância, Limoreiro e a ampliação de 135 Subestações.

Linha de Transmissão: Construção de 135Km.

Rede de Distribuição: Construção de 103 Km de alimentadores.

- Renovação de Subestação R\$ 19.797 mil

Na manutenção do sistema serão aplicados recursos da ordem de R\$ 19 milhões na renovação de equipamentos de Subestações.

- Automação: R\$ 23.175 mil

Automação de 239 chaves na média tensão.

- Novas Ligações: R\$ 172.403 mil

Ligações de 105 mil novos clientes em área urbana e rural, além de intervenções de religação, substituição de medidores, telemedição e ligação de grandes clientes.

- Renovação de Redes de Distribuição: R\$ 125.700mil

Adequação dos níveis de tensão em conformidade com o PRODIST; intervenções em redes que apresentam riscos de segurança; e ações de restabelecimento do sistema de distribuição; além da renovação do sistema elétrico em operação.

ii. fontes de financiamento dos investimentos

A CELPE pretende acessar os bancos de fomento e agências multilaterais. A Companhia liberou junto ao BNDES em 2015 o montante de R\$ 254 milhões para financiamento de parte de seu programa de investimentos.

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios**iii. desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos**

Não aplicável. Não existem desinvestimentos em andamento ou previstos.

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

Não aplicável, pois não houve aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que influenciem materialmente a capacidade produtiva da Companhia.

c. novos produtos e serviços, indicando:**i. descrição das pesquisas em andamento já divulgadas**

Não aplicável.

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

Não aplicável

iii. projetos em desenvolvimento já divulgados

Não aplicável

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

Não aplicável.

10. Comentários dos diretores / 10.9 - Outros fatores com influência relevante

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

Não aplicável. Não há outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens desta seção.