

## Índice

### 5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos	1
5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado	6
5.3 - Descrição - Controles Internos	10
5.4 - Alterações significativas	14
5.5 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos	15

### 10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	16
10.2 - Resultado operacional e financeiro	39
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	52
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	53
10.5 - Políticas contábeis críticas	55
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	61
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	62
10.8 - Plano de Negócios	63
10.9 - Outros fatores com influência relevante	70

## 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 Companhia é controlada pelo Grupo Neoenergia, cuja política de Gestão de Risco Corporativo foi aprovada pelo Conselho de Administração em 14 de Dezembro de 2016 e define os princípios, diretrizes e estrutura para gestão de riscos no Grupo e suas controladas.

Esta Política é o marco de gestão de risco corporativo do Grupo Neoenergia e suas controladas e se desdobra nos demais normativos de risco corporativos e de negócios.

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

**i. os riscos para os quais se busca proteção**

Os principais riscos para os quais a Companhia pode estar exposta e busca proteção são:

- Negócio: devido à incerteza das variáveis intrínsecas ao negócio, como a oferta e demanda de energia elétrica, condições climáticas e hidrologia, a estratégia dos diferentes agentes do setor, dentre outros;
- Mercado: devido à incerteza das variáveis de mercado, como por exemplo, preços e taxas de ativos financeiros, preços de energia, dentre outros;
- Crédito: devido à possibilidade das diversas contrapartes não honrarem com suas obrigações e compromissos.
- Liquidez: devido à possibilidade do Grupo ser incapaz de honrar seus compromissos e obrigações financeiras nos respectivos vencimentos, ou ainda, de haver restrições no mercado para obtenção de recursos e financiamento para suas atividades;
- Regulatórios, legais e políticos: devido à possibilidade de alteração ou criação de normas estabelecidas pelos órgãos reguladores do setor elétrico, incluindo os riscos de mudança política que possam afetar a segurança jurídica e o marco legal aplicável aos negócios em cada jurisdição;
- Operacionais: devido à possibilidade de perdas resultantes de processos internos inadequados, falhas tecnológicas, erros humanos ou de sistemas, o que inclui ainda os riscos ambientais, sociais, fraude e reputacionais.

**ii. os instrumentos utilizados para proteção**

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

A proteção e mitigação dos riscos é resultado do processo de identificação dos riscos junto às áreas responsáveis e de consolidação das informações pela área de Gestão de Risco Corporativo do Grupo Neoenergia que, com apoio da Comissão de Gestão de Riscos, monitora a evolução, quantifica os impactos e a probabilidade de ocorrência dos riscos, o que inclui o acompanhamento das ações de mitigação e planos de ação.

Após sua identificação, os riscos são classificados de forma padronizada de acordo com as seguintes características: categoria; relevância; evolução em relação ao período anterior; descrição dos fatores de risco; horizonte de tempo; impacto; probabilidade de ocorrência; e 'dono' do risco.

Com a identificação e classificação dos riscos, são discutidos e propostos indicadores, ações de mitigação, planos de ação e os respectivos responsáveis. A consolidação dessas informações compõe o mapa de riscos, encaminhado para apreciação da Comissão de Gestão de Riscos e posterior aprovação na Diretoria Executiva do Grupo.

Complementarmente à definição dos indicadores, são propostos anualmente limites de riscos aprovados pelo Conselho de Administração do Grupo, que são parte integrante das políticas de risco aprovadas para o Grupo ou negócios específicos.

A área de Gestão de Risco Corporativo monitora e reporta periodicamente a evolução dos riscos, dos indicadores e dos limites aprovados, bem como o cumprimento das respectivas ações de mitigação e os planos de ação.

Especificamente em relação à eventual exposição a situações que infrinjam a legislação anticorrupção ou de combate à lavagem de dinheiro, em virtude das relações do Grupo Neoenergia com autoridades, órgãos reguladores e a administração pública em geral, o Grupo dispõe de uma Superintendência de Compliance, responsável por gerir um programa de integridade e estabelecer medidas de prevenção a riscos de corrupção e prática de atos ilícitos, bem como ações de reação a situações de não conformidade porventura identificadas. Dentre essas medidas e ações destacam-se:

- Código de Ética
- Código de Conduta Ética para fornecedores
- Política Anticorrupção, Política de Conflitos de Interesses e Política de Brindes, Presentes, Hospitalidades e Vantagens
- Norma de Relacionamento com o Poder Público
- Canal de Denúncia anônimo e Independente
- Procedimentos de investigação
- Canal de consultas éticas para colaboradores
- Comitê de Ética no Grupo e nas companhias controladas

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

- Avaliação de riscos de corrupção
- Treinamento para liderança e colaboradores

Em relação ao treinamento referente a ética e integridade para liderança e colaboradores, a capacitação acontece de duas formas: presencial e à distância (por meio de curso online).

Em 2016, o Grupo Neoenergia disponibilizou para seus colaboradores quatro cursos online sobre Ética e Compliance totalizando 458 conclusões no ano, além de dois cursos para Empresas Prestadoras de Serviços, totalizando 603 conclusões no ano.

No mesmo período, foram realizadas 18 turmas de treinamento presenciais, totalizando 940 participações ao longo do ano.

Além disso, mais de 730 empregados receberam treinamento de ética e legislação anticorrupção quando de sua fase de integração no Grupo Neoenergia.

Em relação ao canal de denúncias, o Grupo Neoenergia possui um canal independente operacionalizado pela Deloitte Touche Tohmatsu, que pode ser utilizado por seus colaboradores e pelos empregados das Empresas Prestadoras de Serviços (totalizando cerca de 27 mil profissionais) e a sociedade em geral, o que inclui, naturalmente, seus mais de 10 milhões de clientes.

Em 2016, o Canal de Denúncias recebeu 256 relatos, relacionados a todas as empresas do Grupo, sendo 42 deles procedentes. Na CELPE foram 65 relatos, sendo 8 procedentes. Nenhum dos relatos recebidos apontou condutas que afrontassem as leis: i) Lei nº 12.846 – Lei da Empresa Limpa; ii) Lei nº 9.613/98 – Crimes envolvendo lavagem de dinheiro; iii) Lei nº 8.429/92 – Lei da Improbidade Administrativa e, iv) Lei nº 13.260/16 – Lei de Combate ao Terrorismo.

O tratamento dos relatos procedentes contemplou mudanças nos processos internos para mitigação de riscos e aplicação de sanções punitivas para os envolvidos.

### iii. a estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

A estrutura de gestão de risco corporativo do Grupo Neoenergia, cuja implantação se iniciou no ano de 2016, conta com a participação de seus diversos níveis hierárquicos, que participam do processo de gestão com responsabilidades bem definidas:

- Conselho de Administração do Grupo Neoenergia: responsável pela aprovação da Política Geral de Gestão de Risco Corporativo e suas atualizações; pela aprovação das Políticas Específicas de Gestão de Riscos e seus respectivos limites de risco; e pelo acompanhamento periódico da evolução dos indicadores de risco.

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

- Diretoria Executiva do Grupo Neoenergia: responsável pela aprovação dos mapas de riscos estratégicos; pela gestão e acompanhamento da evolução dos indicadores de risco; por garantir o alinhamento entre a estratégia organizacional e a gestão de riscos; pela integração da gestão de riscos aos objetivos estratégicos das Companhias e dos negócios do Grupo.
- Superintendência de Gestão de Risco Corporativo do Grupo Neoenergia: responsável pela elaboração, coordenação e implantação das Políticas de gestão de riscos; pela elaboração dos mapas de riscos estratégicos; pela definição, acompanhamento e controle dos indicadores, limites e planos de ação em conjunto com as áreas de negócio e corporativas; pela definição e avaliação do risco de crédito das contrapartes do Grupo; pela coordenação das reuniões da Comissão de Gestão de Riscos; pela elaboração dos relatórios de acompanhamento para a Diretoria Executiva e Conselho de Administração; pela busca da melhoria contínua do processo de gestão de riscos e pela disseminação da cultura de gestão de riscos no Grupo e suas controladas.
- Comissão de Gestão de Riscos do Grupo Neoenergia: responsável pela avaliação dos mapas de riscos estratégicos para encaminhamento à Diretoria Executiva; por contribuir com a identificação, avaliação e priorização dos riscos; pelo acompanhamento dos limites, indicadores e planos de ação; por auxiliar na disseminação dos princípios e da metodologia de gestão de riscos nas Companhias e negócios do Grupo.
- Áreas de negócios e corporativas: responsável por auxiliar na elaboração dos mapas de riscos estratégicos; pela proposta, acompanhamento e cumprimento dos indicadores e limites estabelecidos; pela proposta, execução e controle dos planos de ação e estratégias de mitigação de risco aprovados; por agir proativamente na gestão e mitigação dos riscos, assegurando o papel da área de negócio como a 1ª linha de defesa na gestão e controle dos riscos; pelo acompanhamento constante das condições externas de forma a antecipar e mitigar riscos que possam gerar impactos negativos para o Grupo.

Adicionalmente, a gestão de risco é complementada pela estrutura organizacional de governança, riscos e controles do Grupo, que inclui:

- i) o Comitê de Auditoria e o Comitê Financeiro, responsáveis por análises e recomendações relacionadas a gestão de riscos como um todo e a riscos financeiros, a fim de suportar as decisões do Conselho de Administração;
- ii) as áreas de Auditoria Interna, de Compliance e de Controles Internos do Grupo e de suas Companhias, que garantem o monitoramento sistemático do cumprimento das políticas e estratégias estabelecidas.

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

Estas áreas, em conjunto com a área de Gestão de Risco Corporativo e as áreas de negócios e corporativas, complementam e fortalecem a estrutura de gerenciamento de riscos criando três linhas de defesa:



Neste modelo, as Áreas de Negócio são a primeira linha de defesa no gerenciamento de riscos; as diversas funções de controle de riscos e supervisão de conformidade estabelecidas pela Administração (Risco Corporativo, Controles Internos e Compliance) são a segunda linha de defesa; e a avaliação independente feita pela Auditoria Interna é a terceira linha de defesa.

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

A Administração entende que sua estrutura operacional está adequada para garantir o cumprimento das diretrizes da política de gestão de riscos, além de considerá-la alinhada às melhores práticas de mercado.

A gestão dos riscos permeia todos os níveis hierárquicos do Grupo Neoenergia e envolve, além das áreas de Auditoria Interna, Controles Internos e Compliance, todas as áreas de negócios ou corporativas definidas como responsáveis por cada risco mapeado.

Cabe destacar ainda que a área de Auditoria Interna verifica o cumprimento das políticas e demais normativos do Grupo associados a seu plano anual de trabalhos, que se baseia em riscos, é referendado pelo Comitê de Auditoria visando apoiar a realização dos objetivos estratégicos da empresa e é aprovado pelo Conselho de Administração, incluindo tópicos e normativos relacionados à gestão de riscos, tais como:

- Auditoria sobre os controles de monitoramento dos limites e indicadores das Políticas de Riscos;
- Auditorias anuais relativas ao cumprimento do Código de Ética;

Revisão semestral do funcionamento dos controles mais críticos do Sistema de Controle Interno sobre a Informação Financeira.

**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 Política de Gestão de Risco Corporativo do Grupo Neoenergia foi aprovada pelo Conselho de Administração em Dezembro de 2016 e define os princípios, diretrizes e estrutura para gestão de riscos nas empresas do Grupo.

Esta Política é o marco de gestão de risco corporativo do Grupo e se desdobra nos demais normativos de risco corporativos e de negócios.

Atualmente, a Política Financeira do Grupo Neoenergia, aprovada pelo Conselho de Administração em Março de 2005 e revisada em Maio de 2015, é o normativo responsável pelas diretrizes referentes à gestão dos riscos de mercado. Adicionalmente, a Política de Risco de Crédito, revisada em Dezembro de 2016, define limites para realização de diversas operações, incluindo a utilização de derivativos, instrumentos utilizados para fins de proteção de riscos de mercado.

**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 e, portanto, são objeto de estratégias de mitigação.

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

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

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

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

As estratégias de proteção através instrumentos de *hedge* são implementadas de acordo com o 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 com instrumentos de *hedge*.

### 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 2016:

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 2016, a Companhia possuía proteção através de *swaps* para 100% do seu endividamento denominado ou indexado ao Dólar.

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 2016, a Companhia possuía proteção através de *swaps* para 100% do seu endividamento denominado ou indexado ao Euro.

### iv. os parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos

O Grupo Neoenergia realiza periodicamente Comitês Financeiros nos quais são analisadas as características dos ativos e passivos tais como posição por moeda e indexador, 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.



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

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 CELPE, 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 a execução das operações que envolvam derivativos. A independência entre as áreas garante um controle efetivo sobre estas operações.

Além disso, a gestão de riscos de mercado faz parte de toda a estrutura de gestão de riscos e controles descrita no item 5.1, que inclui responsabilidades bem definidas para o Conselho de Administração, Diretoria Executiva, Superintendência de Gestão de Risco e Comissão de Gestão de Risco, além da estrutura de linhas de defesa que conta a participação das áreas de negócio e corporativas e das áreas de Gestão de Risco, de Controles Internos, de Compliance e de Auditoria Interna.

**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 periodicamente nas reuniões do Comitê Financeiro do Grupo Neoenergia, que avalia se as

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

estratégias foram executadas conforme aprovado e se a aprovação ocorreu conforme previsto nos normativos.

Conforme informado no item 5.1, a Auditoria Interna está estruturada para testar o cumprimento das diretrizes e políticas, enquanto a área de Controles Internos está estruturada para garantir o controle dos riscos relacionados à elaboração e divulgação das demonstrações financeiras, onde ocorre a divulgação específica das estratégias envolvendo derivativos. Além disso, auxilia as áreas de negócio na identificação da necessidade de criação e melhoria de controles, bem como a eficiência e eficácia dos processos administrativos e operacionais.

A Administração entende que está adequada e alinhada às melhores práticas de mercado a estrutura operacional e de controle internos do Grupo Neoenergia para garantir o cumprimento das diretrizes da política financeira e política de risco de crédito.

## 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 melhorar a eficiência e a eficácia dos processos, e a confiabilidade dos números financeiros, 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.

São realizados diversos trabalhos de mapeamento de riscos e controles, visando a melhoria e maior confiabilidade dos processos. Quando oportunidades de melhoria são identificadas, o tratamento através do desenho de controle é dado pelo Gestor com o auxílio de Controles Internos que monitora a implementação e execução.

**b. as estruturas organizacionais envolvidas**

A Companhia possui uma Superintendência específica para os assuntos referentes a Controles Internos, a qual reporta para a Diretoria de Planejamento e Controle. Existem ainda três outras Superintendências Riscos, Compliance e Auditoria Interna que atuam em conjunto para as tratativas dos temas correlatos.

Para maior sinergia, foi criada uma comissão envolvendo estas quatro áreas, a qual se reúne periodicamente. Os papéis e responsabilidades foram definidos, bem como a interface entre os trabalhos destas áreas, conforme demonstrado no anexo 1.

Outra grande evolução foi a definição da metodologia centralizada de desenho e monitoramento de controles na Companhia.

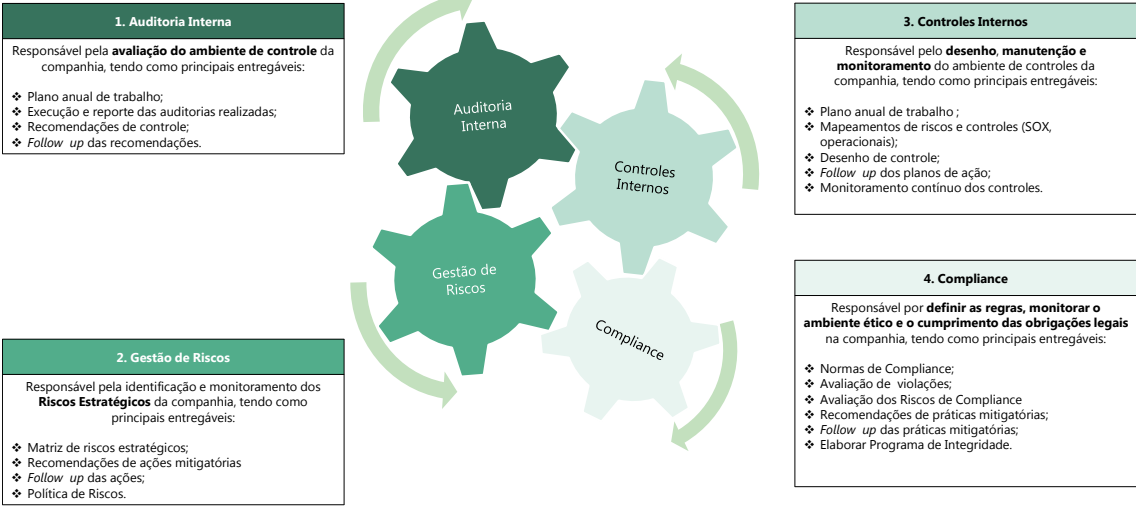
Conforme demonstrado abaixo (anexo 2), a Superintendência de Controles Internos desenha junto as áreas de negócio os controles necessários para atender a demanda da Auditoria, Riscos e Compliance, além de suas próprias demandas oriundas de seus trabalhos. Após o desenho, Controles Internos centraliza o acompanhamento da implementação e execução, reportando periodicamente à Administração.

Desta forma, além da implementação do conceito das três linhas de defesa (anexo3) abordado pelo Instituto dos Auditores Internos (IIA Global), toda necessidade de desenho ou melhoria de controles está centralizada em Controles Internos, que ainda monitora a implementação / execução e reporta periodicamente o status para a Administração.

Anexo 1

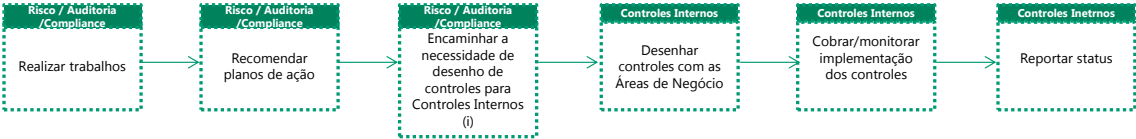
5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.3 - Descrição - Controles Internos

Principais entregáveis das áreas de controle



Entregável / Insumos	1. Auditoria Interna				2. Riscos				3. Controles Internos				4. Compliance			
	Plano anual de trabalho;	Executar e reportar as auditorias realizadas;	Recomendações de controle;	Follow up das recomendações;	Matriz de risco estratégico;	Recomendações de ações mitigatórias;	Follow up das ações;	Política de riscos;	Plano anual de trabalho;	Mapeamento de riscos e controles;	Desenho de controle;	Follow up dos planos de ação;	Monitoramento contínuo dos controles;	Normas de Compliance;	Avaliação de violações;	Avaliação dos Riscos de Compliance;
1. Auditoria Interna	Plano anual de trabalho;	Executar e reportar as auditorias realizadas;	Recomendações de controle;	Follow up das recomendações;												
2. Riscos	Matriz de risco estratégico;	Recomendações de ações mitigatórias;	Follow up das ações;	Política de riscos;												
3. Controles Internos	Plano anual de trabalho;	Mapeamento de riscos e controles;	Desenho de controle;	Follow up dos planos de ação;												
4. Compliance	Normas de Compliance;	Avaliação de violações;	Avaliação dos Riscos de Compliance;	Recomendações de práticas mitigatórias;	Follow up das práticas mitigatórias;	Elaborar Programa de Integridade;										

Anexo 2



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

### Anexo 3



**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 monitora a implementação de controles, bem como a execução e qualidade das evidências dos controles da companhia. Periodicamente o resultado do monitoramento é apresentado em diversos fóruns como: reuniões de Diretoria, Comitês de Auditoria, dentre outros.

**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 2016, 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 2016.

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

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

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 2016.

Os fatos reportados pelos auditores externos foram divididos em duas categorias, uma referente a Gap de controle e outra com o foco em pontos de melhoria.

Para todos os fatos reportados, a Administração considera adequado os planos de ações e comentários definidos pelos respectivos responsáveis.

Tanto a Superintendência de Controles Internos, 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 em que 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.

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 27 de março de 2017, a S&P reafirmou os ratings de crédito corporativo estabelecidos na revisão anterior atribuídos a Neoenergia e suas subsidiárias.

É importante ressaltar que, mesmo após o rebaixamento, a Neoenergia permanece entre as melhores empresas na escala de classificações do Rating do setor elétrico, tendo o maior rating que uma empresa brasileira e regulada poderia ter.

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	2014	2015		2016	2017
		Até Setembro	A partir de Setembro		
<b>NEOENERGIA</b>	<b>AAA</b>	<b>AAA</b>	<b>AA+</b>	<b>AA-</b>	<b>AA-</b>
Perspectiva	Estável	Negativa	Negativa	Negativa	Negativa
<b>COELBA</b>	<b>AAA</b>	<b>AAA</b>	<b>AA+</b>	<b>AA-</b>	<b>AA-</b>
Perspectiva	Estável	Negativa	Negativa	Negativa	Negativa
<b>CELPE</b>	<b>AAA</b>	<b>AAA</b>	<b>AA+</b>	<b>AA-</b>	<b>AA-</b>
Perspectiva	Estável	Negativa	Negativa	Negativa	Negativa
<b>COSERN</b>	<b>AAA</b>	<b>AAA</b>	<b>AA+</b>	<b>AA-</b>	<b>AA-</b>
Perspectiva	Estável	Negativa	Negativa	Negativa	Negativa
<b>ITAPEBI (Rating de Emissão)</b>	<b>AA+</b>	<b>AA+</b>	<b>AA</b>	<b>A+</b>	<b>A+</b>
<b>TERMOPE (Rating de Emissão)</b>	<b>AA+</b>	<b>AA+</b>	<b>AA</b>	<b>A+</b>	<b>A+</b>
<b>NC Energia (Rating de Emissão)</b>			<b>AA</b>	<b>A+</b>	<b>A+</b>



## 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 2016, 2015 e 2014. 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	2016	2015	2014
Caixa e Equivalentes de caixa	182	317	57
Títulos e Valores Mobiliários	18	2	2
Patrimônio Líquido	1.604	1.685	1.588
Dívida Líquida	2.023	1.432	1.321
Dívida Líquida/Patrimônio Líquido	1,26	0,85	0,83

Fonte: DPF

Adicionalmente, informamos que no ano de 2016 a Companhia apresentou, segundo sua Demonstração de Fluxo de Caixa indireta, uma geração de caixa das atividades operacionais de R\$ 352,9 milhões, contra uma geração de R\$ 493,9 milhões observada no ano de 2015 e R\$ 158,5 milhões de 2014. Percebe-se a redução da geração de caixa operacional no ano de 2016, quando essa diminuiu 28,5% em relação à apresentada no ano de 2015. Ela evoluiu e ultrapassou o patamar observado no ano de 2014. Ainda segundo as demonstrações, as atividades de investimento consumiram R\$ 812,0 milhões em 2016, R\$ 515,1 milhões em 2015 e R\$ 440,5 milhões em 2014, com variações de aumento de 57,6 % de 2015 para 2016 e um aumento de 16,9% de 2014 para 2015. 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\$ 374,3 milhões em 2015, R\$ 379,3 milhões em 2014, R\$ 190,6 milhões. Foram desembolsados em recursos aos acionistas o montante de R\$ 49,9 milhões em 2016, R\$ 99,1 milhões em 2015, R\$ 0,38 milhões em 2014. Assim, o resultado líquido das atividades de financiamento fecharam os anos com entradas de caixa de R\$ 324,4 milhões em 2016, R\$ 280,3 milhões em 2015, R\$ 190,2 milhões em 2014. Esses movimentos resultaram em saldos finais de caixa e equivalentes de caixa de R\$ 181,9 milhões em 2016, R\$ 316,6 milhões em 2015 e R\$ 57,5 milhões em 2014. 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 2016 reduziram a pressão de caixa pela qual as distribuidoras estiveram expostas no decorrer do ano de 2015.

A Companhia encerrou o exercício de 2016 com uma dívida líquida de R\$ 2.022,9 milhões, e uma relação dívida líquida/patrimônio líquido, que reflete a capacidade da empresa em honrar suas obrigações contratuais, de 1,26. Nos anos de 2015 e 2014, respectivamente, a Companhia apresentou uma posição de dívida líquida de R\$ 1.432,1 milhões e R\$ 1.320,6 milhões, e sua relação de dívida líquida/patrimônio líquido foi de 0,85 e 0,83.

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

O patrimônio líquido da Companhia, em 31 de dezembro de 2016, era de R\$1.604 milhões, uma redução de 4,82%, ou R\$ 81,3 milhões, em relação a 31 de dezembro de 2015. Isso ocorreu, principalmente, em função da redução do lucro líquido do exercício em R\$ 71,1 milhões. Quando comparamos 2015 com 2014, observamos uma evolução no patrimônio líquido de R\$ 96,6 milhões, em função 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.

A CELPE é uma empresa que atua no setor elétrico na área de distribuição. A geração de caixa da companhia tem sido suficiente para cobrir as despesas operacionais e o pagamento do serviço da dívida. 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 2016, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES liberou financiamentos de R\$ 76,4 milhões para a CELPE, referente aos investimentos realizados em 2016. No decorrer dos anos de 2015 e 2014, dessas mesmas origens foram liberados R\$ 278,0 milhões e R\$ 143,5 milhões, respectivamente.

A Política Financeira do Grupo Neoenergia prima, dentre outros, por desconcentrar vencimentos, alongar o prazo da dívida e fazer a proteção (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 fevereiro de 2016, a Companhia realizou sua 5ª Emissão de Debêntures, no valor de R\$ 207 milhões cujos recursos líquidos foram utilizados para (i) a realização do resgate antecipado da totalidade das debêntures em circulação da sua 4ª Emissão; (ii) o pré-pagamento de outras dívidas da Emissora já existentes, com o objetivo de alongar seu perfil de endividamento; e (iii) o capital de giro da Emissora. A captação teve como principais características: (i) custo de 118,00% do CDI a.a.; (ii) prazo de 36 meses; (iii) amortizado em duas parcelas anuais; (iv) pagamento de juros semestral.

Ainda em fevereiro de 2016, a Companhia realizou duas captações em moeda estrangeira. A primeira, junto ao Banco Santander, no valor de R\$ 150 milhões, cujas características foram: (i) custo de 124,80% do CDI; (ii) prazo de 18 meses; (iii) amortização em parcela única no vencimento; (iv) pagamento de juros semestral. A segunda, junto ao Banco Itaú, no valor de R\$ 100 milhões, cujas características foram: (i) custo de 124,80% do CDI; (ii) prazo de 18 meses; (iii) amortização em parcela única no vencimento; (iv) pagamento de juros semestral.

Em abril de 2016, a Companhia realizou sua 6ª Emissão de Debêntures, no valor de R\$150 milhões, cujos recursos líquidos foram utilizados para capital de giro. A captação teve como principais características: (i) custo de 122,70% do CDI; (ii) prazo de 36 meses; (iii) amortização em 3 parcelas anuais; (iv) pagamento de juros semestral.

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

Em setembro de 2016, a Companhia realizou duas captações em moeda estrangeira. A primeira, junto ao Banco ABC, no valor de R\$ 20 milhões, cujas características foram: (i) custo de 120% do CDI; (ii) prazo de 6 meses; (iii) amortização em parcela única no vencimento; (iv) pagamento de juros trimestral. A segunda, junto ao Banco Itaú, no valor de R\$ 90 milhões, cujas características foram: (i) custo de 125% do CDI; (ii) prazo de 36 meses; (iii) amortização em duas parcelas, a primeira após 30 meses e a segunda no vencimento; (iv) pagamento de juros semestral.

Em novembro de 2016, a Companhia realizou duas rolagens de crédito com o Banco do Brasil, (1) a primeira no valor de R\$ 124 milhões, e a segunda no valor de R\$ 64 milhões. Ambas tiveram como características: (i) custo de 116% do CDI; (ii) prazo de 60 meses; (iii) amortização em três parcelas, ao fim do 3º, 4º e 5º ano; (iv) pagamento de juros trimestral.

Em dezembro de 2016, a Companhia realizou sua 1ª Emissão de Notas Promissórias, junto ao Banco Santander, no valor de R\$ 100 milhões. A operação teve como principais características: (i) custo de 111% do CDI; (ii) prazo de 6 meses; (iii) amortização em parcela única no vencimento da operação; (iv) pagamento de juros em parcela única no vencimento da operação.

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.

	2016	2015	2014
<b>Índices de Endividamento</b>			
Índice de Endividamento Geral (Passivo Total/Ativo Total)	71,0%	65,9%	62,8%
Composição do Endividamento (Passivo Circulante/Passivo Total)	48,5%	52,0%	45,5%
Imobilização do Patrimônio Líquido (Ativo Permanente/Patrimônio Líquido)	158,8%	133,0%	130,6%
<b>Índices de Liquidez</b>			
Liquidez Corrente (Ativo Circulante/Passivo Circulante)	0,89	0,89	0,93
Liquidez Seca (Ativo Circulante - Estoques/Passivo Circulante)	0,69	0,89	0,92

Fonte: DPF

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

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

recursos estão distribuídos entre curto e longo prazo. Entre os anos de 2014 e 2016, a CELPE aumentou a participação de credores no financiamento de seus ativos em 8,2 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 2014 a 2016. 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					
	2016		2015		2014	
	R\$ mil	%	R\$ mil (Reclassificado)	%	R\$ mil	%
Capital de Terceiros	3.933.719	92,1%	3.446.927	67,2%	2.684.679	62,8%
Capital Próprio	1.603.721	29,0%	1.684.993	32,8%	1.588.406	37,2%

Fonte: DPF

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

#### 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

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

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	2016	2015 (Reclassificado)	2014
Dívida Líquida Total / EBITDA	4,76	3,12	2,81

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.

### 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:

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

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

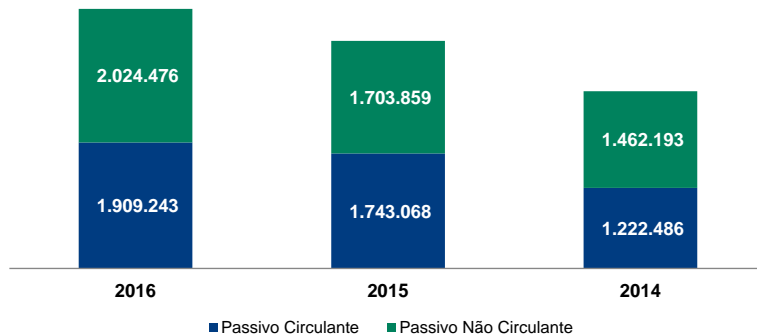
	2016		2015		2014	
	R\$ mil	%	R\$ mil (Reclassificado)	%	R\$ mil	%
<b>Passivo Circulante</b>	1.909.243	49%	1.743.068	51%	1.222.486	46%
<b>Passivo Não Circulante</b>	2.024.476	51%	1.703.859	49%	1.462.193	54%
<b>Total</b>	<b>3.933.719</b>	<b>100%</b>	<b>3.446.927</b>	<b>100%</b>	<b>2.684.679</b>	<b>100%</b>

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.

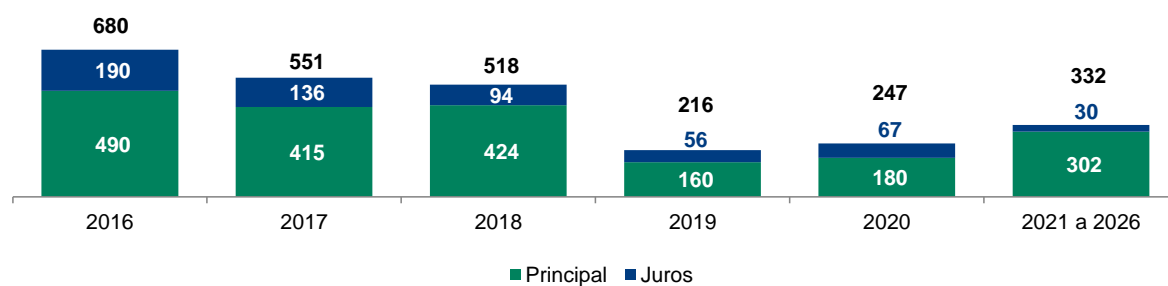
Faz parte da política financeira do Grupo Neoenergia buscar constantemente alongamento de prazo e redução de custos da sua dívida. A seguir está o gráfico com histórico dos últimos três anos de endividamento de curto e longo prazo (Passivo Circulante + Passivo não Circulante) e o gráfico com o cronograma de amortizações e encargos, posição de 31/12/2016, referente ao passivo oneroso.

### • Evolução da dívida (em R\$ mil):



Fonte: DFP

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

**10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais****i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes**

A tabela a seguir apresenta os contratos de empréstimo e financiamento mais relevantes em 31/12/2016:

Em R\$ mil

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

Fonte	Assinatura	Finalidade	Custo Médio Anual	Vencimento	Moeda Contratada	Saldo da Dívida		
						2016	2015	2014
BB - AGROINDUSTRIAL 1	06/05/2010	Reestruturação da Dívida		2021	R\$	125.505	126.417	147.024
BB - AGROINDUSTRIAL 2	28/01/2011	Reestruturação da Dívida		2021	R\$	65.436	65.388	76.047
BNB 6	27/06/2008	Eletificação		2016	R\$	-	13.452	18.954
BNDES 7 - FINEM (A8)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes		2017	R\$	275	813	1.349
BNDES 7 - FINEM (B8)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes		2017	R\$	275	813	1.349
BNDES 7 - FINEM (C3)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes		2015	R\$	-	-	820
BNDES 7 - FINEM (D3)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes		2015	R\$	-	-	820
BNDES 7 - FINEM (E3)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes		2015	R\$	-	-	514
BNDES 7 - FINEM (O4)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes		2016	R\$	-	3.443	10.287
BNDES 7 - FINEM (P4)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes		2016	R\$	-	3.444	10.291
BNDES 7 - FINEM (Q4)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes		2016	R\$	-	1.103	3.308
BNDES 7 - FINEM (O8)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes		2018	R\$	37.515	61.639	85.949
BNDES 7 - FINEM (P8)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes		2018	R\$	37.530	61.665	85.985
BNDES 7 - FINEM (Q8)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes		2018	R\$	11.594	21.532	31.470
BNDES 8 - FINEM (A2)	27/06/2013	Expansão/Melhoramento de Redes		2021	R\$	10.070	12.134	11.253
BNDES 8 - FINEM (B2)	27/06/2013	Expansão/Melhoramento de Redes		2021	R\$	10.075	12.187	11.257
BNDES 8 - FINEM (C2)	27/06/2013	Expansão/Melhoramento de Redes		2021	R\$	81.794	98.902	97.142
BNDES 8 - FINEM (D2)	27/06/2013	Expansão/Melhoramento de Redes		2021	R\$	81.827	98.986	97.181
BNDES 8 - FINEM (E2)	27/06/2013	Expansão/Melhoramento de Redes		2023	R\$	64.809	76.200	79.425
BNDES 8 - FINEM (C6)	30/12/2014	Expansão/Melhoramento de Redes		2023	R\$	108.176	80.948	-
BNDES 8 - FINEM (D6)	30/12/2014	Expansão/Melhoramento de Redes		2023	R\$	124.430	84.981	-
BNDES 8 - FINEM (E6)	30/12/2014	Expansão/Melhoramento de Redes		2024	R\$	60.367	64.082	-
BNDES 8 - FINEM (F6)	30/12/2014	Expansão/Melhoramento de Redes		2023	R\$	43.682	24.329	-
BNDES 8 - FINEM (A6)	30/12/2014	Expansão/Melhoramento de Redes		2023	R\$	3.072	-	-
BNDES 8 - FINEM (B6)	30/12/2014	Expansão/Melhoramento de Redes		2023	R\$	3.126	-	-
NP 1º EMISSÃO	16/12/2016	Capital de Giro	11,03%	2017	R\$	100.566	-	-
CEF - LPT 4	21/10/2013	Expansão/Melhoramento de Redes		2025	R\$	23.013	14.456	14.004
CIT 4131	03/12/2013	Cobertura de Caixa		2018	DÓLAR	39.489	39.493	40.079
CIT 4131 2014	29/08/2014	Cobertura de Caixa		2018	DÓLAR	55.692	54.739	56.058
DEBÊNTURES 4ª EMISSÃO	20/04/2011	Reestruturação da Dívida		2017	R\$	-	222.081	367.848
DEBÊNTURES 5ª EMISSÃO	11/01/2016	Reestruturação da Dívida		2019	R\$	221.849	-	-
DEBÊNTURES 6ª EMISSÃO	14/04/2016	Reestruturação da Dívida		2019	R\$	154.257	-	-
ECF - LPT 1	01/07/2004	Universalização		2016	R\$	-	2.289	6.397
ECF - LPT 2	17/11/2005	Universalização		2017	R\$	-	8.974	13.406
ECF - 2871 Emergencial	13/12/2010	Expansão/Melhoramento de Redes		2017	R\$	-	1.545	2.310
FINEP 2009	14/10/2009	Pesquisa e Desenvolvimento		2018	R\$	7.757	14.388	21.003
FINEP 2011	25/11/2011	Pesquisa e Desenvolvimento		2018	R\$	12.794	19.152	25.487
IBM 1	29/08/2014	Cobertura de caixa		2020	R\$	19.064	21.567	22.492
IBM 2	29/09/2014	Cobertura de caixa		2020	R\$	9.829	10.922	11.499
IBM 3	23/10/2014	Cobertura de caixa		2020	R\$	6.448	7.117	7.495
IBM 4	28/11/2014	Cobertura de caixa		2020	R\$	11.317	12.459	13.123
IBM 5	19/12/2014	Cobertura de caixa		2020	R\$	4.581	5.043	5.311
ITAÚ 2015	09/02/2015	Cobertura de Caixa		2017	DÓLAR	68.614	68.486	-
ITAÚ 2016	05/02/2016	Cobertura de Caixa		2017	DÓLAR	106.793	-	-
ITAÚ 3	08/09/2016	Cobertura de Caixa		2019	DÓLAR	94.433	-	-
HSBC	09/04/2015	Cobertura de Caixa		2018	DÓLAR	144.176	144.372	-
KFW TRANCHE 1	29/05/1996	Dist.Rural/SE's/LT's		2026	EURO	555	448	639
KFW TRANCHE 2	29/05/1996	Dist.Rural/SE's/LT's		2016	EURO	-	805	2.088
SANTANDER 1	05/02/2015	Cobertura de Caixa		2016	DÓLAR	159.679	145.392	-
SANTANDER 2	09/02/2015	Cobertura de Caixa		2017	DÓLAR	68.579	68.534	-
BANCO ABC	01/09/2016	Cobertura de Caixa		2017	DÓLAR	20.023	-	-
ANTECIPAÇÃO DE FORNECEDORES	08/11/2016	Cobertura de Caixa		2017	R\$	23.523	-	-

**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.

**iii. grau de subordinação entre as dívidas**



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

Em R\$ mil

Credor	Denominação	Saldo devedor em 2016	Saldo devedor em 2015	Saldo devedor em 2014	Classificação
BANCO DO BRASIL	BB - AGROINDUSTRIAL 1	125.505	125.505	126.417	Garantias Quirografária
BANCO DO BRASIL	BB - AGROINDUSTRIAL 2	65.436	65.436	65.388	Garantias Quirografária
BNB	BNB 6	-	-	13.452	Garantia Real
BNDES	BNDES 7 - FINEM (A8)	275	275	813	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (B8)	275	275	813	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (C3)	-	-	-	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (D3)	-	-	-	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (E3)	-	-	-	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (O4)	-	-	3.443	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (P4)	-	-	3.444	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (Q4)	-	-	1.103	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (O8)	37.515	37.515	61.639	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (P8)	37.530	37.530	61.665	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (Q8)	11.594	11.594	21.532	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 8 - FINEM (A2)	10.070	10.070	12.134	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 8 - FINEM (B2)	10.075	10.075	12.187	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 8 - FINEM (C2)	81.794	81.794	98.902	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 8 - FINEM (D2)	81.827	81.827	98.986	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 8 - FINEM (E2)	64.809	64.809	76.200	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 8 - FINEM (C6)	108.176	108.176	80.948	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 8 - FINEM (D6)	124.430	124.430	84.981	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 8 - FINEM (E6)	60.367	60.367	64.082	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 8 - FINEM (F6)	43.682	43.682	24.329	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 8 - FINEM (A6)	3.072	-	-	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 8 - FINEM (B6)	3.126	-	-	Garantias Quirografária
CAIXA ECONÔMICA FEDERAL	CEF - LPT 4	23.013	23.013	14.456	Garantias Quirografária
CITIBANK	CITI 4131	39.489	39.489	39.493	Garantias Quirografária
CITIBANK	CITI 4131 2014	55.692	55.692	54.739	Garantias Quirografária
DEBENTURISTAS	DEBÊNTURES 4ª EMISSÃO	-	-	222.081	Garantias Quirografária
ELETROBRÁS	ECF - LPT 1	-	-	2.289	Garantia Real
ELETROBRÁS	ECF - LPT 2	-	-	8.974	Garantia Real
ELETROBRÁS	ECF - 2871 Emergencial	-	-	1.545	Garantia Real
FINEP	FINEP 2009	7.757	7.757	14.388	Garantias Quirografária
FINEP	FINEP 2011	12.794	12.794	19.152	Garantias Quirografária
IBM	IBM 1	19.064	19.064	21.567	Garantias Quirografária
IBM	IBM 2	9.829	9.829	10.922	Garantias Quirografária
IBM	IBM 3	6.448	6.448	7.117	Garantias Quirografária
IBM	IBM 4	11.317	11.317	12.459	Garantias Quirografária
IBM	IBM 5	4.581	4.581	5.043	Garantias Quirografária
ITAÚ	ITAÚ 2015	68.614	68.614	68.486	Garantias Quirografária
HSBC	HSBC	144.176	144.176	144.372	Garantias Quirografária
KFW	KFW TRANCHE 1	555	555	448	Garantias Quirografária
KFW	KFW TRANCHE 2	-	-	805	Garantias Quirografária
SANTANDER	SANTANDER 1	159.679	159.679	145.392	Garantias Quirografária
SANTANDER	SANTANDER 2	68.579	68.579	68.534	Garantias Quirografária
DEBENTURISTAS	DEBÊNTURES 5ª EMISSÃO	221.849	-	-	Garantias Quirografária
DEBENTURISTAS	DEBÊNTURES 6ª EMISSÃO	154.257	-	-	Garantias Quirografária
SANTANDER	NP 1º EMISSÃO	100.566	-	-	Garantia Real
ITAÚ	ITAÚ 2016	106.793	-	-	Garantia Real
BANCO ABC S/A	BANCO ABC	20.023	-	-	Garantias Quirografária
ITAÚ	ITAÚ 3	94.433	-	-	Garantia Real
BANCO DO BRASIL	ANTECIPAÇÃO DE FORNECEDORES	23.523	-	-	Garantia Real

**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**

Os contratos financeiros do Grupo Neoenergia possuem algumas restrições impostas pelos credores, tais como:

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

### -Limite de endividamento:

A maioria dos contratos restringe o endividamento apenas de forma indireta ao exigir o atendimento de certos indicadores financeiros, tais como Dívida Líquida/EBITDA e EBITDA/Resultado Financeiro.

Algumas dívidas destinadas a financiamento de projetos, tal como dívidas do BNDES, possuem restrições para a contratação de novas dívidas sem previa anuência do credor.

### -Distribuição de dividendos:

A maioria dos contratos não possuem restrição para pagamento de dividendos, desde que a Companhia esteja adimplente com suas obrigações.

Algumas dívidas destinadas a financiamento de projetos, tal como dívidas do BNDES, possuem restrições para pagamentos de proventos acima do mínimo legal sem previa anuência do credor.

### -Alterações societárias:

A maioria dos contratos permitem alterações societárias desde que realizadas dentro do Grupo Econômico.

As dívidas captadas junto ao BNDES não permitem alterações societárias sem previa anuência.

O Grupo Neoenergia monitora constantemente suas restrições contratuais para que sejam atendidas. No entendimento da Companhia, as restrições dos últimos três exercícios foram atendidas de forma satisfatória.

### 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 31/12/2016, 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 2016, 2015 e 2014 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

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

emitidas pelo International Accounting Standards 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	2016	AH%	AV%	2015 (Reclassificado)	AH%	AV%	2014 (Reclassificado)	AV%
<b>CIRCULANTE</b>								
Caixa e equivalentes de caixa	181.901	-42,5%	3,3%	316.553	450,9%	6,2%	57.465	1,3%
Contas a receber de clientes e outros	934.032	-6,9%	16,9%	1.003.113	30,4%	19,5%	769.259	17,9%
Títulos e valores mobiliários	1.782	1581,1%	0,0%	106	-85,0%	0,0%	706	0,0%
Instrumentos financeiros derivativos	18.425	-61,5%	0,3%	47.814	0,0%	0,9%	9	0,0%
Impostos e contribuições a recuperar	126.355	83,2%	2,3%	68.954	-4,9%	1,3%	72.520	1,7%
Estoques	12.211	-8,1%	0,2%	13.294	10,9%	0,3%	11.988	0,3%
Despesas pagas antecipadamente	12.236	8,6%	0,2%	11.266	33,4%	0,2%	8.445	0,2%
Serviços em curso	22.395	116,5%	0,4%	10.346	34,0%	0,2%	7.723	0,2%
Valores a Receber da Parcela A e outros itens financeiros	-	-100,0%	0,0%	74.218	100,0%	1,4%	185.796	4,3%
Outros ativos circulantes	17.696	26,4%	0,3%	13.996	-25,8%	0,3%	18.875	0,4%
<b>TOTAL DO CIRCULANTE</b>	<b>1.327.033</b>	<b>-14,9%</b>	<b>24,0%</b>	<b>1.559.660</b>	<b>37,7%</b>	<b>30,4%</b>	<b>1.132.786</b>	<b>26,4%</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>								
Contas a receber de clientes e outros	75.901	-0,7%	1,4%	76.437	-12,8%	1,5%	87.657	2,0%
Títulos e valores mobiliários	16.028	740,0%	0,3%	1.908	108,3%	0,0%	916	0,0%
Instrumentos financeiros derivativos	44.099	-68,3%	0,8%	138.955	0,0%	2,7%	12.591	0,3%
Impostos e contribuições a recuperar	98.327	222,0%	1,8%	30.541	23,2%	0,6%	24.780	0,6%
Impostos e contribuições diferidos	265.365	0,9%	4,8%	262.873	-19,6%	5,1%	327.110	7,6%
Benefício pós emprego e outros benefícios	1.411	55,1%	0,0%	910	11,7%	0,0%	815	0,0%
Valores a Receber da Parcela A e outros itens financeiros	-	100,0%	0,0%	32.649	100,0%	0,6%	63.428	1,5%
Depósitos judiciais	74.117	13,6%	1,3%	65.253	19,7%	1,3%	54.531	1,3%
Outros ativos não circulantes	2.146	-0,1%	0,0%	2.149	1,4%	0,0%	2.119	0,0%
Outros investimentos	1.486	0,0%	0,0%	1.486	-23,2%	0,0%	1.934	0,0%
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	1.084.053	50,9%	19,6%	718.427	42,4%	14,0%	504.530	11,8%
Intangível	2.547.474	13,7%	46,0%	2.240.672	8,1%	43,7%	2.072.488	48,4%
<b>TOTAL DO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>4.210.407</b>	<b>17,9%</b>	<b>76,0%</b>	<b>3.572.260</b>	<b>13,3%</b>	<b>69,6%</b>	<b>3.152.899</b>	<b>73,6%</b>
<b>ATIVO TOTAL</b>	<b>5.537.440</b>	<b>7,9%</b>	<b>100,0%</b>	<b>5.131.920</b>	<b>19,7%</b>	<b>100,0%</b>	<b>4.285.685</b>	<b>100,0%</b>

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

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	2016	AH%	AV%	2015 (Reclassificado)	AH%	AV%	2014 (Reclassificado)	AV%
<b>CIRCULANTE</b>								
Fornecedores	531.559	-19,4%	9,6%	659.910	47,5%	12,9%	447.495	10,4%
Empréstimos, financiamentos e debêntures	769.668	46,2%	13,9%	526.509	49,6%	10,3%	352.023	8,2%
Instrumentos financeiros derivativos	60.974	509,9%	1,1%	9.998	0,0%	0,2%	837	0,0%
Salários e encargos a pagar	41.817	-4,3%	0,8%	43.706	35,1%	0,9%	32.362	0,8%
Taxas regulamentares	49.258	-33,1%	0,9%	73.642	503,7%	1,4%	12.199	0,3%
Impostos e contribuições a recolher	205.034	10,6%	3,7%	185.361	14,5%	3,6%	161.871	3,8%
Benefício pós emprego e outros benefícios	17.523	7,6%	0,3%	16.281	10,9%	0,3%	14.686	0,3%
Valores a Receber da Parcela A e outros itens financeiros	36.510	0,0%	0,7%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%
Dividendos e juros sobre capital próprio	105	-91,9%	0,0%	1.297	-98,3%	0,0%	75.910	1,8%
Provisões	47.008	-34,3%	0,8%	71.523	500,7%	1,4%	11.907	0,3%
Outros passivos circulantes	149.787	-3,3%	2,7%	154.841	36,8%	3,0%	113.205	2,6%
<b>TOTAL DO CIRCULANTE</b>	<b>1.909.243</b>	<b>9,5%</b>	<b>34,5%</b>	<b>1.743.068</b>	<b>42,6%</b>	<b>34,0%</b>	<b>1.222.495</b>	<b>28,5%</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>								
Fornecedores	179.123	406,8%	3,2%	35.344	13,3%	0,7%	31.208	0,7%
Empréstimos, financiamentos e debêntures	1.454.469	3,8%	26,3%	1.400.927	34,8%	27,3%	1.039.403	24,3%
Taxas regulamentares	29.771	13,2%	0,5%	26.306	-9,1%	0,5%	28.926	0,7%
Provisões	63.951	76,8%	1,2%	36.171	-46,9%	0,7%	68.145	1,6%
Benefício pós emprego e outros benefícios	225.588	17,3%	4,1%	192.310	-30,0%	3,7%	274.846	6,4%
Valores a Receber da Parcela A e outros itens financeiros	41.781	0,0%	0,8%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%
Outros passivos não circulantes	29.793	132,7%	0,5%	12.801	-60,3%	0,2%	32.256	0,8%
<b>TOTAL DO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>2.024.476</b>	<b>18,8%</b>	<b>36,6%</b>	<b>1.703.859</b>	<b>15,5%</b>	<b>33,2%</b>	<b>1.474.784</b>	<b>34,4%</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>								
Capital social	590.174	0,0%	10,7%	590.174	0,0%	11,5%	590.174	13,8%
Reservas de capital	558.080	0,0%	10,1%	558.080	0,0%	10,9%	558.080	13,0%
Reservas de lucros	427.371	0,0%	7,7%	427.346	1,5%	8,3%	421.162	9,8%
Outros resultados abrangentes	28.096	-53,7%	0,5%	60.678	464,9%	1,2%	10.741	0,3%
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	-	-100,0%	0,0%	48.715	0,0%	0,9%	8.249	0,2%
<b>TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>1.603.721</b>	<b>-4,8%</b>	<b>29,0%</b>	<b>1.684.993</b>	<b>6,1%</b>	<b>32,8%</b>	<b>1.588.406</b>	<b>37,1%</b>
<b>PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO TOTAL</b>	<b>5.537.440</b>	<b>7,9%</b>	<b>100,0%</b>	<b>5.131.920</b>	<b>19,7%</b>	<b>100,0%</b>	<b>4.285.685</b>	<b>100,0%</b>

**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 2016, 2015 e 2014 era de R\$ 181,9, R\$ 316,6 milhões e R\$ 57,5 milhões, respectivamente.

**Em 2016**

A redução de 42,5%, em 2016 comparado a 2015, é decorrente da redução na geração de caixa oriunda da atividade operacional.

**Em 2015**

O aumento 450,9%, em 2015 comparado a 2014, é decorrente do repasse de valores dos recursos da CONTA-ACR relativos aos meses de novembro e dezembro de 2014; e Bandeira Tarifária vermelha janeiro a dezembro.

**Contas a receber de clientes e outros**

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

O saldo de contas a receber de clientes e outros em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014 era de R\$ 1.009,9 milhões, R\$ 1.079,6 milhões e R\$ 856,1 milhões, respectivamente. Em 2016, a redução foi de 6,45% em relação a 2015. Em 2015, o aumento foi de 26,0% em relação a 2014.

### Em 2016

A variação é decorrente principalmente: (i) da redução da Bandeira Tarifária que foi aplicada bandeira vermelha – patamar 2 em janeiro, vermelha – patamar 1 em fevereiro, amarela em março e novembro, verde de abril a outubro e em dezembro; e (ii) Aumento da PCLD em 2016, reduzindo mais o contas a receber.

### Em 2015

A variação é decorrente principalmente: (i) da cobrança da Bandeira Tarifária, que passou a vigorar e permaneceu vermelha por todo ano; e (ii) dos reajustes tarifários ordinário e extraordinários ocorridos nesse ano e que impactou nas tarifas.

### **Impostos e contribuições a recuperar**

O saldo da conta de impostos e contribuições a recuperar em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014 é de R\$ 224,7 milhões, R\$ 99,5 milhões e R\$ 97,3 milhões, apresenta, em 2016, um aumento de 125,8% em relação a 2015, devido principalmente a ajuste extemporâneo de PIS e COFINS ao longo do exercício de 2016; e ao aumento da base de cálculo dos impostos (PIS/COFINS/ICMS). Em 2015, o aumento foi de 2,3% comparado a 2014.

### **Valores a compensar da Parcela A e outros itens financeiros**

Em 2016, os custos tarifários foram menores que em 2015, impactando em uma CVA passiva.

Em 2015, a redução dos valores a compensar 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.

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

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.

### **Concessão do serviço público (ativo financeiro)**

O saldo da conta de ativo financeiro em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014 foi de R\$ 1.084,1 milhões, R\$ 718,4 milhões e R\$ 504,5 milhões, respectivamente. O incremento de 50,9% em 2016 e 42,4% em 2015 é justificado pelas novas capitalizações de investimentos e da atualização monetária pelo IPCA (antes atualizada pelo IGPM) da base incremental para o ano de 2016.

### **Ativo Intangível**

O saldo da conta de ativo intangível em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014 era de R\$ 2.547,5 milhões, R\$ 2.240,6 milhões e R\$ 2.072,5 milhões, respectivamente. O aumento de 13,7 % em 2015 e 8,1 % em 2015 é justificado pelo ingresso de novos projetos.

### **Passivo Circulante e Não Circulante**

#### **Empréstimos, financiamentos e debêntures**

A dívida bruta onerosa da Companhia, incluindo empréstimos, financiamentos, debêntures, encargos e instrumentos financeiros derivativos (ativo e passivo), totalizou R\$ 2.222,6 milhões em 2016 (27,0% maior que no ano anterior), R\$ 1.750,7 milhões em 2015 (26,9% maior que no ano anterior) e R\$ 1.379,7 milhões em 2014.

#### Em 2016

Aumento do endividamento está relacionado às novas captações de recursos realizados junto e ao Banco do Brasil no valor de R\$ 23,5 milhões, ABC no valor de R\$ 20,0 milhões, Santander no valor de R\$ 100,0 milhões, Itaú no valor de R\$ 190,0 milhões, Caixa Econômica no valor de R\$ 10,8 milhões e aos novos ingressos de recursos provenientes do financiamento com o Banco Nacional de Desenvolvimento Social – BNDES, no montante de R\$ 76,4 milhões; e às captações da 5ª, no valor de

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

R\$ 206,9 milhões e 6ª Emissão de Debêntures, no valor de R\$ 150,0 milhões da Companhia.

Em 2015

Aumento da dívida 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.

**Valores a compensar 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 2016 e 2015 era de R\$ 78,3 milhões, passiva e R\$ 106,9 milhões, ativa, respectivamente. Em 2016 a variação foi de 173,3% em relação a 2015.

Em 2016, a redução dos valores a compensar da Parcela A, é decorrente do valor do custo de energia está se realizando menor que o valor da cobertura, com base nos saldos homologados pela ANEEL nos reajustes tarifários de 2016 e 2015.

- Demonstração do Resultado (Valores em R\$ mi)**

	2016	AH%	AV%	2015 (Reclassificado)	AH%	AV%	2014 (Reclassificado)	AV%
<b>RECEITA BRUTA</b>	<b>7.178.302</b>	3,2%	152,9%	<b>6.953.592</b>	28,9%	152,0%	<b>5.396.396</b>	136,7%
(-) Deduções da receita bruta	(2.483.472)	4,4%	-52,9%	(2.377.962)	64,3%	-52,0%	(1.447.610)	-36,7%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>4.694.830</b>	2,6%	100,0%	<b>4.575.630</b>	15,9%	100,0%	<b>3.948.786</b>	100,0%
Custo do serviço	(4.014.984)	5,0%	-85,5%	(3.823.948)	19,0%	-83,6%	(3.214.339)	-81,4%
<b>LUCRO BRUTO</b>	<b>679.846</b>	-9,6%	14,5%	<b>751.682</b>	2,3%	16,4%	<b>734.447</b>	18,6%
Despesas com vendas	(233.770)	8,6%	-5,0%	(215.201)	-13,0%	-4,7%	(247.386)	-6,3%
Despesas gerais e administrativas	(201.653)	-18,1%	-4,3%	(246.096)	33,9%	-5,4%	(183.731)	-4,7%
<b>LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E IMPOSTOS</b>	<b>244.423</b>	-15,8%	5,2%	<b>290.385</b>	-4,3%	6,3%	<b>303.330</b>	7,7%
Resultado financeiro	(230.382)	29,0%	-4,9%	(178.539)	13,9%	-3,9%	(156.809)	-4,0%
Receita financeira	648.074	2,5%	13,8%	632.013	562,1%	13,8%	95.458	2,4%
Despesa financeira	(878.456)	8,4%	-18,7%	(810.552)	221,3%	-17,7%	(252.267)	-6,4%
<b>LUCRO ANTES DOS IMPOSTOS</b>	<b>14.041</b>	-87,4%	0,3%	<b>111.846</b>	-23,7%	2,4%	<b>146.521</b>	3,7%
Imposto de renda e contribuição social	(14.008)	-65,6%	-0,3%	(40.749)	145,9%	-0,9%	(16.570)	-0,4%
Corrente	-	-100,0%	0,0%	(8.380)	-64,9%	-0,2%	(23.903)	-0,6%
Diferido	819	-103,7%	0,0%	(22.242)	-281,1%	-0,5%	12.281	0,3%
Incentivo SUDENE	-	-100,0%	0,0%	6.143	-48,9%	0,1%	12.033	0,3%
Amortização do ágio e reversão PMIPL	(14.827)	-8,9%	-0,3%	(16.270)	-4,2%	-0,4%	(16.981)	-0,4%
<b>LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO</b>	<b>33</b>	-100,0%	0,0%	<b>71.097</b>	-45,3%	1,8%	<b>129.951</b>	3,3%
<b>LUCRO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO:</b>								
Ordinária	0,0004			0,9519			1,7400	
Preferencial A	0,0004			0,9519			1,7400	
Preferencial B	0,0005			1,0471			1,9140	

**10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais****Receita Operacional Bruta**

A receita operacional bruta da Companhia nos exercícios de 2016, 2015 e 2014 foi de R\$ 7.178,3 milhões, R\$ 6.953,6 milhões e R\$ 5.426,0 milhões, respectivamente, composta conforme detalhamento a seguir:

Componentes da Receita Bruta	2016	AH%	AV%	2015 (Reclassificado)	AH%	AV%	2014 (Reclassificado)	AV%
Fornecimento de Energia	3.042.106	-5,1%	42,4%	3.205.296	36,4%	46,1%	2.350.379	43,6%
Disponibilidade da rede elétrica	3.250.232	5,0%	45,3%	3.096.114	33,7%	44,5%	2.316.119	42,9%
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	192.723	66,3%	2,7%	115.922	786,7%	1,7%	13.073	0,2%
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	(185.293)	127,0%	-2,6%	(81.636)	100,0%	-1,2%	251.155	4,7%
Receita de Construção	763.913	64,4%	10,6%	464.595	13,7%	6,7%	408.459	7,6%
Outras Receitas	114.621	-25,2%	1,6%	153.301	168,0%	2,2%	57.211	1,1%
<b>Total</b>	<b>7.178.302</b>	<b>3,2%</b>	<b>100,0%</b>	<b>6.953.592</b>	<b>28,9%</b>	<b>100,0%</b>	<b>5.396.396</b>	<b>100,0%</b>

Os fatores determinantes da variação da Receita Bruta foram:

**Em 2016**

- Aumento na tarifa média de venda, consequência do aumento tarifário ocorrido em abril/16 impactando na receita pela disponibilidade da rede elétrica e no fornecimento de energia elétrica, sendo o fornecimento também impactado pela redução do volume de vendas no mercado cativo;
- Câmara de Comercialização de Energia – CCEE apresentou variação favorável de R\$ 7,8 milhões, devido reflexo do nível de contratação de 3,41%, para o ano de 2016 em função da redistribuição de cotas e retração do mercado em decorrência da crise.
- Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros, aumento de R\$ 103,7 milhões, decorrente principalmente do efeito líquido da elevação da constituição normal passiva e da redução da amortização normal passiva com base nos saldos homologados pela ANEEL nos reajustes tarifários de 2016 e 2015.
- Outras receitas apresentou variação desfavorável de R\$ 38,7 milhões, sendo: (i) Renda de prestação de serviços favorável em R\$ 2,7 milhões e (ii) valor justo do ativo indenizável desfavorável em R\$ 41,1 milhões decorrente da mudança de índice para a atualização monetária, do IGMP para o IPCA e atualização da base incremental para o ano de 2016.

**Em 2015**

- Aumento na tarifa média de venda, consequência do aumento tarifário ocorrido em abril/15 impactando na receita pela disponibilidade da rede elétrica e no



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

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.
- Outras receitas apresentou variação favorável de R\$ 96,1 milhões, sendo: **(i)** receitas de uso mutuo de postes em R\$ 9; e **(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.

### Deduções da Receita Operacional Bruta

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

As deduções da receita operacional da Companhia nos anos de 2016, 2015 e 2014 foram de R\$ 2.483,5 milhões, R\$ 2.378,0 milhões e R\$ 1.447,6 milhões respectivamente.

#### Em 2016

O aumento de 4,4% em 2016 em relação a 2015 é decorrente principalmente de:

- Cota de desenvolvimento energético – CDE em função dos impactos dos repasses realizados; e
- Repasse de recursos de bandeira Tarifária à conta CCRBT.

#### Em 2015

O aumento de 64,3% 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.

### Receita Operacional Líquida

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

Em 2016, a receita operacional líquida foi de R\$ 4.694,8 milhões, sendo 2,6% maior do que à receita líquida apurada em 2015, que foi de R\$ 4.575,6 milhões (reclassificada), sendo 15,9% superior à receita líquida apurada em 2014, que foi de R\$ 3.948,8 milhões.

### Custo e Despesas do Serviço de Energia Elétrica

Os custos e despesas operacionais da Companhia nos anos de 2016, 2015 e 2014 têm a seguinte composição por natureza de gasto:

	2016	AH%	AV%	2015 (Reclassificado)	AH%	AV%	2014 (Reclassificado)	AV%
Pessoal	(252.578)	8,4%	5,7%	(232.949)	9,1%	5,4%	(213.565)	5,9%
Administradores	(6.120)	3,1%	0,1%	(5.937)	8,5%	0,1%	(5.474)	0,2%
Benefício pós-emprego	15.334	14,2%	-0,3%	13.432	21,8%	-0,3%	11.031	-0,3%
Material	(24.918)	57,9%	0,6%	(15.782)	10,9%	0,4%	(14.232)	0,4%
Serviços de terceiros	(421.310)	14,3%	9,5%	(368.717)	13,2%	8,6%	(325.755)	8,9%
Taxa de fiscalização serviço energia –TFSEE	(5.038)	6,6%	0,1%	(4.727)	1,2%	0,1%	(4.673)	0,1%
Energia elétrica comprada para revenda	(2.408.939)	-6,4%	54,1%	(2.574.758)	11,8%	60,1%	(2.302.611)	63,2%
Encargos de uso do sistema transmissão	(211.067)	-19,8%	4,7%	(263.306)	490,4%	6,1%	(44.596)	1,2%
Amortização	(180.620)	7,0%	4,1%	(168.776)	3,1%	3,9%	(163.649)	4,5%
Arrendamentos e alugueis	(3.128)	16,2%	0,1%	(2.691)	5,4%	0,1%	(2.552)	0,1%
Tributos	(2.471)	11,8%	0,1%	(2.211)	4,2%	0,1%	(2.121)	0,1%
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(132.364)	42,2%	3,0%	(93.081)	-14,1%	2,2%	(108.396)	3,0%
Custo de construção da infraestrutura da Concessão	(763.913)	64,4%	17,2%	(464.595)	13,7%	10,8%	(408.459)	11,2%
Outros	(53.275)	-47,3%	1,2%	(101.147)	67,5%	2,4%	(60.404)	1,7%
<b>Total custos / despesas</b>	<b>(4.450.407)</b>	<b>3,9%</b>	<b>100,0%</b>	<b>(4.285.245)</b>	<b>17,6%</b>	<b>100,0%</b>	<b>(3.645.456)</b>	<b>100,0%</b>

- **Pessoal e Administradores**

As despesas com pessoal e administradores estão demonstradas abaixo:

	2016	AH%	AV%	2015 (Reclassificado)	AH%	AV%	2014 (Reclassificado)	AV%
Remunerações	118.981	13,4%	51,1%	104.909	6,9%	45,0%	98.178	46,0%
Encargos sociais	53.902	10,6%	23,1%	48.735	5,1%	20,9%	46.377	21,7%
Previdência privada e outros benefícios	29.594	9,5%	12,7%	27.037	11,7%	11,6%	24.202	11,3%
Auxílio alimentação	14.683	18,0%	6,3%	12.442	7,4%	5,3%	11.581	5,4%
Rescisões	5.714	-62,7%	2,5%	15.302	131,7%	6,6%	6.604	3,1%
Férias e 13º salário	24.573	17,1%	10,5%	20.987	-10,9%	9,0%	23.549	11,0%
Plano de saúde	15.880	22,3%	6,8%	12.981	11,8%	5,6%	11.609	5,4%
Contencioso trabalhista	2.269	27,5%	1,0%	1.779	-19,1%	0,8%	2.198	1,0%
Participação nos resultados	16.025	-8,2%	6,9%	17.464	9,7%	7,5%	15.924	7,5%
Encerramento de ordem em curso	1.061	-36,4%	0,5%	1.669	30,4%	0,7%	1.280	0,6%
(-) Transferências para ordens	(30.104)	-0,8%	-12,9%	(30.356)	8,7%	-13,0%	(27.937)	-13,1%
<b>Total</b>	<b>252.578</b>	<b>8,4%</b>	<b>108,4%</b>	<b>232.949</b>	<b>9,1%</b>	<b>100,0%</b>	<b>213.565</b>	<b>100,0%</b>

#### Em 2016

Pessoal e administradores, variação desfavorável em 8,4% em relação ao ano anterior, decorrente principalmente do reajuste acordo/dissídio coletivo de 9,15%; Plano de saúde 22,3% e contencioso trabalhista 27,5%.

**10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**Em 2015

Pessoal e administradores, variação desfavorável em 9,1% em relação ao ano anterior, decorrente principalmente do reajuste acordo/dissídio coletivo de 9,9%; e aumento de 0,75% de provisão da PLR.

- **Serviços de Terceiros**

As despesas com serviços de terceiros nos anos de 2016, 2015 e 2014 foram de R\$ 421,3 milhões, R\$ 368,7 milhões e R\$ 325,8 milhões, respectivamente. O aumento de 14,3% em 2016 em relação a 2015 um aumento de 13,2% em 2015 quando comparado com 2014 é resultado principalmente:

Em 2016

- ✓ Aumento dos serviços técnicos – Corte, Religação, Cobrança Administrativa, Leitura, Poda de arvore e atendimento;
- ✓ Repasse dos índices de inflação nos contratos de prestação de serviços.

Em 2015

- ✓ Manutenção do sistema Elétrico – manutenção corretiva;
- ✓ 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

- **Energia elétrica comprada para revenda**

As despesas com energia elétrica comprada para revenda nos anos de 2016, 2015 e 2014 foram, respectivamente, de R\$ 2.408,9 milhões, R\$ 2.574,8 milhões e R\$ 2.302,6 milhões, representando uma redução de 6% (2016/2015) e aumento de 12% (2015/2014), respectivamente. As variações ocorreram principalmente devido:

### Em 2016

- ✓ Energia adquirida em leilões do ACR e Bilaterais
- ✓ Energia no curto prazo – recontabilização da SE Pau ferro e efeito devido a sobrecontratação;
- ✓ Redução dos custos variáveis em função da redução do PLD médio e o efeito favorável do aumento do GSF%, que reduziu os custos da parcela variável, do ECD e do risco hidrológico das cotas;
- ✓ Novas cotas do PROINFA
- ✓ Redução do custo de rede básica, nova contratação do MUST.

### Em 2015

- ✓ 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.

- **Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão**

As despesas com encargos de uso do sistema de transmissão nos anos de 2016, 2015 e 2014 foram, respectivamente, de R\$ 211,1 milhões, R\$ 263,3 milhões, R\$ 44,6 milhões.

### Em 2016

- ✓ Redução do acionamento das térmicas por segurança energética, favorecendo o equilíbrio entre custo e receita.

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

### Em 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.

- **Provisão para créditos de liquidação duvidosa**

### Em 2016

Provisões líquidas PCLD apresentou posição desfavorável em relação ao ano anterior, em decorrência da piora da situação econômica do país.

- ✓ Perda do benefício tarifa social.
- ✓ Implantação da nova regra da PCLD atendendo a Instrução normativa 1.515 antecipando o provisionamento de R\$ 3 milhões.

### Em 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.

- **Outros custos e despesas**

Outros custos e despesas nos anos de 2016, 2015 e 2014 foram, respectivamente, de R\$ 53,3 milhões, R\$ 101,1 milhões, R\$ 60,4 milhões.

### Em 2016

Variação desfavorável foi de 47,3%, quando comparado a 2015, decorrente principalmente de multa regulatória; e perda de desativação.

### Em 2015

Variação desfavorável foi de 67,5%, quando comparado a 2014, devido basicamente a provisões e indenizações e perda de desativação.

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

<b>Receita Financeira</b>	<b>2016</b>	<b>AH%</b>	<b>AV%</b>	<b>2015</b>	<b>AH%</b>	<b>AV%</b>	<b>2014</b>	<b>AV%</b>
Renda de aplicações financeiras	19.140	-35,8%	3,0%	29.811	200,4%	4,7%	9.925	10,4%
Juros, comissões e acréscimo moratório	34.230	6,6%	5,3%	32.116	31,7%	5,1%	24.385	25,5%
Variações monetárias e cambiais	459.244	85,1%	70,9%	248.057	754,1%	39,2%	29.044	30,4%
Instrumentos financeiros derivativos	110.007	-61,9%	17,0%	288.380	1126,3%	45,6%	23.516	24,6%
Atualização Depósitos Judiciais	1.619	-41,8%	0,2%	2.784	43,8%	0,4%	1.936	2,0%
Remuneração financeira da parcela A e outros itens financeiros	135	-99,5%	0,0%	29.974	2140,2%	4,7%	1.338	1,4%
Outras receitas financeiras	29.838	634,7%	4,6%	4.061	-23,6%	0,6%	5.314	5,6%
(-) Pis e Cofins s/ receita financeira	(6.139)	93,7%	-0,9%	(3.170)	0,0%	-0,5%	-	0,0%
<b>Total</b>	<b>648.074</b>	<b>2,5%</b>	<b>100,0%</b>	<b>632.013</b>	<b>562,1%</b>	<b>100,0%</b>	<b>95.458</b>	<b>100,0%</b>
<b>Despesa Financeira</b>	<b>2016</b>	<b>AH%</b>	<b>AV%</b>	<b>2015</b> (Reclassificado)	<b>AH%</b>	<b>AV%</b>	<b>2014</b> (Reclassificado)	<b>AV%</b>
Encargos de dívida	(130.314)	8,9%	14,8%	(119.673)	12,8%	14,8%	(106.057)	42,0%
Variações monetárias e cambiais	(347.946)	-22,8%	39,6%	(450.613)	890,3%	55,6%	(45.502)	18,0%
Instrumentos financeiros derivativos	(310.534)	118,8%	35,3%	(141.952)	856,7%	17,5%	(14.837)	5,9%
Benefícios pós-emprego	(24.730)	-21,4%	2,8%	(31.465)	4,0%	3,9%	(30.257)	12,0%
Atualização Contingências	(26.852)	-15,2%	3,1%	(31.649)	7,2%	3,9%	(29.524)	11,7%
Outras despesas financeiras	(38.080)	8,2%	4,3%	(35.200)	34,9%	4,3%	(26.090)	10,3%
<b>Total</b>	<b>(878.456)</b>	<b>8,4%</b>	<b>100,0%</b>	<b>(810.552)</b>	<b>221,3%</b>	<b>100,0%</b>	<b>(252.267)</b>	<b>100,0%</b>
<b>Resultado Financeiro Líquido</b>	<b>(230.382)</b>	<b>29,0%</b>		<b>(178.539)</b>	<b>13,9%</b>		<b>(156.809)</b>	

**Em 2016**

O resultado financeiro apresentou uma variação desfavorável de 29,0%, impactando em R\$ 51,8 milhões, essa variação deve-se principalmente a:

- Renda de aplicações financeiras queda do saldo médio de disponibilidades;
- Atualização da parcela A e outros itens financeiros – Custos reembolsáveis em tarifas superiores aos custos pagos, ocasionando uma CVA passiva a devolver aos consumidores;
- Resultado da dívida – Incremento do volume da dívida, aumento dos principais indexadores (CDI e TJLP) e aumento dos projetos elegíveis que compõem a base do JOA.
- Outros – Aumento da atualização de contingências, obrigações pós-emprego, atualização de Pau Ferro e PIS/COFINS sobre receita financeira a partir de julho/15.

**Em 2015**

O resultado financeiro apresentou uma variação desfavorável de 13,9%, impactando em R\$ 21,7 milhões, 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;

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

- ✓ 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, 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;

**Imposto de Renda e Contribuição Social**

Imposto de Renda e Contribuição Social nos anos de 2016, 2015 e 2014 foram, respectivamente, de R\$ 14,0 milhões, R\$ 40,7 milhões, R\$ 16,6 milhões.

Em 2016

A variação ocorreu principalmente devido ao prejuízo fiscal apurado.

Em 2015

A variação foi decorrente de: (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 negativa 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.

**Lucro Líquido do Exercício**

Devido aos fatores explicados acima, em 2016 o lucro líquido foi de R\$ 0,3 milhões, em 2015 de R\$ 71,0 milhões e em 2014 foi de R\$ 130,0 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:				
	31/12/2016	%	31/12/2015	%	31/12/2014
Fornecimento e Distribuição de energia elétrica	6.292.338	-0,1%	6.301.410	35,0%	4.666.498
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	192.723	66,3%	115.922	786,7%	13.073
Valores a Receber da Parcela A e Outros Itens Financeiros	-185.293	127,0%	-81.636	-132,5%	251.155
Receita de construção da infraestrutura da concessão	763.913	64,4%	464.595	13,7%	408.459
Outras receitas	114.621	-25,2%	153.301	76,6%	86.796
<b>Total</b>	<b>7.178.302</b>	<b>3,2%</b>	<b>6.953.592</b>	<b>28,2%</b>	<b>5.425.981</b>

Fonte: DFP

**2016**

A Companhia apresentou em 2016 uma Receita Bruta de R\$ 7.178 milhões, representando um acréscimo de 3,2% em relação ao valor de R\$ 6.953 milhões registrado em 2015.

Os fatores determinantes pelo aumento da Receita Bruta foram:

- O Aumento da Receita de Fornecimento Faturado em R\$ 51 milhões, excluindo-se os efeitos da variação positiva de R\$ 18 milhões do uso de rede e da variação negativa de R\$ 635 mil da Receita de Suprimento. O aumento foi decorrente, principalmente, de dois efeitos: (i) Efeito do Preço da Energia Distribuída e (ii) Efeito do Volume da Energia Distribuída

(i) Efeito Preço: O Reajuste Tarifário Anual aplicado a partir de abril de 2016 com incremento médio percebido pelo consumidor na tarifa de 9,99% impactou positivamente a Receita de Fornecimento em R\$ 137 milhões.

(ii) Efeito do Volume: Redução de 1,48% no volume de energia distribuída no mercado cativo, com destaque negativo para a classe industrial, impactando negativamente a Receita de Fornecimento em R\$ 85 milhões.

- O aumento na receita de uso de rede do consumidor livre no valor de R\$ 18 milhões, em virtude, principalmente, da migração de clientes industriais para o mercado livre que contribuiu



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

com um aumento do consumo em 154 GWh, representando um crescimento de 7,76%, assim o impacto do efeito volume foi de R\$ 14 milhões. Foi registrado também um aumento no preço médio por consumo do mercado livre de 2,04%, assim o efeito preço foi de R\$ 4 milhões.

- A variação positiva de 66%, no valor de R\$ 77 milhões, na venda de energia de curto prazo na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica “CCEE”, em função do aumento do nível de sobrecontratação da CELPE que registrou um aumento de 3,41 p.p. quando comparamos 2016 com o ano anterior. Esse aumento foi compensado parcialmente pela redução de 44% no PLD do Nordeste quando comparamos os dois anos.

- Acréscimo de R\$ 299 milhões equivalente a 64% na Receita de Construção de Infraestrutura da Concessão, devido ao maior volume de investimentos em 2016 em relação ao ano anterior, sem impacto no resultado, pois temos a contrapartida de custos no mesmo valor.

O aumento da Receita foi compensado parcialmente pela:

- Na conta de Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros, a variação negativa de R\$ 104 milhões entre 2016 e 2015, que é resultado do efeito líquido da elevação da constituição normal passiva no valor de R\$ 123 milhões, e da redução da amortização normal passiva no valor de R\$ 19.644, com base nos saldos homologados pela ANEEL nos reajustes tarifários de 2016 e 2015.

✓ Nessa mesma conta, o registro contábil de 2016 foi negativo no valor de R\$ 185 milhões, sendo composto pela constituição normal dos passivos de R\$ 87 milhões decorrente os custos realizados abaixo da cobertura tarifária e R\$ 98 milhões referente a reversão passiva da Parcela A.

- Redução de R\$ 101 milhões na linha de Fornecimento Não Faturado devido, em grande parte, ao provisionamento dos clientes de Iluminação Pública não realizados.

### 2015

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.

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

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 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.

Seguem 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**

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

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

### ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Valores em Reais Mil	Exercício social terminado em:				
	31/12/2016	%	31/12/2015	%	31/12/2014
Receita Bruta	7.178.302	3,23%	6.953.592	28,15%	5.425.981
Deduções da Receita Bruta	-2.483.472	4,44%	-2.377.962	64,27%	-1.447.610
Receita Líquida	4.694.830	2,61%	4.575.630	15,01%	3.978.371
Custos e Despesas Operacionais	-4.450.407	3,85%	-4.285.245	16,67%	-3.672.823
Pessoal e Administradores	-243.364	7,94%	-225.454	12,71%	-200.034
Material	-24.918	57,89%	-15.782	10,89%	-14.232
Serviço de Terceiros	-421.310	14,26%	-368.717	13,19%	-325.755
Energia Elétrica Comprada	-2.408.939	-6,44%	-2.574.758	11,82%	-2.302.611
Encargos Uso Sistema de Transmissão	-211.067	-19,84%	-263.306	490,43%	-44.596
Amortização	-180.620	7,02%	-168.776	3,13%	-163.649
Provisões Líquidas e PCLD	-132.364	42,20%	-93.081	-13,35%	-107.423
Despesa de Construção	-763.913	64,43%	-464.595	13,74%	-408.459
Outras Despesas	-63.912	-42,31%	-110.776	4,44%	-106.064
<b>Resultado do Serviço</b>	<b>244.423</b>	<b>-15,83%</b>	<b>290.385</b>	<b>-4,96%</b>	<b>305.548</b>

Fonte: DFP

Em 2016, destacam-se:

- Em 26 de abril de 2016, foi homologado pela Aneel o resultado do Reajuste tarifária da Companhia de 14,03%. Considerando como referência os valores praticados atualmente, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores da concessionária é de 9,99%, conforme tabela abaixo. As novas tarifas entraram em vigor a partir do dia 29 de abril de 2016 com vigência até 28 de abril de 2017.
- As deduções da Receita Bruta aumentaram 4,44%, quando comparado o ano de 2016 com o ano de 2015. Isso representa uma variação de R\$ 105 milhões, decorrente, principalmente, devido aos tributos e encargos que variaram proporcionalmente em função aumento da Receita Bruta. Além dos impactos dos repasses de recursos realizados por meio das cotas definidas da Conta de Desenvolvimento Energético -

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

CDE e, dos Encargos do Consumidor - CCRBT referentes aos repasses das Bandeiras Tarifárias..

Os custos e despesas operacionais em 2016 correspondem a R\$ 4.450 milhões contra R\$ 4.285 milhões apresentado em 2015, representando um acréscimo de R\$ 165 milhões, ou seja, aumento de 3,85%.

Contribuíram para esse resultado:

- Redução do custo da energia elétrica comprada para revenda, em R\$ 166 milhões, decorrente principalmente dos fatores descritos abaixo.
- Redução em R\$ 496 milhões nos Custos Variáveis do Mercado de Curto Prazo em função do melhor cenário hidrológico que causou: redução do PLD do Nordeste em 44% e melhora do GSF e consequente redução do custo do risco hidrológico quando comparamos o ano de 2016 com o anterior.
- Redução de R\$ 250 milhões no Custo com Energia de Curto Prazo – PLD devido ao nível de sobrecontratação maior da CELPE em 2016 em relação ao ano de 2015, resultando em receita para Companhia, visto que, o excedente de energia pode ser comercializado.
- Essa redução foi compensada parcialmente pelo:
- Aumento de R\$ 489,9 milhões nos custos de energia de leilão do ACR, dos contratos bilaterais, das cotas de garantia física e das cotas de Angra I e Angra II devido aos reajustes de tarifas de compras e inclusão de novas cotas e contratos no ano de 2016.
- Menor Ressarcimento de Energia devido à redução do despacho de usinas térmicas no Brasil em função do melhor cenário hidrológico, o abatimento nos custos da energia elétrica comprada para revenda foi menor em R\$ 25,5 milhões.
- Aumento de R\$ 29,9 milhões no Custo do PROINFA em função das novas cotas de para 2016.
- Aumento de R\$ 18,6 milhões nos Encargos de Energia de Reserva em função da não ocorrência de repasse da CCEE referente à conta CONER em 2016 devido à redução do PLD médio do Nordeste em 44%, diferente de 2015 que ocorreu repasse compensando a despesa com o encargo.
- Redução de R\$ 52 milhões nos Encargos de uso do sistema de transmissão, decorrente da melhora do cenário hidrológico e consequente redução do despacho das usinas termoeletricas, favorecendo o equilíbrio entre custo e receita. Essa melhora de cenário impactou principalmente nos encargos Encargo de Serviço do Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – ERR.
- Aumento dos gastos com serviços de terceiros em R\$ 52,5 milhões, decorrente principalmente do: (i) repasse dos índices de inflação nos contratos de prestação de serviços; e

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

(ii) aumento no volume de serviços de manutenção corretiva, inspeção técnica, serviço de leitura e entrega de conta, desligamentos e religamentos, dentre outros.

- Aumento dos gastos com Pessoal e Administradores em R\$ 17,9 milhões devido, principalmente, a reajustes nas remunerações em função do novo acordo coletivo
- Aumento das Provisões – PCLD em R\$ 39 milhões decorrente dos seguintes fatores: (i) aumento da tarifa decorrente do reajuste tarifária anual, (ii) clientes da classe industrial e comercial em recuperação judicial, (iii) perda de benefício de tarifa social para aproximadamente 60.321 clientes, além do início de tributação do ICMS para clientes beneficiados pela tarifa social e (iv) implantação de nova regra da PCLD em atendimento a Instrução Normativa 1.515 antecipando o provisionamento de R\$ 3 milhões
- Aumento de 64,4%, representando R\$ 299 milhões, no Custo de Construção de Infraestrutura da Concessão devido ao maior volume de investimentos em 2016 em relação ao ano anterior.

### **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 milhões. 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.
  - b. O efeito positivo de R\$ 439 milhões 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

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

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\$ 174 milhões.
- O Custo com transmissão de energia aumentou R\$ 352 milhões, 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\$ 15,5 milhões, 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 milhões, 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 milhões em 2014 para R\$ 30 milhões em 2015, com um impacto negativo de R\$ 95,7 milhões no custo. Essas devoluções são redutoras da conta de custo.

### **Destacam-se no ano de 2014 os seguintes fatores:**

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.

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

- 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%.

### **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 4 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.

Resumimos abaixo os detalhes do reajuste tarifário de 2016, 2015 e 2014 da Companhia.

#### **Em 2016**

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

### Reajuste Tarifário Anual – IRT 2016

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.067 de 26 de abril de 2016, homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Companhia, em 14,03%, dos quais 11,29% correspondem ao reajuste tarifário econômico e 2,74% aos componentes financeiros pertinentes.

Considerando como referência os valores praticados atualmente, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores da concessionária é de 9,99%, sendo de 6,77%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 11,66%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

As novas tarifas entraram em vigor a partir de 29 de abril de 2016 com vigência até 28 de abril de 2017.

### **Em 2015**

#### 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.

### **Em 2014**

#### 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



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

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%.

### **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 2014 a 2016. 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 26 de abril de 2016: 14,03%
- Em 22 de abril de 2015: 11,44%
- Em 22 de abril de 2014: 17,75%

#### **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.

O mercado cativo no ano de 2016 foi de 11.278 GWh, 1,48% menor do que o verificado no ano de 2015. A receita de fornecimento em 2016, considerando apenas as vendas de energia ao

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

mercado cativo, foi de R\$ 6.003 milhões. Dessa forma as receitas operacionais e margens dependem substancialmente do processo de revisão das tarifas.

Em 2015, o mercado cativo foi de 11.448 GWh, 1,95% maior do que o verificado no ano de 2014, que foi de 11.230 GWh. A receita de fornecimento em 2015 considerando apenas as vendas de energia ao mercado cativo, foi de R\$ 5.935 milhões, enquanto que em 2014 foi de R\$ 5.815 milhões.

### 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 2016 totalizou 15.299 GWh, o que representa um acréscimo de 2,17% em relação a ano de 2015. Este acréscimo foi decorrente do início de vigência dos contratos de leilões dos quais a empresa participou nos anos anteriores. A energia foi adquirida a um custo médio total de R\$ 176,69/MWh, enquanto o PLD médio do Nordeste em 2016 foi de R\$ 174/MWh.

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

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

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.

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:					
	31/12/2016	%	31/12/2015	%	31/12/2014	%
Renda de aplicações financeiras	19.140	-36%	29.811	200,36%	9.925	-45,66%
Encargos de dívida, variações de swap e monetárias	(219.543)	25%	(175.801)	54,43%	(113.836)	24,85%
Juros, comissões e acréscimo moratório de energia	34.230	7%	32.116	31,70%	24.385	-45,42%
Obrigações Pós Emprego	(24.730)	-21%	(31.465)	3,99%	(30.257)	-9,14%
Remuneração financeira setorial	134	-100%	29.975	2140,28%	1.338	
Atualizações Conting. e Outras Monet.	(25.233)	-13%	(28.864)	-27,71%	(39.928)	193,22%
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(14.380)	-58%	(34.311)	222,05%	(10.654)	129,51%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(230.382)</b>	<b>29%</b>	<b>(178.539)</b>	<b>12,27%</b>	<b>(159.027)</b>	<b>99,31%</b>

### 2016

Dado esse ambiente, o Resultado Financeiro Líquido da Companhia atingiu em R\$ 230 milhões em 2016, contra R\$ 179 milhões em 2015, que equivale a uma redução de 29,04%. Ele vem sendo diretamente influenciado pelos impactos de índices de preços e dos juros.

O CDI acumulado no período foi de 14,00%, uma elevação de 0,82 pontos percentuais em comparação ao ano anterior, onde foi de 13,18%. Em contrapartida, a redução dos volumes de caixa médios acarretou uma perda de aproximadamente R\$ 10,7 milhões reconhecidos no resultado.

Houve um aumento de R\$ 43,7 milhões nas despesas de dívida. Esse aumento foi decorrente da combinação do efeito do aumento dos volumes de dívida na comparação de 2016 e 2015, além do 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 0,82 pontos percentuais, já a TJLP foi elevada em 1,25 pontos percentuais, saindo de 6,25% em 2015 para 7,50% em 2016.

### 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

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

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 milhões em 2015, contra R\$ 159 milhões 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\$ 19,9 milhões reconhecidos no resultado.

Houve um aumento de R\$ 62 milhões 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.

### 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 aqueles 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.

**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 de Dezembro de 2016.

As demonstrações financeiras da Companhia para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 2015 foram elaboradas e 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 Relatório Financeiro (IFRS) 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 01/01/2016.

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

Pronunciamento	Objetivo
IFRS 7 – Instrumentos financeiros: Divulgações (Vigência a partir de 01/01/2016)	A alteração esclarece que um contrato de serviço que inclua uma taxa pode constituir envolvimento contínuo em um ativo financeiro. Uma entidade deve avaliar a natureza desta taxa e o acordo em comparação à orientação sobre envolvimento contínuo na IFRS 7, a fim de avaliar se a evidenciação é exigida. A avaliação de quais contratos de serviços constituem envolvimento contínuo deve ser feita retrospectivamente. Contudo, a evidenciação exigida não precisa ser fornecida para qualquer período iniciado antes do período anual em que a entidade aplicar pela primeira vez as alterações. Estas alterações não geraram nenhum impacto sobre as demonstrações financeiras da Companhia.
Alteração da IAS 1 – Apresentação de Demonstrações Financeiras (Iniciativa de divulgação). (Vigência a partir de 01/01/2016)	As alterações têm o objetivo de incentivar as empresas a identificar quais informações são suficientemente relevantes para serem divulgadas nas demonstrações contábeis. Também é esclarecido que a materialidade se aplica ao conjunto completo de demonstrações contábeis, incluindo suas notas explicativas e que é aplicável a todo e qualquer requerimento de divulgação das normas

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

01/01/2016)	<p>IFRS.</p> <p>Itens de linhas específicas nas demonstrações do resultado e de outros resultados abrangentes e no balanço patrimonial podem ser desagregados; flexibilidade quanto à ordem em que apresentam as notas às demonstrações financeiras. Estas alterações não geraram nenhum impacto sobre as demonstrações financeiras da Companhia.</p>
Alteração IAS 16 e IAS 38 Esclarecimentos de Métodos aceitáveis de depreciação e amortização (Vigência a partir de 01/01/2016)	<p>A alteração esclarece o princípio base para depreciação e amortização como sendo o padrão esperado de consumo dos benefícios econômicos futuros do ativo. As alterações são aplicadas de forma prospectiva e não têm impacto sobre a Companhia, uma vez que não foi alterado o método para amortização dos ativos não circulantes.</p>
IAS 19 Benefícios a Empregados (Vigência a partir de 01/01/2016)	<p>Essa norma esclarece que a taxa de desconto usada nas obrigações de benefícios pós-emprego deve ser determinada por referência aos rendimentos de títulos privados de alta qualidade. A profundidade do mercado de títulos privados em diferentes países é avaliada com base na moeda em que é denominada a obrigação, em vez de no país em que está localizada a obrigação. Quando não existe mercado profundo para títulos privados de alta qualidade nessa moeda, devem ser usadas taxas de títulos públicos. Essa alteração deve ser aplicada retrospectivamente porém não têm impacto sobre a Companhia, uma vez que esta já utilizava taxas de títulos públicos com base na moeda em que é denominada a sua obrigação.</p>

**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 compensar 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 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.

✓ Benefícios pós-emprego

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.

✓ Instrumentos financeiros

A Companhia classifica seus ativos e passivos financeiros, no reconhecimento inicial, de acordo com as seguintes categorias:

a) Ativos financeiros

Os ativos financeiros incluem caixa e equivalentes de caixa, contas a receber de clientes, títulos e valores mobiliários, ativo financeiro de concessão, valores a compensar da Parcela A e outros itens financeiros, além de outros créditos realizáveis por caixa.

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

## 10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

- Empréstimos e recebíveis: são ativos financeiros não derivativos, com pagamentos fixos ou determináveis, não cotados em um mercado ativo. Após a mensuração inicial, esses ativos financeiros são contabilizados ao custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos, menos perda por redução ao valor recuperável.
- Investimentos mantidos até o vencimento: ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e vencimentos fixos são classificados como mantidos até o vencimento quando a Companhia tiver manifestado intenção e capacidade financeira para mantê-los até o vencimento. Após a avaliação inicial, estes ativos são avaliados ao custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, menos perdas por redução ao valor recuperável.
- Ativos financeiros disponíveis para venda: após mensuração inicial, esses ativos são mensurados a valor justo, com ganhos e perdas não realizados reconhecidos diretamente dentro dos outros resultados abrangentes até a baixa do investimento, com exceção das perdas por redução ao valor recuperável, dos juros calculados utilizando o método de juros efetivos e dos ganhos ou perdas com variação cambial sobre ativos monetários que são reconhecidos diretamente no resultado do exercício.

### b) Passivos financeiros

Os passivos financeiros incluem contas a pagar a fornecedores, valores a compensar da Parcela A e outros itens financeiros, outras contas a pagar, empréstimos e financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos classificados a valor justo por meio do resultado.

Após reconhecimento inicial os empréstimos e financiamentos e debêntures são mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa efetiva de juros, exceto quando os empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira são itens objeto de hedge, classificado como passivos financeiros mensurados a valor justo por meio do resultado, quando atendido o critério de efetividade de hedge.

A Companhia faz uso de derivativos com o objetivo de proteção, utilizando a contabilização de hedge (*hedge accounting*). A valorização ou a desvalorização do

**10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas**

valor justo do instrumento destinado à proteção são registradas em contrapartida da conta de receita ou despesa financeira, no resultado do exercício.

**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 financeiras.

**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, pois não ocorreu outros itens não evidenciados 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. 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**
- . natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação**

Não aplicável aos itens acima, pois a empresa não possui itens não evidenciados nas demonstrações financeiras, pois 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 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 2017 está previsto investimentos no valor de R\$ 711,1 milhões. Seguem abaixo os principais planos de investimentos durante o ano de 2016:

- Expansão de Rede: R\$ 124,8 milhões

Subestações (SE's): Será concluída a construção de 03 SE's, Estância, Tejipió e Afogados da Ingazeira início da construção das SE's de Petrolina III e Salgado e a ampliação de 33 Subestações.

Linha de Transmissão: Construção de 76,6Km.

Rede de Distribuição: Construção de 217Km de alimentadores.

- Renovação de Subestação R\$ 19,5 milhões

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

- Automação: R\$ 17,6 milhões

Automação de 200 chaves na média tensão.

- Novas Ligações: R\$ 232 milhões

Ligações de 167 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\$ 145,7 milhões

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. Em 2016, a CELPE recebeu R\$ 76,4 milhões do BNDES referente aos investimentos realizados em 2015 e 2016, decorrentes dos Contratos assinados em 2013 e 2015.

Em 2016, a CELPE recebeu R\$ 10,8 milhões da Caixa Econômica Federal referente a parte dos investimentos no Programa Luz Para Todos, decorrentes do contrato assinado em 2013.



## 10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

A Companhia liberou junto ao BNDES em 2015 o montante de R\$ 254 milhões para financiamento de parte de seu programa de investimentos.

### 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**

O Grupo Neoenergia atua no Setor Elétrico Brasileiro, onde existem obrigações regulatórias de investimento de pesquisa e desenvolvimento, esses realizados por suas participadas para atendimento dessa obrigação.

Com a criação da Lei no. 9.991, de 24 de julho de 2000, foram definidos os percentuais de aplicação e a obrigatoriedade para as Concessionárias do setor de energia elétrica a investirem em Pesquisa e Desenvolvimento – P&D. Os programas anuais de P&D podem ser constituídos de um ou mais projetos, devendo ser propostos de acordo com as instruções dispostas no Manual de P&D.

O Manual dos Programas de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica foi aprovado pela Resolução Normativa da Aneel nº 219, de 11 de abril de 2006, e posteriormente alterado pelas Resoluções Normativas nº 316, de 13 de maio de 2008 e nº 504, de 14 de agosto de 2012.

Segundo o Manual, todo projeto de P&D deverá ser enquadrado em sua fase proposta para desenvolvimento dentro da cadeia da inovação, podendo ser classificada como pesquisa básica dirigida, pesquisa aplicada, desenvolvimento experimental, cabeça de série, lote pioneiro ou inserção no mercado.

Os Programas de P&D das controladas do Grupo são compostos pelas Companhias entre si e por parceiros externos, inclusive como proponentes.

Seguem os projetos que foram realizados no período de 2014 a 2016 de forma cooperada entre as empresas do Grupo Neoenergia, sendo a Celpe proponente ou não:

- PD-0047-0060/2011 - Inserção de Geração Solar Fotovoltaica. Trata-se de um projeto cooperado entre a Coelba (proponente), Celpe e Cosern com o objetivo de implantar usina de geração solar fotovoltaica com potência de 1MW usando distintas tecnologias, montar laboratório de certificação em energia solar e desenvolver

## 10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

transformador eletrônico adaptável a planta similares, permitindo avaliar técnica e comercialmente a “replicabilidade” do modelo adotado.

- PD-6600-1301/2013 - Metodologias de Revisão Tarifária. Foram avaliadas metodologias regulatórias e proposições incrementais, concernentes ao processo de revisão tarifária periódica das empresas distribuidoras de energia elétrica.
- PD-0043-0114/2014 - Estudos preditivos de vida útil de medidores eletrônicos de energia elétrica por inferência estatística de parâmetros de desempenho em ensaios de vida acelerados. Trata-se de um projeto cooperado entre a Celpe (proponente), Coelba e Cosern com o objetivo de desenvolver uma metodologia de ensaio de vida acelerado específico para medidores eletrônicos de energia elétrica e algoritmo associado de processamento estatístico dos resultados. Validação em laboratório a ser implantado no projeto;
- PD-0043-0214/2014 - Pesquisa para identificação e aplicação das melhores práticas em sistemas de proteção de rede de distribuição em baixa tensão. Trata-se de um projeto cooperado entre a Celpe (proponente), Coelba e Cosern com o objetivo de desenvolver uma metodologia para identificar as melhores práticas para a proteção de rede de distribuição de baixa tensão para curtos circuitos de alta impedância, via pesquisa nacional e internacional, com possível aplicação em campo das soluções encontradas que se mostrem viáveis técnica e economicamente;
- PD-0043-0314/2014 - Metodologia para Proposição de Política Pública e Regulação em Enterramento de Redes Elétricas nas Cidades de Recife, Salvador e Natal. Trata-se de um projeto cooperado entre a Celpe (proponente), Coelba e Cosern com o objetivo de desenvolver uma metodologia para Proposição de Política Pública e Regulação em Enterramento de Redes Elétricas nas Cidades de Recife, Salvador e Natal através de avaliação dos aspectos técnicos, econômicos, tecnológicos, políticos, sociais e jurídicos ligados ao enterramento de redes elétricas;
- PD-0047-0078/2016 - Desenvolvimento de Tecnologia Nacional para Redes Elétricas Inteligentes Módulo 1 – Infraestrutura (Etapa 1). Este projeto é cooperado entre as três distribuidoras do Grupo Neoenergia. Trata-se do Módulo 1 do Programa para Desenvolvimento de Tecnologia Nacional de Redes Inteligentes do Grupo Neoenergia, que abrange os seguintes equipamentos: Sensor inteligente para 69 kV (20 protótipos), Cabeça de Série do transformador inteligente (20 equipamentos) e Qualímetro com oscilografia contínua;
- PD-0047-0079/2016 - Desenvolvimento de Tecnologia Nacional para Redes Elétricas Inteligentes Módulo 2 – Infraestrutura. Este projeto é cooperado entre as três distribuidoras do Grupo Neoenergia. Ele desenvolverá e implantará funcionalidades de redes inteligentes para as distribuidoras do grupo Neoenergia (Automação Avançada, Analytics e Co-simulação de telecom + Rede Elétrica) através de uma infra-estrutura de tecnologia da informação adequada para análise dos dados provenientes dos equipamentos desenvolvidos no Vetor 1 (sensor inteligente, qualímetro com oscilografia contínua e transformador inteligente), com foco na melhoria da qualidade do fornecimento, na redução das perdas e aumento da segurança.
- PD-04950-0716/2016 - Siase - Sistema de Inteligência Analítica do Setor Elétrico - Etapa II. Este projeto busca desenvolver um Sistema centralizado que integra grandes bases de dados e informações sobre o setor, acessível em portal web para toda a sociedade, com funcionalidades que auxiliam agentes públicos e privados no planejamento e desenvolvimento setorial e do PEE, bem como na inteligibilidade dos processos tarifários.

## 10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

Destes projetos, o PD-6600-1301/2013 - Metodologias de Revisão Tarifária encerrou em 2015. Os projetos PD-0043-0114/2014, PD-0043-0214/2014 e PD-0043-0314/2014 foram encerrados em 2016. Enquanto o PD-0047-0060/2011 - Inserção de Geração Solar Fotovoltaica tem previsão de encerrar em 2017.

No período de 2014 a 2016, a Celpe desenvolveu como proponente os seguintes projetos:

- PD-00043-1111/2011 - Sistemas de Bombeamento de Água com Sistemas Fotovoltaicos e Tecnologia de Bombeamento Nacional - Zona Rural de Pernambuco. Este projeto objetivou desenvolver uma metodologia para implementação em campo de sistemas fotovoltaicos para bombeamento que utilizam motobombas e conversores de frequência nacionais. O uso desses sistemas representam uma oportunidade para ampliação do mercado de produção/comercialização de equipamentos (motobombas e conversores de frequência) e de prestação de serviços, notadamente na região do semi-árido nordestino, onde a utilização de poços representa a única alternativa de suprimento de água.
- PD-00043-0709/2010 - Modelo de Estruturação e Composição de Políticas de Manutenção de Equipamentos em SE's baseado em métodos multicritérios utilizando o SMAA (Stochastic Multicriteria Acceptability Analysis Method). O propósito deste projeto foi desenvolver um modelo de estruturação e composição de políticas de manutenção de equipamentos em subestações, usando um método multicritério de suporte à decisão baseado no Stochastic Multicriteria Acceptability Analysis Method (SMAA) para tratar incertezas e avaliação de robustez. Considerando a interligação entre os equipamentos, o suporte multicritério aos problemas de decisão do gerenciamento da manutenção, avaliação da robustez e da imprecisão da informação.
- PD-00043-0811/2011 - Metodologia para Modelagem dos Recursos Necessários à Minimização da Distância entre Níveis de Desempenho Definidos pela Norma Vigente no Setor Elétrico e a Performance das Centrais de Teletendimento. O projeto consistiu na modelagem e construção de uma ferramenta que permite dimensionar os recursos das centrais de teletendimento para o cumprimento dos indicadores de qualidade deste serviço. Utilizando uma ferramenta metodológica que permite negociar e explorar questões estratégicas inerentes ao serviço de teletendimento, considerando variáveis que possuem ligação com o comportamento das chamadas realizadas para o teletendimento e outras relações causais particulares a empresa.
- PD-00043 - 0511/2011 - Desenvolvimento e validação de sistemas de aterramento e proteção de linhas de distribuição e subtransmissão frente a descargas atmosféricas. A finalidade deste projeto foi o desenvolvimento de uma metodologia que permitiu determinar as melhores localizações para instalação de equipamentos para-raios nas linhas de subtransmissão em localidades de elevado índice cerâmico. Essa nova metodologia possibilita identificar a intensidade de corrente e contagem de descargas, considerando-se a integração entre linha de subtransmissão, subestação e sistemas de aterramento sob o ponto de vista de coordenação de isolamento.
- PD-00043-0911/2011 - Desenvolvimento de Tecnologias Não-Convencionais Originais e Dedicadas de Aterramento e Proteção para Melhoria de Desempenho de Linhas Frente a Descargas Atmosféricas. O projeto objetivou a construção de uma metodologia original não-convencional para aperfeiçoar e elevar a eficiência do

## 10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

sistema de transmissão da Celpe frente às descargas atmosféricas, com redução de impacto no seu número de desligamentos e economicamente viável. Com aplicação em linhas de transmissão de 69 kV, providas ou não de cabos de blindagem, com baixo nível de suportabilidade do isolamento, causando baixo desempenho frente a descargas atmosféricas.

- PD-00043-0512/2012 - Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção da Geração de Energia Elétrica a Partir do Biogás de Resíduo/Efluentes Líquidos dentro de um Modelo com Biodigestores Dispersos. A meta deste projeto é o desenvolvimento de um modelo de avaliação de sistemas de biodigestores com foco em geração distribuída de energia, visando encontrar "nichos" ou "núcleos" de geração de insumos (sólidos/líquidos) de tal forma que os arranjos destes "núcleos" possa viabilizar a construção e geração de biogás com consequente geração de energia elétrica.
- PD-00043-0211/2011 - Sistema de Comunicação Inteligente entre os Centros de Operações/Medições e as Chaves de Distribuição e Telemedição com Aplicação Piloto. O projeto consistiu na comprovação da viabilidade técnica da aplicação de um sistema de antenas diretivas programáveis (antenas inteligentes), como canal de comunicação das redes de distribuição de energia elétrica. Esse sistema faz com que as regiões de sombra, regiões onde a comunicação não é contínua, estejam bem assistidas com existência de comunicação para pronto restabelecimento do fornecimento de energia, medição e faturamento do consumo dos clientes.
- PD-00043-0909/2010 - Construção e Aplicação de Supressor Magnético de Afundamentos para Cargas Sensíveis Industrial – SMASI. Este projeto tratou do aperfeiçoamento da estrutura magnética do tipo monobloco, influenciada pela potência e classe de isolamento, que evoluiu para a construção (cabeça de série) e aplicação do Supressor Magnético de Afundamentos de Tensão para Cargas Sensíveis Industriais (SMASI). Este equipamento é apropriado para baixa tensão, com baixo custo e alta velocidade, capaz de minimizar os efeitos das Variações de Tensão de Curta Duração (VTCDs) no cliente com carga sensível.
- PD-00043-0112/2012 – Desenvolvimento de um sistema para a Transferência e Corte Seletivo Através do Gerenciamento Otimizado de Cargas. O objetivo deste projeto foi desenvolver um sistema robusto direcionado ao gerenciamento da operação dos sistemas elétricos viabilizando, em tempo real: O diagnóstico das condições de interrupção, a proposição do melhor sequenciamento de manobras que viabilize o restabelecimento do sistema de distribuição, e em casos de ocorrências de grande porte, a proposição de cortes seletivos de carga nas condições de esgotamento das possibilidades de transferência de carga a partir dos alimentadores primários.
- PD-00043-1211/2011 - Desenvolvimento e Implementações de Provas de Conceito de Redes Inteligentes (RI) em Localidade Piloto com Elevadas Restrições Ambientais - Caso Ilha de Fernando de Noronha (IFN). Este projeto trata da configuração e implantação de soluções de microgeração distribuída, iluminação pública eficiente, operação ilhada, interoperabilidade e intercambialidade dos sistemas de medição e de automação para realização de provas de conceito de redes elétricas inteligentes (REI) em localidade piloto com elevadas restrições ambientais (ilha de Fernando de Noronha), contemplando as principais tecnologias relacionadas à infraestrutura e avaliação da viabilidade e eficácia.
- PD-0043-0111/2011 - Conceituação e desenvolvimento de um sistema inteligente para gestão técnica eficiente de redes de distribuição. A finalidade deste projeto foi o desenvolvimento de um simulador técnico para redes primárias que permite a compatibilização de dados oriundos de um conjunto restrito de medições, e assim, capaz de estimar valores de interesse em qualquer barra ou trecho dos circuitos à partir destes pontos de medição. Para

## 10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

tanto foi necessário a definição de um número mínimo de medidores digitais a serem instalados nos circuitos que satisfizessem a necessidade, ao mesmo tempo em que não inviabilizassem economicamente a solução.

Em 2014, foram encerrados os projetos PD-0043-0111/2011, PD-00043-0211/2011, PD-00043-1111/2011, PD-00043-0709/2010 e PD-00043-0811/2011. Os projetos PD-00043-0909/2010, PD-00043-0112/2012 e PD-00043-0511/2011 foram encerrados em 2015, já o projeto PD-00043-0911/2011 foi concluído em 2016. Para 2017 está previsto o encerramento do projeto PD-00043-0512/2012 e PD-00043-1211/2011.

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

O montante total investido, em 2014, pela CELPE em projetos de P&D em fase de pesquisa foi de R\$ 9,3 milhões. Em 2015 e 2016 os valores investidos foram R\$ 7,3 milhões e R\$ 6,6 milhões, respectivamente.

### iii. projetos em desenvolvimento já divulgados

No período de 2014 a 2016, a Celpe desenvolveu como proponente os seguintes projetos:

- PD-00043-1011/2011 - Aperfeiçoamento e definição das características básicas da linha de produção e do sistema de indicação de falta, para obtenção de um cabeça-de-série, e implementação na rede de distribuição da Celpe. A meta deste projeto foi aprimorar um sistema de supervisão de redes de distribuição em média tensão, que transmitisse em tempo real dados de medições realizadas em pontos escolhidos, indicando possíveis faltas ocorridas na rede com um custo de fabricação menor. Foram aperfeiçoados o desenho e as especificações do protótipo do sensor de estado, desenvolvido em projeto de P&D anterior, para eliminar peças e componentes com dificuldade de reprodução em larga escala.
- PD- 00043-1009/2010 – Desenvolvimento de um Auto Regulador Magnético de Tensão a Reator Naturalmente Saturado - ARMTRS, em 13,8 KV – Cabeça de Série. O projeto teve como finalidade o desenvolvimento de um equipamento auto-regulador magnético de tensão a reator naturalmente saturado (ARMTRS) para o sistema 13,8kV, não disponível no mercado, e que pode ser aplicado como supressor de afundamentos nas indústrias de grande porte. Por ser constituído por unidades monofásicas, foi possível desenvolver um equipamento robusto e resistente aos ambientes agressivos.
- PD-00043-0212/2012 - Projeto, Construção e Avaliação de Desempenho de um Restaurador Dinâmico de Tensão (Dynamic Voltage Restorer - DVR) de Baixo Custo. Neste projeto os transformadores do Restaurador Dinâmico de Tensão (DVR) possuem um enrolamento alimentado com tensão da rede, podendo o outro enrolamento ser conectado entre a rede e a carga, mantendo sua tensão próxima da nominal, não sendo empregados inversores PWM e as chaves e os transformadores terem potências muito inferiores às da carga. O projeto foi desenvolvido em continuidade a um P&D anterior, resultando na construção de um protótipo de DVR de 380V, 200kVA.

Em 2014, foram encerrados os projetos PD-0043-0111/2011, PD-00043-0211/2011 e PD-00043-1011/2011. Os projetos PD-00043-0909/2010 e PD-00043-0112/2012 foram encerrados em 2015, no ano seguinte em 2016 foram encerrados os

**10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios**

projetos PD- 00043-1009/2010 e PD-00043-0212/2012. Para 2017 está previsto o encerramento do projeto PD-00043-1211/2011.

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

O montante total investido, em 2014, pela CELPE em projetos de P&D em fase de desenvolvimento de produtos foi de R\$ 0,98 milhão. Em 2015 e 2016 os valores investidos foram R\$ 1,5 milhão e R\$ 1,1 milhão respectivamente.

**v. fontes de financiamento dos investimentos.**

Em 2014, a CELPE recebeu R\$ 14,2 milhões da FINEP, decorrentes do contrato de financiamento assinado em 2011.

Não houve liberações de financiamentos de projetos de P&D em 2015 e 2016.

**vi. desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos.**

Não aplicável. Não existem desinvestimentos em andamento ou previstos.

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