

Índice

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos	1
5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado	5
5.3 - Descrição - Controles Internos	9
5.4 - Alterações significativas	10
5.5 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos	11

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	12
10.2 - Resultado operacional e financeiro	32
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	45
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	46
10.5 - Políticas contábeis críticas	49
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	53
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	54
10.8 - Plano de Negócios	55
10.9 - Outros fatores com influência relevante	58

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

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

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

i. os riscos para os quais se busca proteção

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

ii. os instrumentos utilizados para proteção

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

iii. a estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- SINCE – Sistema Comercial da NC Energia

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

A auditoria interna é responsável por:

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

A área de controles internos é responsável por:

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

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

- Revisão periódica dos perfis de acesso para reduzir riscos de utilização de transações críticas e de conflito de segregação de funções.
- Efetuar a gestão do sistema de normativos, garantindo a padronização e atualização das diretrizes, normas e procedimentos do Grupo Neoenergia.

A área de segurança da informação é responsável por:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ii. a estratégia de proteção patrimonial (hedge)

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

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

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

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

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

iii. os instrumentos utilizados para proteção patrimonial (hedge)

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

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

Em 31 de dezembro de 2015, 39,5% do endividamento da Companhia era denominado ou indexado ao Dólar, correspondente a R\$ 1.667 milhões, volume integralmente protegido através de swaps.

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

Em 31 de dezembro de 2015, 5,72% do endividamento da Companhia era denominado ou indexado ao Euro, correspondente a R\$ 241 milhões, volume integralmente protegido através de swaps.

iv. os parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos

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

O Grupo Neoenergia realiza mensalmente comitês financeiros mensais nos quais são analisadas as características dos ativos e passivos tais como posição por moeda e indexador, nível de cobertura de *hedge*, *duration*, cronograma de amortizações, risco de crédito por contraparte, dentre outras. Adicionalmente, são efetuadas projeções periódicas de fluxo de caixa que visam a uma maior previsibilidade dos pagamentos e recebimentos futuros e consequentemente do correto dimensionamentos dos riscos e exposições.

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

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

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

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

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

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

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

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

O acompanhamento das estratégias de mitigação de risco de mercado é realizado mensalmente nas reuniões do Comitê Financeiro do Grupo Neoenergia, que avalia se as

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

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

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

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

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

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

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

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

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

b. as estruturas organizacionais envolvidas

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

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

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

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.

Não Aplicável. Para o ano de 2015, não foi elaborado relatório.

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

Não Aplicável. Para o ano de 2015, não foi elaborado relatório.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

10.1 - Os diretores devem comentar

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

a. condições financeiras e patrimoniais gerais

No ano de 2015 a Companhia apresentou, segundo sua Demonstração de Fluxo de Caixa indireta, uma geração de caixa das atividades operacionais de R\$ 1.200,6 milhões, contra uma geração de R\$ 94,6 milhões observada no ano de 2014 e R\$ 1.010,6 milhões de 2013. Percebe-se a recuperação da geração de caixa operacional no ano de 2015, quando essa aumentou mais de onze vezes em relação à apresentada no ano de 2014. Ela voltou ao patamar observado no ano de 2013. Ainda segundo as demonstrações, as atividades de investimento consumiram R\$ 910,1 milhões em 2015, R\$ 877,1 milhões em 2014 e R\$ 982,5 milhões em 2013, com variações de aumento de 3,7 % de 2014 para 2015 e um a redução de 10,7% de 2013 para 2014. Além dos fluxos de caixa operacionais, para realização das atividades de investimentos 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\$ 761,9 milhões em 2015, R\$ 429,2 milhões em 2014, R\$ 462,1 milhões. Foram desembolsados em recursos aos acionistas o montante de R\$ 299,3 milhões em 2015, R\$ 13.380 milhões em 2014, R\$ 169,4 em 2013. Assim, o resultado líquido das atividades de financiamento fecharam os anos com entradas de caixa de R\$ 462,6 milhões em 2015, R\$ 415,8 milhões em 2014, R\$ 292,6 milhões em 2013. Esses movimentos resultaram em saldos finais de caixa e equivalentes de caixa de R\$ 959,6 milhões em 2015, R\$ 206,5 milhões em 2014 e R\$ 573,2 milhões. Fica evidente que o cenário complexo do ano de 2014, onde houve uma menor geração de caixa operacional, ocasionada pelo cenário hidrológico, foi superado. Os reajustes aplicados no decorrer do ano de 2015 reduziram a pressão de caixa pela qual as distribuidoras estiveram expostas no decorrer do ano de 2014.

A COELBA 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 COELBA investe constantemente na melhoria, manutenção e expansão da sua rede de distribuição. Para o financiamento destes investimentos, a COELBA busca o apoio dos bancos e agências de fomento, visando obter recursos com custos mais baixos e com prazos mais aderentes ao retorno de longo prazo dos investimentos em distribuição. Em 2015, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES e a Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP liberaram financiamentos de R\$ 390,5 milhões e R\$ 2,3 milhões, respectivamente, para

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

a COELBA, referente aos investimentos realizados em 2015, principalmente, mas também, valores residuais de 2014 e 2013. No decorrer dos anos de 2014 e 2013, dessas mesmas origens foram liberados R\$ 267,7 milhões e R\$ 376,5 milhões, respectivamente.

Ainda em janeiro de 2015, a Companhia recebeu R\$ 53 milhões, referentes à primeira e a segunda parcelas do Contrato de Financiamento do Programa Luz para Todos 8ª tranche, assinado em outubro de 2014.

A Política Financeira da Companhia prima, dentre outros, por desconcentrar vencimentos, alongar o prazo da dívida e fazer a proteção 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 janeiro de 2015, a Companhia realizou captação de recursos em moeda estrangeira com base na Lei 4131, no montante de EUR 75.000, equivalentes a R\$ 226.953, junto ao BNP Paribas S.A., com vencimento em 22 de janeiro de 2018, amortização *bullet*, com custo de 1,635% a.a., a ser pago semestralmente. Em conexão com esta operação foi contratado swap de proteção cambial, com custo de 105,2% do CDI. Também em moeda estrangeira, por meio do mesmo meio de captação citado acima foram realizadas mais duas operações em 2015. Em março, a Companhia captou recursos o montante de USD 30.000, equivalentes a R\$ 97.140, junto ao Banco Citibank, N.A., com vencimento em 15 de março de 2018, amortização *bullet*, com custo de Libor 6M + 1,80% a.a., a ser pago semestralmente. Em conexão com esta operação foi contratado swap de proteção cambial, com custo de 106,9% do CDI. Em Julho, foram levantados no montante de USD 37.700, equivalentes a R\$ 125.701, junto ao Banco Mizuho Bank Ltd., com vencimento em 30 de julho de 2018, amortização *bullet*, com custo de Libor 6M + 1,40% a.a., a ser pago semestralmente. Juntamente com esta operação foi contratado swap de proteção cambial, com custo de 101,4% do CDI.

Em dezembro de 2014, a Companhia realizou duas captações de recursos em moeda estrangeira com base na lei 4131, no montante total de US\$ 73 milhões junto ao Banco Itaú, com prazos de 3 anos, amortizações *bullet*, com custos de 3,1025% a.a., a serem pagos semestralmente. Em conexão com estas operações foram contratados swaps de proteção cambial com custos de 111% do CDI.

Em 2015, a dívida bruta da Companhia, incluindo empréstimos, financiamentos, debêntures, encargos e derivativos, totalizou R\$ 4.215,8, 5% maior que em 2014 (R\$ 3.607,5 milhões). O indicador financeiro Dívida Líquida/EBITDA passou de 2,87 em 2014 para 2,76 em 2015. A dívida líquida da COELBA (dívida bruta deduzida das disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários) encerrou o ano de 2015 com R\$ 3.251,1 milhões, 4,17% inferior aos R\$ 3.392,6 milhões registrados em 2014.

Em dezembro de 2013, a Companhia realizou captações de recursos em moeda estrangeira com base na lei 4131, nos montantes de US\$ 98 milhões junto ao Citibank, N.A., US\$ 24,5 milhões junto ao JP Morgan, N.A. e US\$ 9,9 milhões junto ao Bank of América, N.A., com

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

prazos de 5 anos, amortizações bullet, com custos de LIBOR + 0,97% a.a., 2,94% a.a. e LIBOR + 1,70% a.a., respectivamente, a serem pagos trimestralmente. Em conexão com estas operações foram contratados swaps de proteção cambial com custos de 104,5% do CDI junto Citibank, 105% do CDI junto JP Morgan e 106% do CDI junto o Bank of América.

Também foram renegociados, em dezembro de 2013, os empréstimos junto ao Banco do Brasil, nos valores de R\$ 300 milhões, com prazo de 5 anos, custo de 111,60% do CDI, amortização anual a partir do 36º mês e juros trimestrais e R\$ 100 milhões, com prazo de 8 anos, custo de 108% do CDI, amortização anual a partir do 24º mês e juros trimestrais.

A renegociação dos Títulos Externos, no valor de US\$ 150 milhões, também ocorreu em dezembro de 2013, junto aos Bancos Sumitomo, Mizuho, Tokyo e BNP Paribas, nas seguintes condições: prazo de 5 anos, custo de LIBOR + 1,50% a.a., amortização semestral a partir do 48º mês e juros semestrais.

Em 2013, a dívida bruta da Companhia, incluindo empréstimos, financiamentos, debêntures, encargos e derivativos, totalizou R\$ 3.427,8 milhões, 7,5% maior que em 2012 (R\$ 3.187,2 milhões). O indicador financeiro Dívida Líquida/EBITDA passou de 2,44 em 2012 para 2,84 em 2013. A dívida líquida da COELBA (dívida bruta deduzida das disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários) encerrou o ano de 2013 com R\$ 2.832,2 milhões, 0,9% acima dos R\$ 2.857,8 milhões registrados em 2012.

b. estrutura de capital

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

Estrutura de Capital	Exercício Social terminado em					
	2015		2014		2013	
	R\$ mil	%	R\$ mil	%	R\$ mil	%
Capital de Terceiros	6.583.650	68,2%	5.547.427	66,6%	5.134.906	67,3%
Capital Próprio	3.069.390	31,8%	2.787.365	33,4%	2.492.289	32,7%

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

O capital de terceiros considera o passivo circulante e não circulante 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

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

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

c. capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

A COELBA 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. A seguir evolução do EBITDA nos último três anos.

Valores em R\$ milhões

Indicador	2015	2014	2013
EBITDA	1.177,2	1.182,5	1.142,7

Fonte: DFP

Mesmo assim, a Companhia não pode assegurar que eventos adversos não ocorrerão e não prejudicarão a capacidade de pagamento da Companhia.

Nos últimos três anos o índice de cobertura da dívida líquida foi:

Indicador	2015	2014	2013
Dívida Líquida/EBITDA	2,76	2,87	2,63

Fonte: DFP

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

A Coelba 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, FINEP, etc. Além dessas fontes a Companhia tradicionalmente acessa o mercado de capitais doméstico e internacional para complementar suas fontes de financiamento, quando este apresenta condições favoráveis. Também faz parte da estratégia da Companhia acompanhar e ajustar os compromissos financeiros a sua geração de caixa, realizando captações de longo prazo para cobertura de caixa a fim de evitar operações tipo capital de giro. Outro ponto é a manutenção de contas garantidas, contratadas para eventuais necessidades pontuais geradas por possíveis descasamentos de fluxo de caixa ao longo do mês. A estratégia de financiamento da Coelba obteve nos últimos anos um nível elevado de eficácia, conforme indicado no item 10.1.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

Não faz parte da estratégia da COELBA acessar fontes de financiamento de capital de giro. Eventualmente pequenas operações podem ser realizadas apenas com o objetivo de empréstimo ponte e casamento de fluxo de caixa.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**f. níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda:**

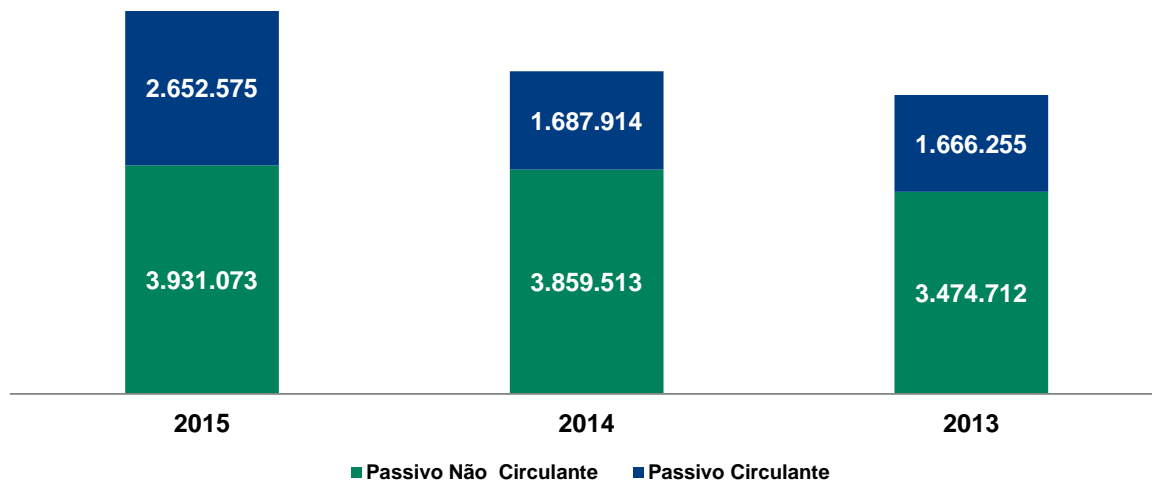
Faz parte da política financeira da COELBA buscar constantemente alongamento de prazo e redução de custos da sua dívida. A COELBA possuía no final dos últimos três anos o endividamento vencendo no curto e longo prazo conforme tabela abaixo:

Indicador	Exercício Social terminado em					
	2015		2014		2013	
	R\$ mil	%	R\$ mil	%	R\$ mil	%
Passivo Circulante	2.652.575	40,3%	1.687.914	30,4%	1.666.255	32,4%
Passivo Não Circulante	3.931.073	59,7%	3.859.513	69,6%	3.474.712	67,6%
Total	6.583.648	100,00%	5.547.427	100,00%	5.140.967	100,00%

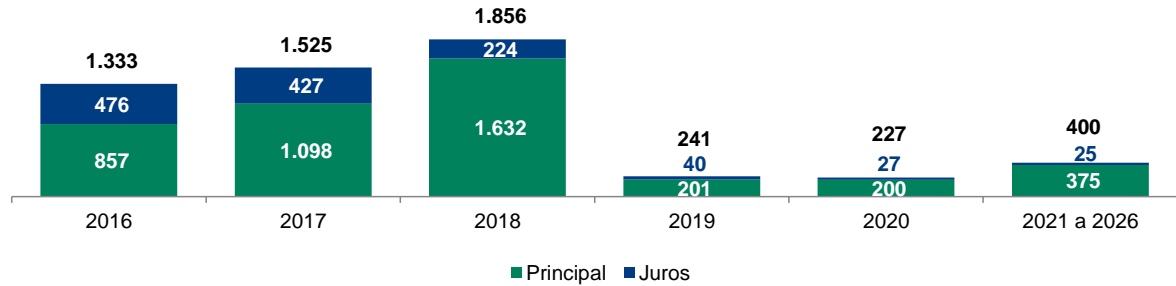
Fonte: DFP

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

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 31/12/2015, referente às dívidas onerosas da Companhia.



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



i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes

A tabela abaixo apresenta os contratos de empréstimo e financiamento mais relevantes:

Fonte	Finalidade	Juros	Assinatura	Vencimento	Moeda Contratada	Saldo da Dívida (R\$ Mil)		
						31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013
TÍTULOS EXTERNOS	RENEGOCIAÇÃO DÍVIDA COM O SINDICATO EXTERNO	Libor 6M + 1,5% a.a.	30/12/2013	28/12/18	USD	406.434	347.123	281.146
BANK OF AMERICA 2012	CAPITAL DE GIRO	Libor 3M + 1,70% a.a.	13/11/2012	14/06/18	USD	411.735	423.773	407.491
BANCO DE TOKYO 2012	CAPITAL DE GIRO	Libor 3M + 0,80% a.a.	10/12/2012	14/06/18	USD	103.124	106.106	103.050
CITIBANK 2013	CAPITAL DE GIRO	Libor 3M + 0,970% a.a.	03/12/2013	03/12/18	USD	223.411	231.125	222.053
JP MORGAN 2013	CAPITAL DE GIRO	2,94% a.a.	03/12/2013	17/12/18	USD	57.897	59.418	56.888
BANK OF AMERICA 2013	CAPITAL DE GIRO	Libor 3M + 1,70% a.a.	05/12/2013	20/12/18	USD	23.526	24.132	22.937
ITAÚ 1	CAPITAL DE GIRO	3,1025% a.a.	16/12/2014	18/12/17	USD	104.494	103.758	-
ITAÚ 2	CAPITAL DE GIRO	3,1025% a.a.	17/12/2014	18/12/17	USD	104.493	103.710	-
BNB 2A DR / SA	PROG. DE INVESTIMENTO EXPANSÃO/MELH. REDES TRANSMISSÃO/DISTRIBUIÇÃO	10,00% a.a.	27/06/2008	27/06/16	R\$	10.812	25.220	41.971
BNB 2B DR	PROG. DE INVESTIMENTO EXPANSÃO/MELH. REDES TRANSMISSÃO/DISTRIBUIÇÃO	10,00% a.a.	22/08/2008	22/08/16	R\$	1.346	2.790	4.458
BNB 3 - LPT VI	PROGRAMA LUZ PARA TODOS 6ª TRANCHE	10,00% a.a.	09/09/2010	09/09/18	R\$	133.267	177.631	224.663
FINEP 2	PROJETO DE INOVAÇÃO	5,00% a.a.	14/10/2009	15/02/18	R\$	21.663	30.486	40.065
FINEP 3	PROJETO DE INOVAÇÃO	5,00% a.a.	06/02/2012	15/02/19	R\$	21.248	25.146	10.890
BNDES 5 FINEM 2009	INVEST. DE TRANSMISSÃO/DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA/MODERNIZAÇÃO OPERACIONAL	4,50% a.a./TJLP+2,12% a.a./TJLP+3,12% a.a.	16/03/2009	15/06/15	R\$	-	8.060	24.166
BNDES 5 FINEM 2010	INVEST. DE TRANSMISSÃO/DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA/MODERNIZAÇÃO OPERACIONAL	5,50 % a.a./TJLP+1,82% a.a./TJLP+2,82% a.a.	16/03/2009	15/06/16	R\$	18.803	43.838	73.050
BNDES 5 FINEM 2011/2012	INVEST. DE TRANSMISSÃO/DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA/MODERNIZAÇÃO OPERACIONAL	5,50 % a.a./TJLP+1,82% a.a./TJLP+2,82% a.a.	16/03/2009	15/06/18	R\$	333.122	461.112	600.303
BNDES 6 FINEM 2013/2014	INVEST. DE TRANSMISSÃO/DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA/MODERNIZAÇÃO OPERACIONAL	3 % a.a./TJLP+1,70% a.a./TJLP+2,70% a.a.	29/05/2013	17/04/23	R\$	507.936	530.687	-
BNDES 6 FINEM 2015/2016	INVEST. DE TRANSMISSÃO/DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA/MODERNIZAÇÃO OPERACIONAL	6% a.a./TJLP+2,09% a.a./Selic+2,09% a.a./TJLP+1,59% a.a.	30/12/2014	15/06/2023 e 15/12/2024	R\$	263.875	-	-
3ª EMISSÃO DEBÊNTURES	PROGRAMA DE INVESTIMENTO E ALCANCEAMENTO DE DÍVIDA	VC+10,80% a.a.	27/01/2004	27/01/14	R\$	-	-	24.012
6ª EMISSÃO DEBÊNTURES	RESGATE ANTECIPADO DE PARTE DA 5ª EMISSÃO DE DEBÊNTURES 1ª SÉRIE	CDI + 0,60% a.a.	01/12/2007	01/12/14	R\$	-	-	79.206
BANCO DO BRASIL 1	CAPITAL DE GIRO	111,6% do CDI	23/03/2010	20/12/18	R\$	303.338	298.744	298.034
BANCO DO BRASIL 2	LIQUIDAÇÃO DA 5ª EMISSÃO DE DEBÊNTURES - 2ª SÉRIE	108% do CDI	06/05/2010	18/11/21	R\$	102.758	101.396	10.000
BONDS BRL 2016	REESTRUTURAÇÃO DA DÍVIDA	11,75% a.a.	27/04/2011	27/04/16	R\$	385.328	407.079	406.213
TOTAL						3.538.612	3.511.333	2.930.596

ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras

A COELBA mantém nos últimos três anos 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 e etc.

iii. grau de subordinação entre as dívidas

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

Valores em R\$ Mil

Credor	Denominação	Saldo devedor em 31/12/2014	Saldo devedor em 31/12/2013	Saldo devedor em 31/12/2012	Classificação
SUMITOMO, MIZUHO, TOKYO E BNP PARIBAS	TÍTULOS EXTERNOS	347.123	281.146	263.257	Garantia Quirografária
BANK OF AMERICA	BANK OF AMERICA 2012	423.773	407.491	408.004	Garantia Quirografária
TOKYO-MITSUBISHI	BANCO DE TOKYO 2012	106.106	103.050	103.177	Garantia Quirografária
CITIBANK	CITIBANK 2013	231.125	222.053	-	Garantia Quirografária
JP MORGAN	JP MORGAN 2013	59.418	56.888	-	Garantia Quirografária
BANK OF AMERICA	BANK OF AMERICA 2013	24.132	22.937	-	Garantia Quirografária
ITAU	ITAU 1	103.758	-	-	Garantia Quirografária
ITAU	ITAU 1	103.710	-	-	Garantia Quirografária
BNB	BNB 2A DR / SA	25.220	41.971	58.671	Garantia Real
BNB	BNB 2B DR	2.790	4.458	6.121	Garantia Real
BNB	BNB 3 - LPT VI	177.631	224.663	271.553	Garantia Real
FINEP	FINEP 2	30.486	40.065	49.625	Garantia Quirografária
FINEP	FINEP 3	25.146	10.890	-	Garantia Quirografária
BNDES	BNDES 5 FINEM 2009	8.060	24.166	40.258	Garantia Quirografária
BNDES	BNDES 5 FINEM 2010	43.838	73.050	102.264	Garantia Quirografária
BNDES	BNDES 5 FINEM 2011 / 2012	461.112	600.303	599.214	Garantia Quirografária
BNDES	BNDES 6 FINEM 2013/2014	530.687	280.281	-	Garantia Quirografária
ELETROBRÁS	ECF - LNC 2	1.697	5.771	10.224	Garantia Real
ELETROBRÁS	ECFS - LPT 1	1.813	2.958	4.216	Garantia Real
ELETROBRÁS	ECFS - LPT 2	4.787	6.477	8.341	Garantia Real
ELETROBRÁS	ECFS - LPT 3	5.596	7.122	8.810	Garantia Real
ELETROBRÁS	ECFS - LPT 4	29.068	35.297	42.213	Garantia Real
ELETROBRÁS	ECFS - LPT 5	29.118	34.170	39.800	Garantia Real
ELETROBRÁS	ECFS - LPT 6	16.831	19.168	23.884	Garantia Real
ELETROBRÁS	ECFS - LPT 7	49.218	54.097	42.168	Garantia Real
VOTORANTIM	3ª EMISSÃO DEBÊNTURES	-	24.012	43.315	Garantia Real
DEBENTURISTAS	4ª EMISSÃO DEBÊNTURES	-	79.206	157.908	Garantia Quirografária
DEBENTURISTAS	7ª EMISSÃO DEBÊNTURES	-	-	83.310	Garantia Quirografária
BANCO DO BRASIL	BANCO DO BRASIL 1	298.744	298.034	303.321	Garantia Quirografária
BANCO DO BRASIL	BANCO DO BRASIL 2	101.396	100.000	128.934	Garantia Quirografária
BOND'S HOLDERS	BONDS BRL 2016	407.079	406.213	405.348	Garantia Quirografária
(c) Depósitos em Garantia		(41.934)	(38.140)	(36.743)	
OUTROS PASSIVOS		1.939.900	1.707.111	1.266.781	

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

A COELBA possui alguns contratos de empréstimo e financiamento que possuem restrições impostas pelos credores, abaixo descritas, nos 3 últimos anos:

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

Empresa	Dívida	Covenant	Pagamento de dividendos	Restrição à alienação de ativo	Restrição a contratação de novas dívidas e emissões de valores mobiliários	Alienação de controle societário	Vigência
COELBA	BNDES e Aditivos	Não há	Não há	Sem prévia autorização do BNDES, não alienar nem onerar bens de seu ativo permanente, salvo quando se tratar de bens inservíveis ou obsoletos ou de bens que sejam substituídos por novos de idêntica finalidade.	Não assumir novas dívidas e não emitir debêntures sem prévia autorização do BNDES, exceto os empréstimos para atender aos negócios de gestão ordinária da Companhia.	O controle efetivo, direto ou indireto, da Beneficiária sofrer modificação após a contratação da operação, sem prévia e expressa autorização do BNDES.	De 16/03/2009 a 15/12/2024
COELBA	FINEP	Não Há	Não há	Não há	Não obter financiamento ou praticar atos que, direta ou indiretamente, resultem em diminuição de sua capacidade de pagamento sem prévia e expressa autorização da FINEP, executados os atos ordinários de gestão.	Informar à FINEP todas as alterações realizadas no capital social e/ou estrutura societária, que possam influenciar no processo decisório da empresa, bem como aquelas que possam influenciar na capacidade de pagamento da Financiada, no prazo de 10 dias após o registro na Junta Comercial ou no Registro Civil de Pessoas Jurídicas competente.	De 14/10/2009 a 15/02/2019
COELBA	ELETROBRÁS	Não há	Não declarar ou pagar qualquer dividendo, autorizar ou efetuar qualquer outra distribuição, por conta de qualquer espécie de ações sejam novas ou de aumento de capital, exceto na hipótese de reavaliação do ativo, ou efetuar qualquer operação com referência a ditas ações, no caso de estar em atraso no cumprimento das obrigações previstas no contrato de financiamento.	Não há	Não assumir, sem expressa autorização da Eletrobrás, novos compromissos financeiros que, isolada ou conjuntamente, superem o equivalente a 5% de seu Ativo Fixo e/ou que elevem seu endividamento a nível superior a 66% do seu Ativo Fixo.	Não há	De 30/06/2004 a 31/01/2024
COELBA	BB	Não há	Não há	Não há	Não há	O Banco do Brasil S.A. poderá considerar vencida a operação de crédito e exigir sua imediata liquidação se, na sua vigência, for transferido o controle do capital para empresa não pertencente ao Grupo Neoenergia, sem sua expressa concordância, considerando, outrossim, para os efeitos penais, todos os atos praticados que importarem violação das obrigações no referido financiamento.	De 23/03/2010 a 18/01/2021
COELBA	BNB	Não há	Pagar a seus acionistas dividendos e/ou juros sobre o capital próprio, exclusive os níveis mínimos definidos em lei, somente se as obrigações financeiras da Emitente/Creditada com o Banco relativas ao contrato estiverem em situação regular.	Gravar, alienar, arrendar, ceder, transferir de qualquer forma em favor de terceiros, ou remover os bens lastreadores dos créditos, sob qualquer pretexto e para onde quer que seja, salvo por expressa autorização do BNB.	Contratar com outra instituição financeira financiamentos para cobertura de itens previstos no orçamento constante neste instrumento de crédito, para financiamento pelo BNB.	Comunicar previamente ao Banco propostas de matérias concernentes à cisão, fusão, incorporação envolvendo a Emitente/Creditada, exceto se decorrente de obrigação legal ou regulamentar imposta pela ANEEL.	De 27/08/2008 a 09/09/2018
COELBA	Títulos Externos	Dívida Líquida/Ebitda ≤ 4	Restrição: Não pagar dividendos além do mínimo exigido por qualquer exigência da lei, em caso de inadimplência.	Não há	Restrição: Fazer qualquer empréstimo restrito, sem prévia aprovação da ANEEL e, em relação a quaisquer empréstimos restritos que, juntamente com todos os outros empréstimos restritos feitos após esta data, o valor acima de R\$ 30 milhões de reais no total sejam exigidos pelos credores.	Restrição: ocorrer qualquer mudança material no controle direto sobre a Companhia.	De 30/12/2013 a 28/12/2018
		Ebitda/ Resultado Financeiro ≥ 2					
COELBA	Bank of América 2012	Dívida Líquida/Ebitda < 4	Não há	Não há	Não há	Restrição: Neoenergia deixar de deter direta ou indiretamente a maioria do capital votante da Companhia ou não ter a capacidade de exercer o controle direto ou indireto sobre a Companhia.	De 13/11/2012 a 14/06/2018
		Ebitda/ Resultado Financeiro > 2					

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

Empresa	Dívida	Covenant	Pagamento de dividendos	Restrição à alienação de ativo	Restrição a contratação de novas dívidas e emissões de valores mobiliários	Alienação de controle societário	Vigência
COELBA	Banco de Tokyo 2012	Dívida Líquida/Ebitda ≤ 4	Não há	Não há	Não há	Restrição: Neoenergia deixar de deter direta ou indiretamente a maioria do capital votante da Companhia ou não ter a capacidade de exercer o controle direto ou indireto sobre a Companhia.	De 10/12/2012 a 14/06/2018
		Ebitda/ Resultado Financeiro ≥ 2					
COELBA	Emissão Bonds	Não há	Não há	Não há	Restrição: incorrer em uma nova dívida que não esteja enquadrada nas dívidas permitidas. Dívidas Permitidas: Rolagem de Dívida: Financiamentos (BNDES, FINEP, BNB) no volume de até US\$ 50 MM e 2,75% do ativo líquido tangível.	Restrição: Na ocorrência de uma mudança de controle que resulte em um declínio de <i>rating</i> , cada titular tem o direito de exigir que a Companhia recompre todo ou parte dos Valores Mobiliários.	De 27/04/2011 a 27/04/2016
COELBA	Citibank 2013	Dívida Líquida/Ebitda ≤ 4	Não há	Não há	Não há	Restrição: ocorrer qualquer mudança material no controle direto sobre a Companhia.	De 03/12/2013 a 03/12/2018
		Ebitda/ Resultado Financeiro ≥ 2					
COELBA	JP Morgan 2013	Dívida Líquida/Ebitda ≤ 4	Não há	Não há	Não há	Restrição: Neoenergia deixar de deter direta ou indiretamente a maioria do capital votante da Companhia ou não ter a capacidade de exercer o controle direto ou indireto sobre a Companhia.	De 03/12/2013 a 17/12/2018
		Ebitda/ Resultado Financeiro ≥ 2					
COELBA	Bank of América 2013	Dívida Líquida/Ebitda < 4	Não há	Não há	Não há	Restrição: Neoenergia deixar de deter direta ou indiretamente a maioria do capital votante da Companhia ou não ter a capacidade de exercer o controle direto ou indireto sobre a Companhia.	De 05/12/2013 a 20/12/2018
		Ebitda/ Resultado Financeiro > 2					
COELBA	Itaú 1 e 2	Não há	Não há	Não há	Não há	Se ocorrer qualquer mudança, transferência ou a cessão, direta ou indireta, do controle societário/acionário conforme art. 116 da Lei 6.404/77, ou a incorporação, fusão ou cisão da COELBA, sem a prévia e expressa anuência do Credor, ressalvadas as hipóteses em que a referida alteração ocorra dentro do grupo econômico da COELBA.	De 16/12/2014 a 18/12/2017
COELBA	BNP Paribas	Dívida Líquida/Ebitda < 4	Não há	Não há	Não há	Restrição: Neoenergia deixar de deter direta ou indiretamente a maioria do capital votante da Companhia ou não ter a capacidade de exercer o controle direto ou indireto sobre a Companhia.	De 16/01/2015 a 22/01/2018
		Ebitda/ Resultado Financeiro > 2					
COELBA	Citibank 4131 (2015)	Dívida Líquida/Ebitda < 4 Ebitda/ Resultado Financeiro > 2	Não há	Não há	Não há		De 31/03/2015 a 15/03/2018
COELBA	Mizuho 4131 (2015)	Dívida Líquida/Ebitda < 4 Ebitda/ Resultado Financeiro > 2	Não há	Não há	Não há		De 28/07/2015 a 30/07/2018

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

Em situação de inadimplemento a COELBA não poderá distribuir dividendos acima do limite mínimo obrigatório.

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

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**g. limites de utilização dos financiamentos já contratados**

A COELBA possui contratos de financiamento com saldos ainda não totalmente utilizados até 31/12/2015, conforme tabelas abaixo:

Credor	Empresa	Valor Contratado (R\$ mil)	Valor Utilizado (R\$ mil)	Saldo utilizado (%)
BNDES 2013	Coelba	674.369	556.666	82,5%
BNDES 2015	Coelba	859.731	358.761	41,7%
CEF - PLPT/8ªT	Coelba	75.800	53.060	70,0%
FINEP 2012	Coelba	36.731	31.465	85,7%

h. alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

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

Balanco Patrimonial (Valores em R\$ mil)

ATIVO	31/12/2015	AH%	AV%	31/12/2014	AH%	AV%	31/12/2013	AV%
CIRCULANTE								
Caixa e equivalentes de caixa	959.661	365%	10%	206.588	-64%	2%	573.253	8%
Contas a receber de clientes e outros	1.284.801	22%	13%	1.056.561	29%	13%	817.883	11%
Títulos e valores mobiliários	1.372	-71%	0%	4.755	-78%	0%	22.094	0%
Impostos e contribuições a recuperar	124.364	-24%	1%	164.700	-4%	2%	171.603	2%
Estoques	10.328	-21%	0%	13.061	5%	0%	12.462	0%
Despesas pagas antecipadamente	27.253	120%	0%	12.370	-8%	0%	13.494	0%
Entidade de previdência privada	8.019	#DIV/0!	0%		-100%		6.002	0%
Serviços em curso	31.629	10%	0%	28.871	-12%	0%	32.878	0%
Ativos financeiros setoriais	65.459	100%	1%	350.987		4%		
Outros ativos circulantes	39.830	-17%	0%	47.851	-1%	1%	48.328	1%
TOTAL DO CIRCULANTE	2.552.716	35%	26%	1.885.744	11%	23%	1.697.997	22%
NÃO CIRCULANTE								
Contas a receber de clientes e outros	33.311	-44%	0%	59.411	-31%	1%	85.999	1%
Títulos e valores mobiliários	3.630	3%	0%	3.528	1556%	0%	213,00	0%
Impostos e contribuições a recuperar	54.748	-2%	1%	56.018	-20%	1%	69.742	1%
Impostos e contribuições diferidos	247.441	-20%	3%	307.440	6%	4%	288.852	4%
Coligadas e controladora					-100%		310	0%
Depósitos judiciais	347.587	22%	4%	285.045	40%	3%	203.955	3%
Entidade de previdência privada	17.015	164%	0%	6.440	-57%	0%	14.983	0%
Ativos financeiros setoriais	112.605	100%	1%	129.377		2%		
Outros ativos não circulantes	2.121	-9%	0%	2.325	-8%	0%	2.524	0%
Outros investimentos	5.492	-31%	0%	7.914	-5%	0%	8.323	0%
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	2.514.452	25%	26%	2.008.433	26%	24%	1.593.886	21%
Intangível	3.761.922	5%	39%	3.583.117	-2%	43%	3.666.472	48%
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	7.100.324	10%	74%	6.449.048	9%	77%	5.935.259	78%
ATIVO TOTAL	9.653.040	16%	100%	8.334.792	9%	100%	7.633.256	100%

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

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	31/12/2015	AH%	AV%	31/12/2014	AH%	AV%	31/12/2013	AV%
CIRCULANTE								
Fornecedores	1.060.081	50%	11%	706.540	52%	8%	464.292	6%
Empréstimos e financiamentos	901.644	179%	9%	323.226	-7%	4%	346.583	5%
Debêntures		#DIV/0!		-	-100%		103.218	1%
Salários e encargos a pagar	74.747	27%	1%	58.922	18%	1%	50.056	1%
Taxas regulamentares	101.393	572%	1%	15.085	-52%	0%	31.599	0%
Impostos e contribuições a recolher	157.209	27%	2%	124.000	-9%	1%	136.303	2%
Dividendos e juros sobre capital próprio	8.543	-96%	0%	221.168	93%	3%	114.778	2%
Provisões	69.004	170%	1%	25.545	-25%	0%	33.978	0%
Obrigações de Benefícios Pós-Emprego	22.419	100%	0%	16.305		0%		
Outros passivos circulantes	257.535	31%	3%	197.123	-49%	2%	385.448	5%
TOTAL DO CIRCULANTE	2.652.575	57,2%	27%	1.687.914	1,3%	20%	1.666.255	22%
NÃO CIRCULANTE								
Fornecedores	36.398	-16%	0%	43.100	-16%	1%	51.177	1%
Empréstimos e financiamentos	3.314.151	1%	34%	3.284.301	10%	39%	2.977.995	39%
Taxas regulamentares	25.239	57%	0%	16.053	487%	0%	2.736	0%
Impostos e contribuições a recolher	4.842	12%	0%	4.316	-73%	0%	15.860	0%
Provisões	191.125	-1%		192.680	16%	2%	166.689	2%
Obrigações com benefícios pós-emprego	333.375	12%	2%	298.617	23%	4%	242.246	3%
Recursos destinados a aumento de capital	2.402		3%	2.402		0%	2.402	0%
Outros passivos não circulantes	23.543	30%	0%	18.044	16%	0%	15.607	0%
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	3.931.075	1,9%	40%	3.859.513	11,1%	46%	3.474.712	0,45521
PATRIMÔNIO LÍQUIDO								
Capital social	542.163		6%	542.163		7%	542.163	7%
Reservas de capital	698.050		7%	698.050		8%	698.050	9%
Reservas de lucros	1.869.461	19%	19%	1.569.851	28%	19%	1.230.353	16%
Outros resultados abrangentes	(40.284)	77%	0%	(22.699)	-204%	0%	21.723	0%
Proposta de distribuição de dividendos adicionais								
TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO	3.069.390	10%	32%	2.787.365	12%	33%	2.492.289	33%
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO TOTAL	9.653.040	16%	100%	8.334.792	9%	100%	7.633.256	100%

Análise dos principais ativos e passivos:**Ativo Circulante e Não Circulante****Caixa e equivalentes de caixa**

O saldo das contas de disponibilidades e aplicações financeiras em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013 era de R\$ 959,7 milhões, R\$ 206,6 milhões e R\$ 573,3 milhões, respectivamente. As variações de 365% em 2015 e -64% em 2014 são explicadas principalmente em 2015 por novas captações de recursos e ingresso de recursos da conta CDE e subsidio Baixa Renda. Em 2014 observou-se uma redução da ordem de 64% no saldo de caixa e equivalentes de caixa em relação a 2013. Esse movimento decorre principalmente da redução da geração de caixa no ano em 44%, parcialmente compensada pelos repasses de CDE que minimizaram os impactos dos custos de energia e menores dividendos e juros sobre capital próprio pagos.

Contas a receber de clientes e outros

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

As contas a receber de clientes e outros estão apresentados líquidas da provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD reconhecida em valor considerado suficiente pela administração

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

para cobrir as prováveis perdas na realização das contas a receber de consumidores e títulos a receber cuja recuperação é considerada improvável.

O saldo de contas a receber de clientes e outros em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013 era de R\$ 1.318,1 milhões, R\$ 1.116,0 milhões e R\$ 903,9 milhões, respectivamente. O aumento de 18% em 2015 e 23% em 2014 é explicado, principalmente, por: (i) reajuste tarifário médio positivo de 21,58% em abril de 2015 e (ii) subvenção / subsídios governamentais a ser repassado pela Eletrobrás (o saldo a receber em 31 de dezembro de 2015 é de R\$ 133,1 milhões).

Títulos e Valores Mobiliários

Os saldos da conta de títulos e valores mobiliários em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013 eram de R\$ 5,0 milhões, R\$ 8,2 milhões e R\$ 22,3 milhões, respectivamente. As variações de -40% em 2015 e -63% em 2014 são explicadas pelos resgates do saldo dos recursos e em 2014 principalmente pelo resgates de recursos do programa Luz para Todos 7ª tranche no montante de R\$ 11,6 milhões.

Ativos Financeiros Setoriais

Em 10 de dezembro de 2014, 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. O saldo da conta de ativos financeiros setoriais montou em R\$ 178,1 (R\$ 480,4 milhões em 31 de dezembro de 2014)

Concessão do serviço público (ativo financeiro)

Refere-se à parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente, decorrente da aplicação das Interpretações Técnicas ICPC 01 (R1) – Contrato de concessão e ICPC 17 – Contrato de Concessão: Evidenciação e da Orientação Técnica OCPC 05 – Contrato de concessão.

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

A Lei nº12.783/13, dentre outras deliberações, determinou que a indenização a ser paga pelo poder concedente pela reversão dos bens atrelados ao serviço público de distribuição de energia será baseada no VNR não amortizado até o término da concessão, adotando-se o banco de preços homologados pela ANEEL.

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

O saldo da conta de ativo financeiro em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013 era de R\$ 2.514,5 milhões, R\$ 2.008,4 milhões e R\$ 1.593,9 milhões, respectivamente. O incremento de 25% em 2015 e 26% em 2014 é justificado pelo aumento dos investimentos realizados em infra-estrutura da concessão e atualização monetária pelo IPCA (antes atualizada pelo IGPM) da base incremental para o ano de 2015 em R\$ 61.

Ativo Intangível

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

É avaliado ao custo de aquisição/construção, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável.

O saldo da conta de ativo intangível em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013 era de R\$ 3.761,9 milhões, R\$ 3.583,1 milhões e R\$ 3.666,5, respectivamente. O aumento de 5% em 2015 é decorrente principalmente do ingresso de novos projetos.

Passivo Circulante e Não Circulante

Fornecedores

O saldo da conta de fornecedores em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013 era de R\$ 1.096,5 milhões, R\$ 749,6 milhões e R\$ 515,5 milhões, respectivamente. O incremento de 46% em 2015 e 45,4% em 2014 é justificado, principalmente, pelo aumento significativo nos preços de compra de energia elétrica para revenda onerando as faturas de fornecedores de energia.

Empréstimos, financiamentos e debêntures

A dívida bruta da Companhia, incluindo empréstimos, financiamentos, debêntures, encargos e derivativos, totalizou R\$ 4.216,0 milhões, 17% maior em 2014 (R\$ 3.607,5 milhões) e 9% maior em 2013 (R\$ 3.427,8 milhões).

O incremento da dívida deve-se principalmente, as seguintes captações que ocorreram neste período:

- (i) Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES – Em 2015, a Companhia recebeu R\$ 31.717 para financiamento de investimentos realizados em 2013 e 2014 e R\$ 358.761 para financiamento de investimentos a serem realizados em 2015 e 2016, provenientes do Contrato de Abertura de Limite de Crédito Rotativo nº 13.2.02.94.1, assinado em maio de 2013 e aditado em junho de 2013, julho e dezembro de 2014.
- (ii) Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP – A Companhia recebeu R\$ 2.300 em fevereiro de 2015 para financiar o Projeto de Inovação, provenientes do Contrato de Financiamento assinado em fevereiro de 2012.

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

- (iii) Caixa Econômica Federal – CEF – A Companhia recebeu R\$ 53.053 em janeiro de 2015, referente à primeira e segunda parcela do Contrato de Financiamento do Programa Luz para Todos 8ª tranche, assinado em outubro de 2014.
- (iv) Em janeiro de 2015, a Companhia realizou captação de recursos em moeda estrangeira com base na Lei 4131, no montante de EUR 75.000, equivalentes a R\$ 226.953, junto ao BNP Paribas S.A., com vencimento em 22 de janeiro de 2018, amortização bullet, com custo de 1,635% a.a., a ser pago semestralmente. Em conexão com esta operação foi contratado swap de proteção cambial, com custo de 105,2% do CDI.
- (v) Em março de 2015, a Companhia realizou captação de recursos em moeda estrangeira com base na Lei 4131, no montante de USD 30.000, equivalentes a R\$ 97.140, junto ao Banco Citibank, N.A., com vencimento em 15 de março de 2018, amortização bullet, com custo de Libor 6M + 1,80% a.a., a ser pago semestralmente. Em conexão com esta operação foi contratado swap de proteção cambial, com custo de 106,9% do CDI.
- (vi) Em julho de 2015, a Companhia realizou captação de recursos em moeda estrangeira com base na Lei 4131, no montante de USD 37.700, equivalentes a R\$ 125.701, junto ao Banco Mizuho Bank Ltd., com vencimento em 30 de julho de 2018, amortização bullet, com custo de Libor 6M + 1,40% a.a., a ser pago semestralmente. Em conexão com esta operação foi contratado swap de proteção cambial, com custo de 101,4% do CDI

Demonstração do Resultado (Valores em R\$ mi)

DRE	31/12/2015	AH%	AV%	31/12/2014 (Reclassificado)	AH%	AV%	31/12/2013	AV%
RECEITA BRUTA	10.075.550	32,1%	148%	7.624.646	14%	135%	6.677.437	136%
(-) Deduções da receita bruta	(3.256.709)	63,9%	-48%	(1.987.360)	12%	-35%	(1.773.633)	-36%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	6.818.841	21,0%	100%	5.637.286	15%	100%	4.903.804	100%
Custo do serviço	(5.357.793)	29,0%	-79%	(4.154.373)	17%	-74%	(3.545.968)	-72%
LUCRO BRUTO	1.461.048	-1,5%	21%	1.482.913	9%	26%	1.357.836	28%
Despesas com vendas	(372.278)	0,1%	-5%	(372.000)	4%	-7%	(356.390)	-7%
Despesas gerais e administrativas	(240.365)	-2,8%	-4%	(247.169)	-12%	-4%	(281.479)	-6%
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E IMPOSTOS	848.405	-1,8%	12%	863.744	20%	15%	719.967	15%
Resultado financeiro	(335.051)	-4,7%	-5%	(351.473)	165%	-6%	(132.428)	-3%
Receita financeira	2.725.949	286,1%	40%	705.983	9%	13%	648.734	13%
Despesa financeira	(3.061.000)	189,5%	-45%	(1.057.456)	35%	-19%	(781.162)	-16%
LUCRO ANTES DOS IMPOSTOS	513.354	0,2%	8%	512.271	-13%	9%	587.539	12%
Imposto de renda e contribuição social	(127.059)	139,7%	-2%	(53.004)	-43%	-1%	(92.410)	-2%
Corrente	(96.952)	-13,7%	-2%	(112.331)	4%	-2%	(107.593)	-2%
Diferido	(52.419)	-523,1%	-1%	12.389	-118%	0%	(69.153)	-1%
Incentivo SUDENE	38.951	-38,8%	1%	63.621	-37%	1%	101.284	2%
Amortização do ágio e reversão PMIPL	(16.639)	-0,3%	0%	(16.683)	-2%	0%	(16.948)	0%
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	386.295	-15,9%	5,7%	459.267	-7,2%	8,1%	495.129	10,1%
LUCRO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO:								
Ordinária	1,99			2,37			2,55	
Preferencial A	1,99			2,37			2,55	
Preferencial B	2,19			2,60			2,81	

Receita Operacional Bruta

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

A receita operacional bruta da Companhia nos exercícios de 2015, 2014 e 2013 foi de R\$ 10.075,6 milhões, R\$ 7.624,6 milhões e R\$ 6.677,4 milhões, respectivamente, composta conforme detalhamento a seguir:

	Valores em R\$ mil							
	31/12/2015	AH%	AV%	31/12/2014 (Reclassificado)	AH%	AV%	31/12/2013	AV%
Fornecimento de Energia	4.732.387	62%	47%	2.917.964	35%	38%	2.169.314	32%
Receita de operação e manutenção	4.226.982	69%	42%	2.501.250	33%	33%	1.882.022	28%
Remuneração financeira wacc	505.405	21%	5%	416.714	45%	5%	287.292	4%
Disponibilidade da rede elétrica	4.011.660	15%	617%	3.502.553	-2%	46%	3.590.341	54%
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	404.205		4%		-100%	0%	2	0%
Receita pela disponibilidade da rede elétrica	4.011.660	15%	40%	3.502.553	-2%	46%	3.590.341	54%
Receita de operação e manutenção	4.002.210	15%	40%	3.493.699	-2%	46%	3.583.136	54%
Remuneração financeira wacc	9.450	7%	0%	8.854	23%	0%	7.205	0%
Ativos e passivos financeiros setoriais	(114.488)	100%	-1%	479.672	0%	6%	-	0%
Receita de Construção da Infraestrutura da Concessão	649.990	18%	6%	552.095	-34%	7%	832.873	12%
Outras Receitas	391.796	127%	4%	172.362	103%	2%	84.907	1%
Total	10.075.550	32,1%	100%	7.624.646	14,2%	100%	6.677.437	100%

A Receita Operacional Bruta da COELBA alcançou em 2015 R\$ 10.075,6 milhões, um aumento de 32%, equivalente a R\$ 2.451 milhões em relação ao ano de 2014 (R\$ 7.624,6 milhões). Esse aumento é o efeito líquido, principalmente, dos seguintes fatores, destacados abaixo:

✓ **Fornecimento de Energia Elétrica no Mercado Cativo Aumentou seu volume em 4,58%**

Este incremento está associado, principalmente ao aumento da tarifa de energia com Reajuste Tarifário Anual, através da Resolução Aneel 1.878 de 14/04/2015 apresentando efeito médio nas tarifas percebido pelos consumidores de 11,43%, onde 13,34%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 10,45%, em média, para os conectados na Baixa Tensão. As tarifas entraram em vigor a partir do dia 22 de abril de 2015 com vigência até 21 de abril de 2016;

Destaca-se, ainda, o recebimento de subvenção da CDE em função da extinção da compensação de subsídios existentes nas tarifas de determinadas classes de consumidores, ocasionada pela Lei 12.783/13. No ano de 2015, as compensações contabilizadas nesta rubrica alcançaram o montante de R\$ milhões.

✓ **Contabilização dos ativos e passivos setoriais**

Em 10 de dezembro de 2014, a Companhia assinou o V Aditivo ao contrato de concessão de energia elétrica, com a inclusão de cláusula específica que permite o reconhecimento dos ativos e passivos regulatórios como instrumentos financeiros e alterando a avaliação quanto à probabilidade de entrada e saída de recursos que incorporem benefícios econômicos, qualificando-os para reconhecimento nas demonstrações financeiras;

Excluindo-se o efeito da Receita de Construção – ICPC01*, a receita operacional bruta da Companhia, em 2015, alcançou o montante de R\$ 9.425,6 milhões, o que

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

representa um aumento de 33% em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 7.072,6 milhões (R\$ 2.353 milhões).

*A ICPC 01 estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 – Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 – Receitas (serviços de operação – fornecimento de energia elétrica), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão. A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infra-estrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é igual a zero (contabilizando-se o mesmo valor na receita e na despesa), considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infra-estrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infra-estrutura com partes não relacionadas. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais.

✓ Outras receitas

(i) Reclassificação de valor justo, atualização monetária com base no IGPM, aplicada na base blindada de Janeiro / Novembro/2015 (R\$ 131 milhões) e alteração do valor de base de cálculo considerando, a partir de dezembro, toda a base (blindada e incremental) (R\$ 89,1 milhões) e complemento pelo recálculo considerando o IPCA (R\$ 24,2 milhões).

(ii) Reclassificação de acréscimos moratórios para multa inadimplência no montante de R\$ 62.240,5 milhões.

Deduções da Receita Bruta

Apresentaram um aumento de 63,9% em relação ao ano anterior, alcançando R\$ 3.256,7 milhões em 2015 contra R\$ 1.987,4 milhões no ano de 2014, (R\$ 213 milhões), (R\$ 1.773,6 milhões em 2013 aumento de 12%). Esse aumento é o efeito das seguintes variações:

- ✓ Aumento de ICMS no montante de R\$ 469,3, equivalente a 37%, em decorrência, principalmente do aumento da receita bruta de vendas, base do imposto;
- ✓ Aumento dos encargos setoriais equivalente a R\$ 622,7 milhões, em função principalmente do:

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

(i) encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia; (ii) devolução de parcela dos recursos recebidos pelas distribuidoras no período de janeiro de 2013 a fevereiro de 2014; e do repasse de recursos de bandeira Tarifária à conta CCRBT.

Custo e Despesas do Serviço de Energia Elétrica

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

	31/12/2015	AH%	AV%	31/12/2014 (Reclassificado)	AH%	AV%	31/12/2013	AV%
Pessoal e Administradores	(325.034)	0%	7%	(324.957)	17%	7%	(276.658)	7%
Material	(24.082)	5%	1%	(22.980)	-19%	0%	(28.471)	1%
Serviços de terceiros	(585.716)	18%	12%	(497.945)	4%	10%	(477.123)	11%
Taxa de fiscalização serviço energia – TFSEE	(7.625)	9%	0%	(6.991)	-27%	0%	(9.577)	0%
Energia elétrica comprada para revenda	(3.394.737)	21%	71%	(2.796.741)	45%	59%	(1.928.318)	46%
Encargos de uso do sistema transmissão	(455.071)	342%	10%	(103.055)	-52%	2%	(213.825)	5%
Amortização	(328.855)	3%	7%	(318.820)	14%	7%	(278.498)	7%
Arrendamentos e alugueis	(6.287)	6%	0%	(5.928)	10%	0%	(5.374)	0%
Tributos	(5.779)	-37%	0%	(9.149)	129%	0%	(3.995)	0%
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(72.881)	63%	2%	(44.668)	-15%	1%	(52.379)	1%
Custo de construção da infraestrutura da Concessão	(649.990)	18%	14%	(552.095)	-34%	12%	(832.873)	20%
Outros	(114.379)	27%	2%	(90.213)	18%	2%	(76.746)	2%
Total custos / despesas	(5.970.436)	25,1%	100%	(4.773.542)	14,1%	100%	(4.183.837)	100%

Pessoal e Administradores

As despesas com pessoal e administradores estão demonstradas abaixo:

	31/12/2015	AH%	AV%	31/12/2014	AH%	AV%	31/12/2013	AV%
Valores em R\$ mil								
Remunerações	(159.225)	4%	49%	(152.844)	12%	47%	(136.822)	49%
Encargos sociais	(72.377)	5%	22%	(68.896)	2%	21%	(67.357)	24%
Entidade de Previdência Privada	6.094	-154%	-2%	(11.225)	13%	3%	(9.972)	4%
Auxílio alimentação	(18.442)	7%	6%	(17.253)	10%	5%	(15.737)	6%
Convênio assistencial e outros benefícios	(8.950)	-11%	3%	(10.031)	61%	3%	(6.247)	2%
Rescisões	(24.296)	92%	7%	(12.630)	-12%	4%	(14.286)	5%
Férias e 13º salário	(46.699)	14%	14%	(40.836)	27%	13%	(32.166)	12%
Plano de saúde	(24.323)	14%	7%	(21.271)	81%	7%	(11.744)	4%
Contencioso trabalhista	(12.610)	26%	4%	(10.012)	-42%	3%	(17.326)	6%
Participação nos resultados	(22.188)	-37%	7%	(35.482)	68%	11%	(21.105)	8%
Encerramento de ordem em curso	(1.580)	-21%	0%	(2.012)	-30%	1%	(2.875)	1%
(-) Transferências para ordens	59.562	4%	-18%	57.535	-2%	-18%	58.979	-21%
Total	(325.034)	0,0%	100%	(324.957)	17,5%	100%	(276.658)	100%

As variações identificadas na rubrica de despesas com pessoal estão impactadas pelos seguintes fatores: (i) Provisão do reajuste Acordo Coletivo 2015 de 9,9%; (ii) Entidade de previdência privada beneficiado pela reversão de R\$ 21 do Superávit do Plano BD-Faelba.; (iii) realização de acordos e condenações judiciais, decorrente de maior volume de processos judiciais finalizados; (iv) pagamento da Participação nos Resultados (PLR) e Remuneração Variável (RV)/Encargos em Abril/2015, referente ao acordo coletivo de 2014 e (v) variação no número de empregados: 2015 – 2.624, 2013 – 2.517 empregados e 2013 – 2.489 empregados.

Serviços de Terceiros

As despesas com serviços de terceiros nos anos de 2015, 2014 e 2013 foram de R\$ 497,9 milhões, R\$ 477,1 milhões e R\$ 474,4 milhões, respectivamente. O aumento de 4% quando comparado com 2013 é resultado principalmente de: (i) do aumento dos gastos com

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

manutenção de linha viva e processamento de dados; e (ii) aumento no quantitativo de leitura de medidores e entrega de contas,

Energia elétrica comprada para revenda

As despesas com energia elétrica comprada para revenda nos anos de 2015, 2014 e 2013 foram, respectivamente, de R\$ 3.394,7 milhões, R\$ 2.796,7 milhões e R\$ 1.928,3 milhões. A variação na comparação entre os períodos de 21% e 45%, respectivamente em 2015 e 2014, quando comparado com o ano anterior, é explicado principalmente por: Incremento 10,21%, 2018GWh no volume de energia comprada (19.757GWh/2014 e 21.775GWh/2015); reajuste de preço dos contratos LP (índice médio de 8,13% atualizado pelo IPCA); e aumento do custo no MCP/CCEE com as liminares; rateio CCEE em função de pagamento de impostos sobre a conta de Encargo de Energia de Reserva (+R\$ 22); e ajuste ressarcimento energia (+R\$ 48).

.Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão

As despesas com encargos de uso do sistema de transmissão nos anos de 2015, 2014 e 2013 foram, respectivamente, de R\$ 455,0 milhões, R\$ 103,1 milhões e R\$ 213,8 milhões. A variação na comparação entre os períodos de 10% entre 2015 e 2014 é devido principalmente ao aumento ESS (2015 de R\$ 270 e 2014 de R\$ 87), impacto redução do preço teto do PLD; aumento encargos de uso e conexão (2015 de R\$ 249 e 2014 de R\$ 209), reajuste anual das cotas de encargos.

Amortização

As despesas com amortização nos anos de 2015, 2014 e 2013 foram, respectivamente, de R\$ 328,9 milhões, R\$ 318,8 milhões e R\$ 278,5 milhões. O aumento na comparação entre os períodos de 3% e 14%, respectivamente em 2015 e 2014, é devido principalmente ao crescimento dos investimentos volume de encerramento/unitização de obras ocorridas no período.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa

As despesas com provisão para créditos de liquidação duvidosa nos exercícios de 2015, 2014 e 2013 foram, respectivamente, de R\$ 73,0 milhões, R\$ 44,7 milhões e R\$ 52,4 milhões. As variações entre os períodos, de 63% e -15% quando comparados com os exercícios anteriores são justificados em 2015 pelo aumento inadimplência consumidores residenciais e residenciais baixa renda, ainda em linha com aumento da receita fornecimento (0,89% 2015, 0,13 p.p. superior a 2014, quando representava 0,76%). Ainda inferior ao % reconhecido em tarifa, equivalente a 0,97% do fornecimento e 2014 em decorrência da política de cobrança adotada com foco na atuação da dívida de menor risco de recebimento, na redução do prazo de parcelamento, no aumento das inclusões em órgãos restritivos de proteção ao crédito (SPC e SERASA) e no aumento do volume das operações de cobranças através de empresas especializadas..

Custos de construção da infra-estrutura de concessão

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

O crescimento dos custos de construção da infra-estrutura de concessão, quando comparado a variação entre os períodos 2015, 2014 e 2013, estão relacionados aos investimentos em serviços de construção e melhoria da infra-estrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica.

Resultado Financeiro

Valores em R\$ mil								
Receita Financeira	31/12/2015	AH%	AV%	31/12/2014 (Reclassificado)	AH%	AV%	31/12/2013	AV%
Renda de aplicações financeiras	75.720	148%	11%	30.559	36%	4%	22.389	3%
Juros, comissões e acréscimo moratório	43.377	39%	6%	31.216	-59%	4%	75.802	12%
Variação monetária	1.005.127	580%	142%	147.744	13%	21%	130.945	20%
Variação cambial	317.338	107%	45%	153.320	47%	22%	104.161	16%
Operações Swap	1.193.580	288%	169%	307.481	33%	44%	230.809	36%
Remuneração financeira setorial	59.373	8480%	8%	692		0%	69.217	
Outras receitas financeiras	31.434	70%	8%	34.971	-96%	5%	15.411	2%
Total	2.725.949	286,1%	100%	705.983	8,8%	100%	648.734	100%
-								
Despesa Financeira	31/12/2015	AH%	AV%	31/12/2014	AH%	AV%	31/12/2013	AV%
Encargos de dívida	(222.248)	20%	21%	(185.545)	0%	18%	(185.529)	24%
Variação monetária	(989.191)	402%	94%	(197.189)	49%	19%	(132.682)	17%
Variação cambial	(1.207.851)	283%	114%	(315.191)	38%	30%	(228.282)	29%
Operações Swap	(481.697)	99%	46%	(242.531)	46%	23%	(165.871)	21%
Multas regulatórias			0%		-100%	0%	(24.794)	3%
Perda acréscimo moratórios	(1.447)	31%	0%	(1.101)	-68%	0%	(3.451)	0%
Benefícios Pós Empregos	(36.658)	37%	3%	(26.704)		3%	(33.178)	
Outras despesas financeiras	(121.908)	37%	12%	(89.195)	1109%	8%	(7.375)	1%
Total	(3.061.000)	189,5%	100%	(1.057.456)	35,4%	100%	(781.162)	100%
-								
Resultado Financeiro Líquido	(335.051)	-4,7%		(351.473)	165,4%		(132.428)	100%

O resultado financeiro líquido, negativo, da Companhia foi de R\$ 335 milhões em 2015, R\$ 351,5 milhões em 2014 e R\$ 132,4 milhões em 2013. Essas variações decorrem principalmente: (a) Incremento na renda de aplicações financeiras, justificado pelo aumento da taxa de juros (CDI) vinculada às aplicações (CDI 13,23% em 2015 versus CDI 10,81% em 2014) e saldo médio de caixa superior em comparação ao período anterior; (b) Incremento de encargos, variação cambial, monetária e swap (líquidas), justificado por: (b.1) aumento dos principais indexadores de dívida da Companhia – CDI e TJLP – que representam 75% do total da dívida; (b.2) aumento das despesas de juros em moeda estrangeira impactada por novos ingressos de recursos; (b.3) impacto decorrente da Marcação a Mercado da dívida e swap, motivado pela mudança da sua metodologia de cálculo; (b.4) atualização financeira do Contrato de Cessão de Crédito Neoenergia; e (b.5) Juros pagamento cartão de crédito; (c) Outras receitas financeiras estão impactando positivamente por: (c.1) crescimento da atualização monetária de depósitos judiciais; e (c.2) superávit atuarial do plano previdenciário BD; (d) Outras despesas financeiras estão impactando negativamente por: (d.1) incremento de perda sobre acréscimos moratórios de faturas de energia; e (d.2) aumento das penalidades por descumprimento de prazo de ligações, interrupções e frequências no fornecimento de energia elétrica.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**Lucro Líquido do Exercício**

Devido aos fatores explicados acima, o lucro líquido em 2015 foi de R\$ 386,3 milhões, 2014 R\$ 459,3 milhões e 2013 foi de R\$ 495,1 milhões, representando uma redução de -15,9% em 2015 e de -7,2% em 2014, quando comparado com o exercício anterior.

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

Componentes da Receita Bruta (Valores em R\$ Mil)	Exercício social terminado em:				
	31/12/2015	%	31/12/2014	%	31/12/2013
Fornecimento e Distribuição de energia elétrica	8.226.470	39,29%	5.905.958	11,40%	5.301.623
Subvenção à tarifa social baixa renda	517.577	0,59%	514.559	12,34%	458.032
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	404.205		-	-100,00%	2
Valores a Receber da Parcela A e Outros Itens Financeiros	-114.488	-123,87%	479.672		-
Receita de construção da infraestrutura da concessão	649.990	17,73%	552.095	-33,71%	832.873
Valor justo ativo indenizável da concessão	244.323	431,87%	45.937		-
Outras receitas	147.473	16,65%	126.425	48,90%	84.907
Total	10.075.550	32,14%	7.624.646	14,19%	6.677.437

A receita da Companhia é composta essencialmente pelo faturamento do consumo de energia elétrica dos consumidores da área de concessão, somando R\$8.226,4 milhões em 2015 (R\$ 5.905,9 milhões em 2014 e R\$ 5.301,6 milhões em 2013), e essa receita sofre influência de dois fatores diretamente dependentes do desempenho da economia, o consumo e a demanda de energia elétrica na área de concessão e as tarifas de energia elétrica.

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

Em 2015 e 2014 os resultados da Companhia foram impactados ainda pela contabilização dos ativos e passivos financeiros setoriais, no montante negativo de R\$ 114,8 milhões em 2015 e positivo de R\$ 479,6 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.

Segue abaixo os principais componentes:

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

Fornecimento e Distribuição de Energia Elétrica Faturado:

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

Subvenção à tarifa social baixa renda

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

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

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

Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros

Trata-se de ativos e passivos decorrentes das diferenças temporárias entre os custos homologados (Parcela A e outros componentes financeiros) que são incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber da Companhia sempre que os custos homologados e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos homologados e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente incorridos. Esses valores serão efetivamente liquidados por ocasião do próximo período tarifário

Receita de construção da infraestrutura da concessão:

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

ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

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

Valores em Reais Mil	Exercício social terminado em:				
	31/12/2015	%	31/12/2014	%	31/12/2013
Receita Bruta	10.075.550	32,14%	7.624.646	14,19%	6.677.437
Deduções da Receita Bruta	-3.256.709	63,87%	-1.987.360	12,05%	-1.773.633
Receita Líquida	6.818.841	20,96%	5.637.286	14,96%	4.903.804
Custos e Despesas Operacionais	-5.970.436	25,07%	-4.773.542	14,09%	-4.183.837
Pessoal e Administradores	-331.128	5,55%	-313.731	17,64%	-266.686
Material	-24.082	4,80%	-22.980	-19,29%	-28.471
Serviço de Terceiros	-585.716	17,63%	-497.945	4,36%	-477.123
Energia Elétrica Comprada	-3.394.737	21,38%	-2.796.741	45,04%	-1.928.318
Encargos Uso Sistema de Transmissão	-455.071	341,58%	-103.055	-51,80%	-213.825
Amortização	-328.855	3,15%	-318.820	14,48%	-278.498
Provisões Líquidas e PCLD	-72.881	63,16%	-44.668	-14,72%	-52.379
Despesa de Construção	-649.990	17,73%	-552.096	-33,71%	-832.873
Outras Despesas	-127.976	3,62%	-123.506	16,89%	-105.664
Resultado do Serviço	848.405	-1,78%	863.744	19,97%	719.967

Principais fatores que influenciaram os resultados operacionais de 2015:

- Aumento na tarifa de venda, em decorrência do reajuste tarifário anual ocorrido a partir de abril/15 de 21,58%. Adicionalmente, houve o reajuste tarifário extraordinário com vigência a partir de 02 de março de 2015 com efeito médio de 5,36%. 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 63,87%, quando comparado o ano de 2015 com o ano de 2014. Isso representa uma variação de R\$ 1.269 milhões. Essa variação decorreu, principalmente, pelos impactos dos repasses de recursos realizados por meio das cotas definidas da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e da conta "Encargos do Consumidor – CCRBT" referentes aos repasses das Bandeiras Tarifárias. Os demais tributos e encargos variaram proporcionalmente em função do 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\$ 678.222 mil. Como no ano de 2015 não ocorreu repasses da mesma natureza e os que foram recebidos referentes ao ano de 2014 foram reconhecidos como rebatedores da parcela A na receita, temos um efeito negativo, pois em 2015 não há nenhum abatimento do custo.
 - b. O efeito positivo de R\$ 87.156 mil nos custos com aquisição de energia no Ambiente de Contratação Regulado. A entrada em vigor dos novos contratos

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

de energia no decorrer do ano de 2015 fizeram o volume de energia do ACR subir 67,57%, atingindo 8.314 GW em 2015, contra 4.961 GW em 2014. O impacto no custo que esse aumento de volume poderia ocasionar foi compensado pela redução do custo médio das aquisições nesse ambiente. A 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\$ 433,36 /MWh em 2014 para R\$ 269,09 /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 líquido de R\$ 81.255 mil.
- O Custo com transmissão de energia aumentou R\$ 352.016 mil, na comparação entre os anos de 2015 e 2014. Os principais fatores que ocasionaram essa variação foram:
 - a. Impacto da variação nos encargos de rede básica e encargo de conexão, no montante de R\$ 41.389 mil, decorreram dos reajustes contratuais definidos por meio de Resolução pela ANEEL.
 - b. Aumento do custo do Encargo de Serviço do Sistema, ESS, que a partir de 2015, com a fixação do limite PLD, absorveu o custo adicional do acionamento das térmicas. O impacto no resultado foi de R\$ 183.605 mil, quando comparado os anos de 2015 e 2014.
 - c. Houve redução dos superávits apresentados na Conta de Energia de Reserva - CONER do ano de 2014 para 2015. Essa redução foi ocasionada pelo menor preço teto do PLD e pela melhora dos cenários, em relação ao ano anterior. Com isso, as devoluções observadas nas liquidações de energia por meio do Encargo de Energia de Reserva - EER saíram de R\$ 175.838 mil em 2014 para R\$ 42.344 mil em 2015, com um impacto negativo de R\$ 133.494 mil no custo. Essas devoluções são redutoras da conta de custo.

Principais fatores que influenciaram os resultados operacionais de 2014:

- Reajuste médio das tarifas de fornecimento de energia elétrica de 14,86% em 22 de abril de 2014, homologada pela Resolução ANEEL nº 1.714, de 15/04/2014, aplicada a partir de 22 de abril de 2014, sendo 10,76% referentes ao reajuste tarifário anual econômico e 4,10% relativos aos componentes financeiros.

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

- Elevação dos custos de compra de energia em função das condições desfavoráveis de geração hidrelétrica no Brasil, o que implicou em elevados volumes de geração térmica, acarretando custos médios acima da cobertura tarifária, além do atraso do início de operações de algumas usinas, o que implicou em exposições ao mercado de curto prazo ao preço de liquidação (PLD). Mas, para as concessionárias de distribuição, conforme legislação do setor, existe a CVA-Conta de Compensação de Valores da Parcela A, estabelecida pela Portaria Interministerial nº 025/2002, através da qual os custos incorridos acima da cobertura tarifária são registrados para recuperação nos processos tarifários subsequentes. Além disso, em 2014, foi criada a CONTA-ACR pelo Decreto 8221/14, através da qual a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica-CCEE, na qualidade de gestora, contratou operações de créditos para assegurar repasse dos custos incorridos pelas distribuidoras com exposições involuntárias e geração térmica por disponibilidade acima da cobertura tarifária, conforme valores homologados pela ANEEL, o que representou em 2014 ingressos para a COELBA de R\$ 666,7 milhões, permitindo uma melhor condição da gestão financeira. No entanto, as operações de créditos efetuadas pela CCEE não foram suficientes para atender a necessidade de todo o setor elétrico, tendo sido apurado pela ANEEL valores de R\$ 245,6 milhões, conforme despachos nº 048/15 e 182/15, relativos às competências de nov/14 e dez/14, os quais não foram repassados para a COELBA, ficando dependentes de nova operação de crédito, motivo pelo qual a liquidação financeira desses meses foram postergadas pelos referidos despachos até 31/3/2015.
- Incremento na despesa com pessoal e administradores devido, principalmente ao reajuste salarial de 6,63% a partir de jan/14 e 6,99% a partir da negociação do ACT 2014/2015 em out/14 com impacto nas rubricas de remuneração, provisão de 13º, férias e encargos, e ao pagamento a maior da Participação nos Resultados (PLR) e Remuneração Variável (RV) em função dos resultados alcançados em 2013.
- Crescimento da despesa com amortização em 14,48% devido basicamente a uma maior base de cálculo em face aos investimentos ocorridos entre os períodos comparativos.

Principais fatores que influenciaram os resultados operacionais de 2013:

- Terceira Revisão Tarifária Periódica (3RTP) homologada pela Resolução ANEEL nº 1.511, de 16/04/2013, aplicada a partir de 22 de abril de 2013, com redução tarifária de 6,1%, sendo 5,9% relativo à parcela econômica e 0,2% relativo aos componentes financeiros.

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

- Crescimento do volume de vendas de energia elétrica no mercado cativo em 6,2% (15.634 GWh em 2013 versus 14.728 GWh em 2012), impactado pelo crescimento vegetativo de mercado (consumidores x consumo x tarifa).
- Redução na receita pela disponibilidade do sistema de distribuição de energia elétrica devido a redução tarifária em torno de 8%. Este efeito foi parcialmente compensado pelo (aumento de 32,65% no volume de energia transportada para os clientes livres (2.011 GWh em 2013 versus 1.516 GWh em 2012).
- Crescimento de 6,5% no volume de energia comprada (CCEARs, Bilaterais e Mercado de Curto Prazo) entre 2013 (20.560 GWh) e 2012 (19.301 GWh) e reajuste de preço dos contratos de compra de energia vigentes pelo índice de inflação IPCA.
- Aumento da despesa com pessoal e administradores devidos principalmente: (i) ao reajuste salarial provisionado de 6,63% a partir de nov./13, com impacto nas rubricas de remuneração, provisão de 13º, férias e encargos; e (ii) ao aumento das despesas com Plano de Saúde.
- Aumento das despesas com aquisição de materiais aplicados na realização de serviços prestados a terceiros e na manutenção dos serviços elétricos.
- Aumento da despesa com amortização influenciada pelo crescimento da base de ativos como conseqüenciada entrada em operação dos investimentos realizados pela Companhia a cada ano.

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 conforme características específicas de sua 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, tamanho do mercado (quantidade de energia atendida por uma determinada infra-estrutura), custo da energia comprada, tributos estaduais e outros.

Em conformidade com a cláusula sétima do Contrato de Concessão da COELBA, o Poder Concedente procederá, a cada 05 anos, as revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia, alterando-as para mais ou para menos, de forma a assegurar a adequada prestação dos serviços concedidos e a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato. Para este fim, o Poder Concedente deve considerar as alterações na estrutura de custos e de mercado da concessionária, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e a modicidade das tarifas.

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

A cláusula sétima do contrato de concessão nº. 010/97 da COELBA, prevê também que o Poder Concedente procederá, anualmente, o reajuste dos valores das tarifas aplicáveis à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, aplicando fórmula paramétrica contratual, onde são observadas as variações dos custos não gerenciáveis da concessionária (Parcela A - compra de energia, encargos e tributos) e a variação anual do IGPM, o qual reajusta os custos gerenciáveis (Parcela B - custos de operação e manutenção, depreciação e remuneração de capital), que compõem a Receita da Concessionária.

Resumimos abaixo os detalhes dos três últimos reajustes tarifários, ocorridos nos exercícios de 2015, 2014 e 2013.

Em 2015:

Reajuste Tarifário

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1.878 de 14 de abril de 2015, publicada no Diário Oficial da União do dia 20 de abril de 2015, homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da COELBA, em 21,58%, dos quais 16,01% correspondem ao reajuste tarifário econômico e 5,57% aos componentes financeiros pertinentes. Considerando como referência os valores praticados atualmente, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores da concessionária é de 11,43%. As novas tarifas entraram em vigor a partir do dia 22 de abril de 2015 com vigência até 21 de abril de 2016.

Reajuste Tarifário Extraordinário

A ANEEL aprovou a Revisão Tarifária Extraordinária da COELBA através da Resolução Homologatória nº 1.858/15 com reajuste tarifário médio de 5,36% 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 COELBA.

Em 2014:

Reajuste Tarifário

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1.714 de 15 de abril de 2014, fixou em 14,86% o índice de reajuste das tarifas, resultado do Reajuste Tarifário de 2014, com vigência a partir de 22 de abril de 2014, sendo 10,76% relativos ao reajuste tarifário anual e 4,10% aos componentes financeiros. A variação percentual média percebida na conta dos consumidores cativos foi em média de 15,35%, sendo de 15,00% para os consumidores atendidos em baixa tensão, que representam mais de 99% dos clientes e inclui os clientes residenciais. Já para os

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

consumidores cativos industriais e comerciais de médio e grande porte, atendidos em alta tensão, tiveram aumento de 16,04%, em média.

CDE Subsídios Tarifários

Conforme a Lei 12.783/13, regulamentada pelo Decreto 7891/2013, foi atribuída à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, além de suas finalidades originais, o custeio de vários dos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, os quais foram retirados da estrutura tarifária das concessionárias de distribuição por ocasião da Revisão Extraordinária de 2013. Para as competências de jan/14 a dez/14, foram homologados pela ANEEL, conforme Resoluções Homologatórias nº 1.511/13 e 1.714/14 repasses no total de R\$ 211,9 milhões, dos quais já foram recebidos R\$ 116 milhões com atrasos decorrentes de falta de recursos da CDE. Espera-se que os repasses sejam regularizados em 2015, com as novas quotas do Encargo setorial da CDE que serão estabelecidas pela ANEEL.

Aditivo Contrato de Concessão

Por meio do Despacho nº 4621, de 25 de novembro de 2014, a ANEEL aprovou modelo de termo aditivo aos contratos de concessão das empresas de distribuição, para inclusão de cláusula específica, de forma a reconhecer que serão considerados, para fins de indenização, os saldos remanescentes (ativos ou passivos) de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção, por qualquer motivo, da concessão, relativos a valores financeiros a serem apurados com base nos regulamentos preestabelecidos pela ANEEL, incluídos aqueles constituídos após a última alteração tarifária.

Nesses termos, a COELBA e ANEEL assinaram o quinto termo aditivo ao Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 010/1997, em 10 de dezembro de 2014.

Bandeiras Tarifárias

Conforme Resolução Normativa nº 547/2013, alterada pela Resolução 616/2014, e 593/13, foram estabelecidas as bandeiras tarifárias (verde, amarela e vermelha), que constituem sinais tarifários que vão indicar e refletir melhor na conta dos consumidores os atuais custos de geração, de acordo com a variação do Custo Marginal de Operação (CMO) e do Encargo de Serviços de Sistema (ESS).

Em 2014, foi realizado ano teste, no qual foram informadas, mensalmente, nas contas as bandeiras que seriam vigentes e os custos correspondentes. A partir de 01 de janeiro de 2015, as bandeiras passam a vigorar efetivamente.

A ANEEL divulgará mês a mês as bandeiras que estariam em funcionamento. Atualmente, para o consumo de 100 kWh, a bandeira vermelha teria um acréscimo de R\$ 3,00, a amarela de R\$ 1,50 e para a verde não haveria nenhum valor adicional.

Em 2013 nossas tarifas de energia elétrica foram impactadas pelo reajuste tarifário anual, pela revisão tarifária da Companhia que ocorre a cada 5 anos e pela revisão tarifária extraordinária. A revisão tarifária extraordinária foi regulamentada pelo Decreto nº 7805/2012, a Medida

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

Provisória nº 579/2012 (posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013) dispôs sobre a renovação das concessões de transmissão, de geração e de distribuição de energia elétrica, redução de encargos setoriais e a modicidade tarifária decorrente de tais ações. O Decreto definiu a data limite de 05 de fevereiro de 2013 para realização da Revisão Tarifária Extraordinária para calcular as novas tarifas das distribuidoras de energia elétrica decorrentes dos efeitos da Medida Provisória. Essa revisão tarifária extraordinária entrou em vigor em 24 de janeiro de 2013 e resultou na redução média para os consumidores de -20,0% nas tarifas da COELBA.

A revisão tarifária periódica e o reajuste anual foram homologados pela ANEEL através da Resolução nº 1.511, de 16 de abril de 2013, que aprovou o índice médio da 3ª revisão tarifária da COELBA em -6,01%, sendo -5,91% relativo à parcela econômica e -0,2% relativo aos componentes financeiros, aplicados a partir de 22 de abril de 2013, conforme previsto no contrato de concessão.

No Reajuste tarifário de 2012 a ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1.282 de 17 de abril de 2012, fixou em 10,73% o índice de reajuste das tarifas, resultado do Reajuste Tarifário de 2012, com vigência a partir de 22 de abril de 2012, sendo 7,53% relativos ao reajuste tarifário anual e 3,19% aos componentes financeiros.

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

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

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

✓ Tarifas reguladas de distribuição de energia

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

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

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

- Em 22 de abril de 2015: 11,23%
- Em 22 de abril de 2014: 15,35%
- Em 22 de abril de 2013: 1,97%

✓ 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 contratobilateral. 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.

Em 2013, com o objetivo de reduzir as tarifas de energia aos consumidores finais e definir as regras para a renovação das concessões dos agentes do setor elétrico brasileiro, o Governo Federal editou, em setembro de 2012, a Medida Provisória 579, que posteriormente foi transformada na Lei 12.783/13, em janeiro de 2013. Como consequência da referida Lei, o Governo promoveu uma redução estrutural de 20%, em média, nas tarifas de energia das distribuidoras, que culminou com a redução da cobertura contratual das distribuidoras, provocado pelo vencimento dos contratos com as geradoras que não aderiam à proposta de renovação das concessões, conforme condições estabelecidas na MP 579, pois a energia produzida por estas geradoras não fez parte do sistema de cotas.

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

No início do ano de 2014 a subcontratação das distribuidoras foi ampliada em virtude do vencimento de contratos de energia existente ao final de 2013. Com o intuito de mitigar essa exposição contratual a ANEEL promoveu em abril o 13º Leilão de Energia Existente (Leilão A de 2014), cujo início do período de fornecimento se daria no mesmo ano. O total de energia contratada neste primeiro leilão de 2014 foi de 2.046 MW médios, a um preço médio de R\$ 268,33/MWh. Em 05.12.2014 foi realizado outro Leilão de Energia Existente (Leilão A-1 de 2014), com entrega para janeiro de 2015, que teve como atendimento prioritário o montante de

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

reposição declarado pelas distribuidoras, tendo como resultado frustração de 46% do Montante de Reposição declarado.

A Companhia não apresentou grandes volumes de energia descontratada e praticamente não teve contratos vencendo ao final de 2013, os quais poderiam ser recontratados para fornecimento em 2014, mas sofreu os efeitos de exposição decorrentes das postergações e liminares judiciais de algumas usinas e linhas de transmissão que entrariam em operação em 2014.

Em 02 de abril de 2014, foi publicado o Decreto nº 8.221/2014 estabelecendo a criação da CONTA-ACR destinada a cobrir total ou parcialmente, as despesas incorridas pelas concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica em decorrência de: (i) exposição involuntária e (ii) despacho das usinas termelétricas vinculadas aos contratos no ambiente regulado (CCEAR), na modalidade por disponibilidade.

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

Com o intuito de mitigar o risco financeiro do mercado de curto prazo enfrentado em virtude da hidrologia desfavorável e consequente alta do PLD, e também devido a grande exposição contratual das distribuidoras, exigindo elevados aportes da Conta ACR para evitar a quebra destas empresas, após período de Audiência Pública, a Diretoria da ANEEL, aprovou em 24.11.2014, a redução do PLD Máximo de R\$ 822,23/MWh para R\$ 388,48/MWh, tendo como base o CVU da UTE Mário Lago, com capacidade instalada de 922,62 MW. Já o PLD Mínimo foi alterado de R\$ 15,62/MWh para R\$ 30,26/MWh tendo como referência o custo de geração das usinas comprometidas com os contratos de cotas. Os novos limites estarão vigentes a partir de 2015.

✓ Empréstimos e debêntures

A Companhia possui empréstimos indexados ao dólar e contratou instrumentos derivativos com objetivo exclusivo de proteção econômica e financeira contra a variação cambial utilizando swap dólar 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, conforme descrito no item 5.1, estão sujeitas à variação das taxas de juros no mercado e, portanto, na hipótese de elevação das taxas de juros, as despesas financeiras da Companhia também aumentarão, afetando negativamente a capacidade de pagamento da Companhia.

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

Valores em R\$ mil

Valores em Reais Mil	Exercício social terminado em:				
	31/12/2014	%	31/12/2014	%	31/12/2013
Renda de aplicações financeiras	75.720	147,78%	30.559	36,49%	22.389
Encargos de dívida, variações de swap e monetárias	(384.942)	15,98%	(331.911)	34,68%	(246.449)
Juros, comissões e acréscimo moratório de energia	43.377	38,96%	31.216	-58,82%	75.802
Obrigações Pós Emprego	(36.658)	37,28%	(26.704)	-19,69%	(33.250)
Remuneração financeira setorial	59.373	8479,91%	692		-
Atualizações Conting. e Outras Monet.	(90.507)	51,90%	(59.582)	86,65%	(31.922)
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(1.414)	-133,22%	4.257	-94,74%	81.002
Resultado Financeiro	(335.051)	-4,67%	(351.473)	165,41%	(132.428)

Fonte: DFP

2015

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

Esse cenário refletiu-se no setor elétrico com a redução do consumo de energia, comparando o consumo acumulado até novembro de 2015 com o mesmo período do ano anterior, o Nordeste apresentou retração de 2,9% e o Brasil de 4,4% de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética - EPE.

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

Dado esse ambiente, o Resulta do Financeiro Líquido da Companhia atingiu em R\$ 335.051 mil em 2015, contra R\$ 351.473 mil em 2014, que equivale a uma redução de 4,67%. 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\$ 45.161 mil reconhecidos no resultado.

Houve um aumento de R\$ 53.031 mil nas despesas de dívida. Esse aumento foi decorrente da combinação do efeito do aumento dos volumes de dívida na comparação de 2015 e 2014, porém, o aumento dos juros praticados no mercado, principalmente, do CDI e do TJLP que são os indexadores mais relevantes da dívida da Companhia. Com já falamos acima o CDI teve uma variação de 2,41 pontos percentuais, já a TJLP foi elevada em 1,25 pontos percentuais, saindo de 5,00% em 2014 para 6,25% em 2014.

2014

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

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

O comportamento do cenário econômico brasileiro em 2014 pode ser observado através da trajetória dos principais indicadores: (i) Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), que serve de referência para empréstimos do BNDES ao setor produtivo, de janeiro a dezembro de 2014 foi mantida no patamar de 5%; (ii) a taxa básica de juros (SELIC) sofreu seguidos aumentos em 2014 e terminou o ano em 11,75%, esta política de sucessivos aumentos da SELIC teve como finalidade a contenção da inflação; (iii) a taxa CDI acompanhou o mesmo comportamento da SELIC com uma trajetória de aumento durante o ano de 2014, atingindo o patamar de 11,57% no final do ano.

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

2013

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

Os índices que influenciam no reajuste das tarifas e custos do setor elétrico são importantes e constantemente monitorados pelo Grupo Neoenergia. O IPCA sofreu um aumento em 2013 onde o acumulado atingiu 5,9% em comparação com o registrado em 2012 que registrou 5,8%. Por outro lado o IGP-M sofreu uma redução de 2,3 p.p. passando de 7,8% a.a. em 2012 para 5,5% a.a. em 2013. Os principais fatores para a diminuição no ritmo da alta vieram da queda dos preços no atacado e na construção. A taxa de câmbio fechou o ano de 2013 em R\$/US\$ 2,3426 acumulando uma desvalorização do real frente ao dólar de 14,6% comparado ao ano anterior.

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

10.3 - Os diretores deve comentar 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 houveram, 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 2015.

As demonstrações financeiras da Companhia para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014 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. Comentários sobre os 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:

IFRS 15 Receitas de contratos com clientes (Vigência a partir de 01/01/2018) - A nova norma para receitas substituirá todas as atuais exigências para reconhecimento de receitas segundo as IFRS. Adoção retrospectiva integral ou adoção retrospectiva modificada é exigida para períodos anuais iniciados a partir de 1 de janeiro 2018, sendo permitida adoção antecipada. O objetivo é fornecer princípios claros para o reconhecimento da receita e simplificar o processo de elaboração das demonstrações contábeis

IFRS 16 Arrendamento (Vigência a partir de 01/01/2019) - A nova norma estabelece os princípios, tanto para o cliente (o locatário) e o fornecedor (locador), sobre o fornecimento de informações relevantes acerca das locações de maneira que seja demonstrado nas demonstrações financeiras, de forma clara, as operações de arrendamento mercantil. Para atingir esse objetivo, o locatário é obrigado a reconhecer os ativos e passivos resultantes de um contrato de arrendamento.

Alteração IFRS 11 Acordos conjuntos: Contabilização de Aquisições de Partes societárias (Vigência a partir de 01/01/2016) - A contabilização da aquisição de participação societária em uma operação conjunta na qual a atividade da operação conjunta constitua um negócio, aplique os princípios pertinentes da IFRS 3 para contabilização de combinações de negócios. As alterações não se aplicam quando as partes que compartilham controle conjunto, inclusive a entidade de reporte, estiverem sob controle comum da parte controladora principal. As alterações se aplicam tanto à aquisição da participação final em uma operação conjunta quanto à aquisição de quaisquer participações adicionais na mesma operação conjunta

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

Alteração IAS 16 e IAS 38 Esclarecimentos de Métodos aceitáveis de depreciação e amortização (Vigência a partir de 01/01/2016.) - Método de depreciação e amortização deve ser baseado nos benefícios econômicos consumidos por meio do uso do ativo.

Alteração IFRS 10, IFRS 12 e IAS 28 Entidade de investimento - exceções a regra de consolidação (Vigência a partir de 01/01/2016.) - As alterações no IFRS 10 esclarecem que a isenção da apresentação de demonstrações financeiras consolidadas se aplica à controladora que é uma subsidiária de uma entidade de investimento, quando a entidade de investimento mensura todas as suas subsidiárias ao valor justo. Dentre outros esclarecimentos, fica estabelecido que a entidade que não é de investimento poderá manter, na aplicação da equivalência patrimonial, a mensuração do valor justo por meio do resultado utilizada pelos seus investimentos.

IAS 19 Benefícios a Empregados (Vigência a partir de 01/01/2016) - Essa norma esclarece que 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.

IFRS 5 Ativos não circulantes mantidos para venda e operações descontinuadas (Vigência a partir de 01/01/2016) - Esclarece as circunstâncias em que uma entidade mudar um dos seus métodos de alienação para outro não seria considerado um novo plano de alienação, mais sim uma continuação do plano original. Sendo que a entidade reclassifica ativos mantidos para venda para ativos mantidos para distribuição a titulares (e vice-versa) e os casos em que ativos mantidos para distribuição a titulares não atendem mais o critério para manterem esta classificação.

IFRS 7 Instrumentos financeiros: Divulgações - Contratos de serviços geralmente atende a definição de envolvimento contínuo em ativo financeiro transferido para fins de divulgação. A confirmação de envolvimento contínuo em ativo financeiro transferido deve ser feita se suas características atenderem as definições descritas na norma (parágrafos B30 e 42C).

Alteração IAS 1 Iniciativa de divulgação (Vigência a partir de 01/01/2016) - Tem o objetivo de esclarecer : (i) as exigências de materialidade; (ii) itens de linhas específicas nas demonstrações do resultado e de outros resultados abrangentes e no balanço patrimonial podem ser desagregados; (iii) flexibilidade quanto à ordem em que apresentam as notas às demonstrações financeiras; (iv) parcela de outros resultados abrangentes de associadas e empreendimentos controlados em conjunto contabilizada utilizando o método patrimonial.

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

c. Comentários sobre as ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

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

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

10.5 - Os diretores devem indicar e comentar 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:

✓ Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

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 oriundo da concessão, considerando os investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão, sendo tais montantes classificados como ativo financeiro por

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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

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

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

Os fluxos de caixa derivam do orçamento para os próximos cinco anos e não incluem atividades de reorganização com as quais a Companhia ainda não tenha se comprometido ou investimentos futuros significativos que melhorarão a base de ativos da unidade geradora de caixa objeto de teste. O valor recuperável é sensível à taxa de desconto utilizada no método de fluxo de caixa descontado, bem como aos recebimentos de caixa futuros esperados e à taxa de crescimento utilizada para fins de extrapolação.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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

✓ Provisões para riscos tributários, cíveis, regulatórios e trabalhistas

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

✓ Provisão para créditos de liquidação duvidosa

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

✓ Impostos Diferidos

Existem incertezas com relação à interpretação de regulamentos tributários complexos e ao valor e época dos resultados tributáveis futuros. 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, poderiam exigir ajustes futuros na receita e despesa de impostos já registrada.

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.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

✓ Benefícios pós-emprego

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

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

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

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

a. os 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, pois 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, pois não ocorreu recebíveis baixados.

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

Não aplicável, pois não foi celebrado contratos futuros de compra e venda de produtos ou serviços.

iv. contratos de construção não terminada

Não aplicável, pois não foi celebrado 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 g deste formulário.

b. outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Não se aplica, pois não ocorreram 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 10.8, os diretores devem comentar:

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

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

Não aplicável aos itens acima, pois a empresa não possui itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

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

a. investimentos, incluindo:

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

Anualmente é definido o volume de investimentos a ser realizado pela COELBA, de acordo com a sua necessidade de expansão, manutenção e inovação. Para 2015 estão previstos investimentos no valor de R\$ 1.460,0 milhões, incluindo o Programa Luz Para Todos. Segue abaixo os principais planos de investimentos em andamento e previstos para 2015.

1) Expansão de Rede: R\$ 106.267 mil

Subestações (SE's): Construção de 02 SE's, Ampliação de quinze (15) Subestações, Linha de Distribuição em Alta Tensão: Construção de 282 Km.

2) Renovação de Subestação R\$ 22.548 mil

Aquisição e instalação de 30 religadores; aquisição/substituição de 31 disjuntores de subestações em fim de vida útil; aquisição/substituição de diversos equipamentos (chaves de manobra para banco de capacitores, chaves seccionadoras, transformadores de corrente e potencial); aquisição/substituição de 57 pára-raios de subestações em fim de vida útil; aquisição de 2 trafo sde força destinados a reserva técnica; substituição de componentes de sistema de corrente contínua; aquisição/substituição de relés reguladores de tensão, e de proteção e controle; aquisição/substituição de controle de religadores e chaves automatizadas; e aquisição de transformadores de instrumentos destinados a reserva técnica para atendimento a clientes.

3) Automação: R\$ 12.748 mil

Digitalização de 5 subestações (Camacã-conclusão, Dario Meira, Correntina, Central e Graça); redigitalização de 2 subestações (Itamaraju e Candeal-conclusão); automação simplificada de 26 subestações; instalação de 25 sensores de derivação, 30 chaves automatizadas e 151 religadores e automação de chaves e religadores via satélite e celular.

4) Novas Ligações: R\$ 249.654 mil

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

Interligação de 145.114 novos clientes em Área Urbana, com realização de obras em circuitos secundários e/ou primárias, ou sem obra (ramal de ligação + medidor) e implantar telemedição em 4.931 Unidades Consumidoras – UC.

5) Renovação de Redes de Distribuição: R\$ 244.391 mil

Atendimento a intervenções de emergência no sistema elétrico (convencional e solar), com a instalação de materiais caracterizados como investimento; intervenções no sistema de distribuição visando a troca de rede nua por multiplexada e divisão de circuitos voltada para a continuidade e a qualidade do fornecimento de energia; aquisição de equipamentos de rede (reguladores, religadores, capacitores e chaves) para substituição por fim de vida útil; realização de obras caracterizadas como Intervenção de Segurança. Construção de 326 km de alimentadores de distribuição.

6) Programa Luz para Todos (PLPT): R\$ 230.968 mil

Interligação de 22.000 novas unidades consumidoras em área rural.

ii. fontes de financiamento dos investimentos

Em 2014 a COELBA recebeu R\$ 249.534 mil do BNDES referente aos investimentos realizados em 2013 e 2014, decorrentes do Contrato assinado em Maio de 2013.

A COELBA também recebeu em 2014 o valor de R\$ 18.199 mil referente aos recursos contratados junto a FINEP em Fevereiro de 2012.

iii. desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

Não aplicável, pois houve desinvestimentos relevantes em andamento e nem 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. Não houve aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que influenciaram materialmente na capacidade produtiva do emissor.

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

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

- Estudo e Desenvolvimento de Isolador Polimérico Modular para a Rede de Distribuição de Energia Elétrica
- Desenvolvimento de cabeça-de-série de caixas utilizadas para medidores de distribuição elétrica à base de fibras de sizal e coco.
- Desenvolvimento de protótipo de sensor termosensível para diagnóstico e monitoramento de sobreaquecimento em conexões de redes de distribuição de energia elétrica.
- Tropicalização da tecnologia na fabricação de postes modulares de material compósito para atendimento em redes e Linhas de Distribuição até 138 kV.
- Cabeça de Série - Metodologia e Ferramental para a Substituição de Cabos Aéreos Energizados
- Projeto Cabeça de série de ferramenta hidráulica para aplicação de conector tipo cunha, ferramenta para corte de cabos e aplicador de conexão de pressão
- Desenvolvimento de Coberturas Rígidas Fotoluminescente e/ou Fosforescentes para realização de atividades em Linha Viva Noturna
- Desenvolvimento e implantação de solução técnica de alimentação elétrica alternativa para energização de dispositivos semafóricos

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

- R\$ 13.646.189,56 (treze milhões, seiscentos e quarenta e seis mil, cento e oitenta e nove reais e cinquenta e seis centavos)

iii. projetos em desenvolvimento já divulgados

Não aplicável, pois há projetos em desenvolvimento já divulgados.

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

Não aplicável, pois não houve gastos pelo emissor no desenvolvimento de novos produtos ou serviços.

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, pois 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.