

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	13
5.4 - Alterações significativas	15
5.5 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos	16

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	17
10.2 - Resultado operacional e financeiro	41
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	51
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	54
10.5 - Políticas contábeis críticas	56
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	58
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	61
10.8 - Plano de Negócios	62
10.9 - Outros fatores com influência relevante	68

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

5. Riscos do Emissor

O investimento nos valores mobiliários de emissão da Companhia envolve a exposição a determinados riscos. Antes de tomar qualquer decisão de investimento sobre qualquer valor mobiliário de emissão da Companhia, os potenciais investidores devem analisar cuidadosamente todas as informações contidas neste Formulário de Referência e, com destaque para os riscos mencionados, as demonstrações financeiras da Companhia e suas respectivas notas explicativas e, se for o caso, o prospecto da oferta dos valores mobiliários em questão.

Os negócios, situação financeira, resultados operacionais, fluxo de caixa, liquidez e/ou negócios futuros podem ser afetados de maneira adversa por qualquer dos fatores de risco mencionados anteriormente e por qualquer dos fatores de risco descritos a seguir. O preço de mercado dos valores mobiliários de emissão da Companhia e, no caso de valores mobiliários representativos de dívida, a capacidade de pagamento da Companhia podem ser adversamente afetados em razão de qualquer desses e/ou de outros fatores de risco, hipóteses em que os potenciais investidores poderão perder parte substancial de seu investimento nos valores mobiliários de emissão da Companhia. Os riscos descritos a seguir são aqueles que a Companhia conhece e que acredita que atualmente podem afetá-la adversamente, de modo que riscos adicionais não conhecidos pela Companhia atualmente ou que a Companhia considera irrelevantes também podem afetar adversamente a Companhia. Para os fins da seção “4. Fatores de Risco” e desta seção “5. Riscos de Mercado”, exceto se expressamente indicado de maneira diversa ou se o contexto assim o exigir, a menção ao fato de que um risco, incerteza ou problema poderá causar ou ter ou causará ou terá “efeito adverso” ou “efeito negativo” para a Companhia, ou expressões similares, significam que tal risco, incerteza ou problema poderá ou poderia causar efeito adverso relevante nos negócios, situação financeira, resultados operacionais, fluxo de caixa, liquidez e/ou negócios futuros da Companhia, bem como no preço dos valores mobiliários de emissão da Companhia e, quando aplicável, na capacidade de pagamento da Companhia dos valores mobiliários de emissão da Companhia. Expressões similares incluídas na seção “4. Fatores de Risco” e nesta seção “5. Riscos de Mercado” devem ser compreendidas nesse contexto.

Ademais, não obstante a subdivisão da seção “4. Fatores de Risco” e desta seção “5. Riscos de Mercado”, determinados fatores de risco que estejam em um subitem podem também se aplicar a outros subitens da seção “4. Fatores de Risco” e desta seção “5. Riscos de Mercado”.

Para mais informações acerca dos termos técnicos aplicáveis ao setor elétrico sugerimos consulta ao glossário da Aneel por meio do site <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/glossario.cfm>.

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**

O Conselho de Administração da IBERDROLA, S.A. é responsável por estabelecer o Controle e Gestão da Política de Risco Global, identificando os principais riscos enfrentados pela Companhia e as outras empresas incluídas no grupo e responsável pela organização de sistemas de monitoramento interno e de informação adequados.

A Política de Riscos da Elektro é um desdobramento da Política de Riscos Global do Grupo Controlador, que considera as características e particularidades da mesma. A Elektro deve adotar as Políticas de Risco, com especificações sobre limites de risco e Governança Corporativa, assegurando todos os controles necessários para garantir o seu cumprimento.

Anualmente a Política é revisada e aprovada pelo Conselho de Administração da Distribuidora e de sua holding, a Iberdrola.

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

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

i. os riscos para os quais se busca proteção

A Elektro pode estar exposta e busca proteção para riscos abaixo:

- Mercado, que incluem aspectos que afetam o resultado da Elektro devido a mudanças mercadológicas;
- Regulatório, que são os oriundos de mudanças promovidas pelos mais diversos órgãos reguladores;
- Negócio, que englobam os riscos relacionados com a incerteza sobre o desempenho de variáveis chaves inerentes ao negócio como características da demanda, condições climáticas e estratégias de diferentes players;
- Crédito, pela possibilidade de contrapartes não honrarem seus compromissos;
- Operacional, que inclui perdas econômicas resultantes de processos internos inadequados ou de eventos externos;

i. os instrumentos utilizados para proteção

A forma de proteção e mitigação dos riscos identificados ocorre através da consolidação dessa informação pela área de Gestão de Riscos e avaliação pelo Comitê de Riscos da Elektro, Diretoria Elektro e Comitê de Riscos Corporativos do Grupo Controlador (quando aplicável) no que se refere ao monitoramento da evolução, impactos estratégicos e financeiros, e a probabilidades de ocorrência, bem como o acompanhamento dos planos de ação mitigadores.

Os riscos identificados são então consolidados mensalmente na área de Gestão de Riscos e apresentados pelas áreas responsáveis para avaliação do Comitê de Riscos da Elektro, Diretoria e Comitê de Riscos Corporativos (quando aplicável).

Uma vez identificados, os riscos são classificados por meio do Documento de Avaliação de Riscos (DAR), que utiliza a seguinte taxonomia: categoria (estratégico ou operacional); classificação de riscos (regulatório, negócio, mercado, crédito, operacional, reputacional); impacto estratégico (avalia qual objetivo estratégico é impactado; 2.1d); impacto financeiro (% de impacto no EBITDA); prazo (curto ou longo); impacto reputacional (avalia se afeta a imagem da empresa) e probabilidade (baixa, média e alta), contribuindo, desta forma, para alcançar os objetivos estratégicos da Companhia. Assim, o impacto na imagem e na capacidade em alcançar seus objetivos estratégicos é avaliado por meio dos itens “impacto reputacional”, “impacto estratégico e financeiro” respectivamente.

Uma vez identificados e classificados, os riscos são então encaminhados ao Comitê de Riscos da Elektro que tem como objetivo efetuar a análise integrada e determinar a relevância do risco. Este comitê multidisciplinar, que atua de forma integrada com o Comitê de Riscos da Iberdrola. A análise inicia-se com a avaliação do contexto do risco e em seguida é escolhida a estratégia de tratamento mais adequada, que podem ser: (i) Evitar; (ii) Controlar ; (iii) Transferir; (iv) Aceitar.

Após a análise integrada, todos os riscos avaliados, assim como as propostas de tratamento, são submetidos à aprovação da Diretoria. Após a aprovação, ocorre a etapa de tratamento dos riscos. O processo inicia-se com a formalização do risco na Matriz Integrada de Riscos Elektro – MIRE, em que são descritos, para cada risco, os planos de ação para tratamento, o gestor responsável e os prazos de conclusão de cada ação. São propostos ainda indicadores de acompanhamento da magnitude do risco que são acompanhados no Comitê de Riscos da Elektro, Diretoria e Comitê de Riscos Corporativos.

ii. a estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

Com o objetivo de reforçar a gestão dos riscos estratégicos da empresa e facilitar a divulgação dos mecanismos de controle desses riscos, a Elektro implementou em 2005 um sistema de gestão de riscos estratégicos chamado de ERM (*Enterprise Risk Management*). Dentro desse sistema estão mapeados e

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

monitorados, além dos riscos financeiros, os principais riscos setoriais e operacionais da Elektro, dos quais destacamos: regulamentação e política tarifária do setor elétrico, planejamento de mercado e de necessidades de energia para atender a área de concessão, inadimplência, racionamento e acidentes com força de trabalho e população. Estes riscos são monitorados por meio de um painel de indicadores de riscos previamente aprovados através da Política de Riscos da Elektro, a qual é anualmente revisada e aprovada pelo Conselho de Administração, tanto da Elektro como o Grupo Controlador. Esses limites são mensalmente acompanhados e revisados com a direção da companhia. O objetivo desses indicadores é antecipar o acontecimento de eventos associados a esses riscos, permitindo que a Administração da Elektro tome ações preventivas.

Para situações imprevistas de crises e/ou desastres que representam riscos à continuidade de seu serviço essencial, a Elektro possui, desde 2009, o Plano de Continuidade do Negócio (PCN), que consiste na definição de processos críticos para a companhia e ações planejadas para aplicação em situações imprevistas, de modo a facilitar o gerenciamento de crises e garantir a continuidade do negócio. O Plano de Continuidade do Negócio (PCN) é composto pelo Comitê de Crise, pelos Diretores e tendo como função a tomada de decisões ágeis que possam reduzir os efeitos da crise no negócio.

Em 2012, a Elektro avançou na sua estrutura de gerenciamento de risco com a criação da Gestão Integrada de Riscos Elektro (GIRE), na qual todos os gestores da companhia reportam periodicamente sobre a existência ou não de novos riscos, afim de que seja possível o gerenciamento dos mesmos no tempo adequado e com as ações efetivas de tratamento e mitigação.

Buscando a melhoria contínua, em 2013 foi criado o Comitê de Gestão de Riscos, sendo formado por uma equipe multidisciplinar com representantes de diversas Diretorias. O Comitê reúne-se periodicamente, e tem como objetivo assegurar e acompanhar a gestão integrada de riscos, avaliando os riscos estratégicos e operacionais da companhia (Regulatório, Negócio, Mercado, Crédito e Operacional), bem como as ações para minimizar a ocorrência de eventos que comprometam a realização dos objetivos da empresa.

Essa instância tem como principais atribuições (i) acompanhar o resultado e a evolução dos indicadores de riscos estabelecidos na Política de Riscos da companhia, permitindo que a Administração da Elektro tome ações preventivas; (ii) mapear novos riscos obtidos pelo GIRE; (iii) definir e acompanhar constantemente os planos de ação mitigatórios e (iv) discutir eventuais alterações nos contextos dos riscos anteriormente identificados e que estão sendo tratados e acompanhados pela Elektro. Além disso, sempre que necessário, o Comitê pode deliberar a criação de grupos de trabalho específicos e focados para a tratativa e análise algum risco que esteja mais iminente. .

O tratamento dos riscos classificados como estratégicos é de responsabilidade dos gestores envolvidos e o acompanhamento é feito pelo Comitê de Riscos. Já o tratamento dos riscos inerentes às atividades (categoria operacional) é de responsabilidade do gestor do processo. Todos os riscos debatidos no Comitê de Riscos são consolidados na Matriz Integrada de Riscos Elektro (MIRE) que contempla além do descritivo dos riscos o impacto financeiro de curto e longo prazo, probabilidade de materialização e também risco de imagem.

Adicionalmente, com o objetivo de monitorar o cumprimento da política de gerenciamento de risco, a Elektro conta com uma equipe de Auditoria Interna, responsável por realizar periodicamente auditorias e verificar se as políticas e controles estabelecidos estão em funcionamento. Os resultados dessas auditorias são reportados diretamente ao Comitê de Auditoria e Cumprimento Normativo formado por três membros do Conselho de Administração da empresa. O Comitê de Auditoria e Cumprimento Normativo tem como objetivo assegurar que as atividades da auditoria interna estejam alinhadas com os objetivos da Elektro, por meio da definição de diretrizes políticas de atuação e aprovação do plano de auditoria. Também compete a tal Comitê a revisão das deficiências de Controle Interno apontadas nos relatórios de auditoria e a análise das medidas de correção adotadas, bem como acompanhamento e atuação na regularização dos pontos de auditoria.

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**

A Administração entende que a empresa possui uma estrutura adequada para garantir o cumprimento de sua política de gerenciamento de riscos. A gestão desses riscos está alinhada com os objetivos estratégicos da organização e envolve, além do Planejamento Estratégico, Auditoria e Controles Internos, gestores das áreas de negócio, definidos como *Risk Owners* de cada risco identificados como críticos para a companhia. Também, as áreas de Auditoria e Controles Internos estão estruturadas para executar testes de auditoria periódicos nas categorias: Estratégico, Operacional, *Compliance* e Financeiro, assegurando a efetividade de seus controles internos.

A Administração entende que suas práticas e a política de gerenciamento de riscos e controles internos são adequadas à sua estrutura operacional, sendo evidenciado por Certificações Internas de Controles reportados semestralmente desde 2013, sem ressalvas que pudessem impactar a estrutura operacional e de controles internos e consequentemente as Demonstrações Financeiras da companhia.

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.

O Conselho de Administração da IBERDROLA, S.A. é responsável por estabelecer o Controle e Gestão da Política de Risco Global, identificando os principais riscos enfrentados pela Companhia e as outras empresas incluídas no grupo e responsável pela organização de sistemas de monitoramento interno e de informação adequados.

A Política de Riscos da Elektro é um desdobramento da Política de Riscos Global do Grupo Controlador, que considera as características e particularidades da mesma. A Elektro deve adotar as Políticas de Risco, com especificações sobre limites de risco e Governança Corporativa, assegurando todos os controles necessários para garantir o seu cumprimento.

Anualmente a Política é revisada e aprovada pelo Conselho de Administração da Distribuidora e de sua holding, a Iberdrola.

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

(i) Riscos de mercado para os quais se busca proteção

Dentre os riscos de mercado apresentados no item 4.2 deste Formulário de Referência e para os quais a Elektro possui mecanismos de proteção estão:

– Risco de instabilidade cambial

A Elektro possui empréstimo e financiamento em moeda estrangeira e a exposição relativa à captação desses recursos é coberta pela utilização de instrumentos derivativos de proteção econômica e financeira contra a variação cambial: *Swap* de moeda, sem nenhum componente de alavancagem.

A Companhia não apresenta como prática a contratação de derivativos exóticos, bem como a utilização de instrumentos financeiros derivativos com propósitos especulativos.

De acordo com a política da Elektro, a utilização de derivativos tem como propósito único e específico proteger a Companhia de eventuais exposições a moedas ou taxas de juros. Como atualmente não há risco cambial em suas operações, excetuando-se a contratação do empréstimo e financiamento em moeda estrangeira, a utilização deste tipo de instrumento acaba sendo pontual e não de caráter usual.

Nas atividades da Companhia, é considerado risco relevante apenas a exposição cambial relacionada às variações cambiais derivadas dos pagamentos de energia comprada de Itaipu, que são atrelados ao dólar norte-americano. Essas variações cambiais passaram a ter seus efeitos neutralizados no resultado financeiro da Companhia a partir do reconhecimento dos valores a receber de parcela A e outros itens financeiros e sempre foram repassados à tarifa, tendo efeitos temporários sobre o caixa.

– Risco de inflação

Conforme mencionado no item 4.2, a elevação das taxas de inflação e eventuais políticas anti-inflacionárias adotadas pelo Governo Federal podem acarretar, em última instância, a elevação das tarifas de energia elétrica e o consequente aumento da inadimplência. O aumento da inadimplência e a redução da capacidade de pagamento dos clientes têm sido suavizados pela intensificação e melhor assertividade das ações de cobrança conduzidas pela Elektro.

Para intensificar a recuperação da inadimplência, a Elektro vem atuando por meio de: (i) programas de renegociação dos débitos pendentes atrelados à constituição de garantias; (ii) negativação de clientes em empresas de proteção ao crédito; (iii) corte do fornecimento de energia elétrica, em conformidade com a regulamentação vigente; (iv) atuação na cobrança de contas em atraso pela Central de Relacionamento com Cliente; (v) cobrança judicial; e (vi) protesto de clientes junto aos cartórios. Além disso, todas as ações de cobrança são pautadas por um modelo estatístico que avalia a propensão de um cliente ao não

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

pagamento, permitindo adotar estratégias diferenciadas de acordo com o perfil de cada cliente. Adicionalmente, a Companhia vem desenvolvendo novas tecnologias com o objetivo de fornecer outras formas de pagamento aos clientes, como por exemplo, a disponibilidade de pagamento com cartão de débito e parcelamento com cartão de crédito.

A Companhia possui, ainda, uma política para cálculo da provisão para créditos de liquidação duvidosa (PCLD), cuja metodologia tem como premissa de provisionamento o histórico do comportamento de pagamento dos clientes dentro de cada faixa de vencimento do débito. Adicionalmente, a Elektro realiza análises individuais de acordo com o histórico de inadimplemento de clientes considerados críticos.

– Risco de variação nas taxas de juros

A Companhia busca manter o equilíbrio entre ativos e passivos indexados a taxas de juros, mantendo uma proteção natural entre seus empréstimos e financiamentos e suas aplicações financeiras.

Os saldos disponíveis de caixa e títulos de renda fixa (Certificado de Depósito Bancário - CDB e debêntures) da Elektro estão aplicados em linhas de alta liquidez, que podem ser resgatadas a qualquer momento e sem risco significativo de perda de valor, fator que favorece o reequilíbrio entre ativos e passivos. Adicionalmente, essas aplicações são realizadas com taxas pós-fixadas e estão indexados à variação diária dos Certificados de Depósitos Interbancários (CDI), que, em 30 de setembro de 2016, representa 48,9% do saldo de empréstimos e financiamentos da Companhia.

A Elektro possui política de Tesouraria na qual são estabelecidos os critérios de aplicação dos recursos disponíveis no caixa da Companhia, sendo os principais: (i) o *rating* de crédito mínimo que as Instituições Financeiras devem ter com pelo menos uma das três Agências de Classificação de Risco (Standard & Poor's, Moody's ou Fitch Rating) e (ii) os limites máximos de exposição com cada instituição.

(ii) Estratégia de proteção patrimonial (*hedge*)

A Elektro possui uma política de gerenciamento de riscos, que tem como propósito único e específico proteger a empresa de eventuais exposições a fatores que possam afetar suas operações e sua posição financeira, incluindo flutuações na atividade econômica, índices de inflação, taxa de câmbio ou taxas de juros.

O impacto desses fatores sobre o Balanço e os Resultados da Companhia é monitorado constantemente por meio de simulações mensais, do fluxo de caixa para os próximos 12 meses e através dos Planos Operacionais Anuais da Companhia (Plano Operacional ou Plano) e da Revisão Trimestral do Plano Operacional Quinquenal.

Além disso, para fins de proteção patrimonial em relação à eventual exposição de ativos e passivos relevantes às variações de moedas estrangeiras ou taxas de juros externas, a Companhia adota a utilização de instrumento financeiros derivativos, detalhada abaixo.

(iii) Instrumentos utilizados para proteção patrimonial (*hedge*)

i. Utilização de Instrumentos Financeiros Derivativos

De acordo com a política da Elektro, a contratação de derivativos tem como propósito único e específico proteger a empresa de eventuais exposições de ativos e passivos relevantes, em especial contratação de passivos em moedas estrangeiras, a variações dessas moedas ou taxas de juros estrangeiras.

Em fevereiro de 2015, a Companhia alongou por 19 meses o prazo de vencimento do financiamento em moeda estrangeira (via Lei nº 4.131), contratado em junho de 2014 junto ao banco Citibank, no montante de R\$ 150.000. O prazo de vencimento inicial que era junho de 2016 passou para janeiro de 2018 e as taxas de juros foram mantidas as mesmas aplicadas no contrato original.

Em março de 2015, utilizando o instrumento financeiro da Lei nº 4.131, de 3 de setembro de 1962, a Companhia contratou duas novas linhas de financiamento no montante total de R\$ 300.470 com o prazo de vencimento de 3 anos, sendo R\$ 187.470 junto ao Banco Mizuho e R\$ 113.000 com o Banco de Tokyo.

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

Os pagamentos dos juros ocorrerão trimestralmente para ambas as contratações, enquanto os pagamentos do principal acontecerão a partir de março de 2017, sendo anual para o Banco Mizuho e trimestral para o Banco de Tokyo, com custo médio final de 93,6% do CDI.

Objetivando neutralizar qualquer risco cambial derivado dessas operações, foram contratadas operações de swap com o mesmo fluxo de liquidação do financiamento, resultando assim, em uma única operação denominada em moeda nacional atrelada à variação dos Certificados de Depósitos Interbancários (CDI).

Em maio de 2015, a Companhia alongou por 24 meses o prazo de vencimento do financiamento em moeda estrangeira (via Lei nº 4.131), contratado em junho de 2014 junto ao Banco de Tokyo, no montante de R\$ 100.000. O prazo de vencimento inicial que era junho de 2016 passou para junho de 2018, com redução da taxa de 103% para 100,5% do CDI.

Em 2014, a empresa utilizando o instrumento financeiro da Lei nº 4.131, de 3 de setembro de 1962, contratou linhas de financiamento de longo prazo denominadas em moeda estrangeira no montante total de R\$ 400,0 milhões (US\$ 177,5 milhões) e com prazo de vencimento de 2 anos. Objetivando a neutralização de qualquer risco cambial derivado desta operação, a empresa contratou *swap* com o mesmo prazo de vencimento e sobre o mesmo valor da operação de empréstimo, resultando, assim, em uma operação denominada em moeda nacional com um custo médio final atrelado a 103,7% do CDI.

Em 2013 a Companhia captou empréstimo em moeda estrangeira com o Banco Europeu de Investimentos ("BEI") no montante de USD 128.898, com juros pré-fixados de 3,402%, prazo de vencimento de 12 anos, pagamento de juros semestrais e 3 (três) anos de carência para pagamento do principal. Para esta operação foram contratadas duas operações de "Swap" com os bancos Santander e HSBC (sendo 50% do montante total da dívida para cada banco) com o mesmo fluxo de liquidação do financiamento, cujo objetivo é a proteção contra risco de variação nas taxas de câmbio. Por meio dos "Swaps" substituiu-se o custo em dólar da dívida, com juros pré-fixados, por um custo em reais atrelado à variação dos Certificados de Depósitos Bancários (CDI), resultando, assim, em uma operação denominada em moeda nacional com um custo final abaixo do CDI em 0,30 ponto percentual.

Em março de 2016, após reavaliação do Pronunciamento Técnico CPC 39 Instrumentos Financeiros: Apresentação, e para melhor demonstrar os itens que compõem o endividamento financeiro que antes era apresentado líquido no passivo, a Companhia segregou a contabilização do montante a pagar referente a empréstimos em moeda estrangeira objeto de hedge no passivo e do valor a receber referente ao instrumento de hedge derivativo (*swap*) no ativo. Embora esses instrumentos financeiros tenham sido contratados ao mesmo tempo e com um propósito específico, possuem contratos e fluxos de caixa separados. Esta mudança não afeta a condição financeira, nem a capacidade de pagamento da Companhia e refere-se apenas a uma reclassificação contábil para melhor apresentação de suas Demonstrações Financeiras.

A utilização de derivativos tem como propósito único e específico proteger a Companhia de eventuais exposições a moedas ou taxas de juros.

A partir de março de 2016 para o cálculo das operações em moeda estrangeira (via Lei 4.131 e BEI) foram utilizados os valores marcados a mercado considerando o *spread* de crédito de cada uma dessas operações e respeitando os respectivos parâmetros contratuais, de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 46 e IFRS 13.

Os passivos financeiros dos empréstimos e financiamentos obtidos em **moeda estrangeira** são mensurados e apresentados ao valor justo, por meio de resultado.

Para contratos vinculados a projetos específicos do setor, obtidos junto à **Eletrobrás**, os valores de mercado são considerados idênticos aos saldos contábeis, uma vez que não existem instrumentos similares disponíveis, com vencimentos e taxas de juros comparáveis.

Os valores de mercado dos **instrumentos financeiros derivativos** são calculados projetando os fluxos futuros das operações (ativo e passivo) utilizando as condições contratadas, descontando esse fluxo por taxas estimadas de mercado e considerando seu *spread* de crédito. Os derivativos a elas vinculados, por sua vez, foram considerados instrumentos de *hedge* (*hedge accounting*). Nível hierárquico 2.

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

As **debêntures** estão avaliadas e registradas pelo método do custo amortizado, seguindo os termos das respectivas escrituras de emissão. O valor de mercado das debêntures da 5ª e 6ª Emissão é calculado segundo metodologia de fluxo de caixa descontado, com base na taxa de juros da 6ª Emissão de debêntures da Elektro definida no processo de *bookbuilding*, utilizada como melhor estimativa para essas operações. As debêntures foram classificadas como “passivos financeiros não mensurados ao valor justo” e o valor de mercado é apenas informativo.

A empresa também possui pagamentos de compra de energia de Itaipu que são atrelados ao dólar norte-americano. Porém, essas variações cambiais estão contempladas no reajuste tarifário anual aplicável à Companhia, conforme mecanismo da Conta de Compensação de Variações de Itens da Parcela A (CVA), possuindo, portanto, um hedge “natural”.

(iv) Parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos

A Elektro possui uma política de gerenciamento de riscos, que tem como propósito único e específico proteger a empresa de eventuais exposições a fatores que possam afetar suas operações e sua posição financeira, incluindo flutuações na atividade econômica, índices de inflação, taxa de câmbio ou taxas de juros. Estes fatores são monitorados através de simulações mensais, do fluxo de caixa, para os próximos 12 meses e através de Planos Operacionais Anuais da Companhia (Plano Operacional ou Plano) e da Revisão Trimestral do Plano Operacional Quinquenal.

O Plano Operacional é elaborado através da simulação de cenários, que são analisados e discutidos entre os membros da Diretoria, antes que seja definida a versão final do Plano. Estes cenários se baseiam em premissas que são agrupadas em:

- Econômicas: principais indicadores econômico-financeiros, como crescimento do Produto Interno Bruto, taxas de inflação, câmbio e juros;
- Financeiras: política de financiamento dos novos investimentos, política de aplicação de recursos, entre outras;
- Mercado: crescimento do consumo de energia pelas diferentes classes de clientes, clientes livres, compra de energia;
- Regulatórias: regras gerais do mercado, encargos, mecanismos de repasse, reajustes e revisões tarifárias;
- Operacionais: níveis de despesas e investimentos. O Orçamento é elaborado através das definições e direcionamentos estratégicos onde são definidas as metas e diretrizes que suportam o Plano Plurianual.
- Além disso, a companhia mantém processo constante de análise prognóstica e diagnóstica de seu desempenho;
- Análise prognóstica: antecipação em relação a impactos no resultado futuro da companhia de potenciais mudanças em discussão, tal como alterações em regras contábeis ou na legislação vigente. Este acompanhamento é feito através da atualização das projeções de longo prazo da Elektro e discussão das premissas com as áreas, em processo similar ao adotado quando da elaboração do Plano; e
- Análise Diagnóstica: é realizada através da análise das variações dos resultados realizados como cenário projetado no Plano. São discutidas junto às áreas as justificativas para eventuais desvios e traçados planos de ação para correção dos mesmos, que são acompanhados em reuniões mensais, envolvendo a Diretoria da Elektro.

Por fim, estão relacionados abaixo os principais parâmetros utilizados pela Companhia para o gerenciamento de seus principais riscos:

Variação das taxas de juros e inflação

Os instrumentos financeiros da Elektro estão sujeitos às oscilações da taxa do CDI (Certificado de Depósito Interbancário), IGP-M (Índice Geral de Preços do Mercado), TJLP (taxa de juros de Longo Prazo) e IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Amplo), e, portanto, estarão sujeitos aos riscos envolvendo a variação de tais taxas de juros e/ou inflação.

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

Risco de Crédito

A Elektro não realiza análise de crédito previamente ao início do fornecimento de energia, pois, conforme previsto no Contrato de Concessão assinado com a ANEEL em 27 de agosto de 1998, bem como de acordo com a regulamentação do setor elétrico, a distribuidora de energia elétrica é obrigada a fornecer energia a todos os clientes localizados na sua área de concessão.

Para intensificar a recuperação da inadimplência, a Companhia atua por meio de: (i) programas de renegociação dos débitos pendentes atrelados a garantias; (ii) negativação de clientes em empresas de proteção ao crédito; (iii) corte do fornecimento de energia elétrica, em conformidade com a regulamentação vigente; (iv) contratação dos serviços de empresas especializadas na cobrança de contas em atraso; e (v) cobrança judicial. Adicionalmente, a Companhia vem desenvolvendo novas tecnologias com o objetivo de fornecer outras formas de pagamento aos clientes, como por exemplo, a disponibilidade de pagamento com cartão de débito e parcelamento com cartão de crédito.

Em 31 de dezembro de 2014, o índice de inadimplência no encerramento do exercício foi de 4,0% (3,9% em 31 de dezembro de 2013). Este índice é calculado considerando o montante total de contas a receber dividido pelo faturamento bruto dos últimos 12 meses.

Hedge

Conforme já mencionado, a contratação de derivativos pela Companhia tem como propósito único e específico proteger a empresa de eventuais exposições de ativos e passivos relevantes, em especial passivos contratados em moedas estrangeiras, a variações dessas moedas ou taxas de juros estrangeiras.

Risco da Revisão e do Reajuste das Tarifas de Fornecimento

Os processos de Revisão e Reajuste Tarifários são garantidos por contrato e empregam metodologias previamente definidas. Alterações na metodologia vigente devem ser amplamente discutidas e contarão com contribuições da Companhia, concessionárias e demais agentes do setor.

Em caso de evento imprevisível que venha a afetar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, a Elektro poderá justificar e requerer ao regulador a abertura de uma Revisão Tarifária Extraordinária, ficando a realização desta por critério do regulador. A própria ANEEL também poderá proceder com Revisões Extraordinárias caso haja criação, alteração ou exclusão de encargos e/ou tributos, para repasse dos mesmos às tarifas.

Risco de Liquidez

A Companhia gerencia o risco de liquidez mantendo adequadas reservas de recursos e linhas de crédito aprovadas com algumas das principais instituições financeiras do país, por meio do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, e pela combinação dos perfis de vencimento dos ativos e passivos financeiros.

A Companhia possui linhas de crédito *stand by* que podem ser sacadas em momentos de necessidade de caixa, tais linhas não possuem *commitment fee*.

Risco de Mercado – Compra de Energia

Considerando as condições estabelecidas pelo atual marco regulatório para a contratação de energia pelas distribuidoras, principalmente por meio de leilões regulados pela ANEEL, a Elektro participou ativamente de todos os mecanismos de compra de energia previstos na regulação para a contratação de sua necessidade de energia para 2014. Ainda assim, após os eventos descritos abaixo, a Elektro apresenta uma insuficiência contratual anual de 9,3% em 2014, que decorre da combinação dos seguintes efeitos:

(i) recontração parcial do volume de energia existente para os contratos que terminaram em dezembro de 2012 em virtude do cancelamento do Leilão A-1 previsto para 2012 e a insuficiência na distribuição das cotas compulsórias provenientes das usinas que aceitaram a renovação das concessões, conforme estabelecido na Lei nº 12.783/13 e Decreto nº 7.945/13;

(ii) rescisão contratual dos CCEARs provenientes dos 6º e 7º leilões de energia nova devido à revogação da autorização das usinas pela ANEEL;

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

(iii) falta de oferta de energia por parte dos geradores no Leilão A-0, ocorrido em junho de 2013, que previa o suprimento de energia no período entre julho de 2013 a junho de 2014;

(iv) recontração parcial do volume de energia existente para os contratos que terminaram em dezembro de 2013 no Leilão A-1, ocorrido em 17 de dezembro de 2013;

(v) atraso na entrada em operação comercial de alguns empreendimentos de geração, com consequente suspensão da obrigação contratual de suprimento dos CCEARs devido principalmente a liminares judiciais, mas também a determinações da ANEEL;

Conforme legislação vigente, esta exposição é considerada involuntária, portanto não implicará em penalidades e seu custo será repassado integralmente dentro dos processos tarifários.

A necessidade de contratação de energia decorrente da insuficiência contratual não suprida em 2013 e 2014, conforme motivos citados anteriormente, foi parcialmente atendida através dos seguintes mecanismos:

(i) 13º Leilão de Energia Existente A-0, ocorrido em 30 de abril de 2014, com a aquisição de 212 MWmed e início de suprimento a partir de maio de 2014;

(ii) 14º Leilão de Energia Existente A-1 ocorrido em 05 de dezembro de 2014, com a aquisição de 27,96 MWmed e início de suprimento a partir de janeiro de 2015;

(iii) Alocação de novas cotas de garantia física.

Para os próximos anos, parte do volume necessário para suprir o nosso mercado, já foi adquirido em leilões ocorridos em anos anteriores, assim como nos leilões realizados em 2014:

(i) 19º Leilão de Energia Nova A-3, ocorrido em 6 de junho de 2014, com a aquisição de 5,77 MWmed e início de suprimento a partir de janeiro de 2017;

(ii) 20º Leilão de Energia Nova A-5, ocorrido em 28 de novembro de 2014, com a aquisição de 119,98 MWmed e início de suprimento a partir de janeiro de 2019.

Assim, em 2014 o suprimento de energia para a Elektro foi realizado (i) 59,2% por meio de contratos provenientes de Leilões de Energia no Ambiente Regulado, (ii) 20,5% da energia compulsória proveniente de Itaipu, (iii) 9,3% decorreram de compras no mercado spot, (iv) 2,1% provém de empreendimentos participantes do Programa de Incentivo a Fontes Alternativas (Proinfa), (v) 8,9% provenientes de outras fontes, tais como Contratos de Cotas decorrentes das novas regras estabelecidas pela Lei 12.783/13 e de também por compra de energia de Geração Distribuída.

Para suprir parte do mercado de 2015, ocorreu em 15 de janeiro de 2015 o 18º Leilão de Ajuste com a aquisição de 51,3 MWmed, sendo: 4,5 MWmed com período de suprimento de 01 de janeiro a 31 de março de 2015 e 46,7 MWmed com período de suprimento de 01 de janeiro a 30 de junho de 2015.

O restante deverá ser contratado através de leilões específicos a serem realizados a partir de 2015 conforme previsto na legislação vigente ou através de outros mecanismos de compra de energia disponíveis. Reafirma-se que independente do sucesso nestas contratações, a exposição é considerada involuntária, portanto não implicará em penalidades e seu custo será repassado integralmente dentro dos processos tarifários subsequentes.

Risco de Interrupção no Fornecimento de Energia Elétrica

A Elektro, com o intuito de minimizar os efeitos provocados por eventual descontinuidade do fornecimento de energia elétrica para seus clientes, atribuídos a eventos não previsíveis, e que atingem sua infraestrutura de sistemas elétricos, atua de forma intensa para reduzir o número de unidades consumidoras afetadas e também diminuir a frequência e o tempo dessas interrupções.

Dentre as ações executadas para diminuir a frequência e o tempo das interrupções, destaca-se a disponibilidade de três subestações móveis próprias que permitem flexibilidade operacional e agilidade no restabelecimento do fornecimento de energia elétrica. Acrescente-se o investimento na digitalização de

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

108 subestações (SE), a automação do comando de 1.139 equipamentos em redes de distribuição utilizando comunicação com tecnologia GSM que dispensa o deslocamento de equipes para a execução das tarefas, bem como a implantação de 104 sistemas de auto restabelecimento 'Self Healings', que transferem de forma automática trechos desenergizados para fontes alternativas evitando desligamentos de longa duração. Esses sistemas beneficiam atualmente 75 municípios e 265.000 consumidores.

Como ações para reduzir o número de unidades consumidoras atingidas, a Elektro mantém consistente programa de manutenção preventiva, atuando em média em 20 mil km de rede por ano, bem como realiza investimentos de melhoria, expansão e modernização como a modernização de 458 disjuntores e a instalação de 2,2 mil km de redes compactas com cabos protegidos, nos últimos 9 anos.

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

A Companhia não opera instrumentos financeiros com objetivo diverso de proteção patrimonial. De acordo com a política da Elektro, a utilização de derivativos tem como propósito único e específico proteger ativos e passivos relevantes da empresa, em especial passivos contratados em moedas estrangeiras, a variações dessas moedas ou taxas de juros estrangeiras.

(vi) Estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos

Com o objetivo de reforçar a gestão dos riscos estratégicos da empresa e facilitar a divulgação dos mecanismos de controle desses riscos, a Elektro implementou em 2005 um sistema de gestão de riscos estratégicos chamado de ERM (*Enterprise Risk Management*). Dentro desse sistema estão mapeados e monitorados, além dos riscos financeiros, os principais riscos setoriais e operacionais da Elektro, dos quais destacamos: regulamentação e política tarifária do setor elétrico, planejamento de mercado e de necessidades de energia para atender a área de concessão, inadimplência, racionamento e acidentes com força de trabalho e população. Estes riscos são monitorados por meio de um painel de indicadores de riscos, que são mensalmente atualizados e revisados com a direção da companhia. O objetivo desses indicadores é antecipar o acontecimento de eventos associados a esses riscos, permitindo que a Administração da Elektro tome ações preventivas.

Para situações imprevistas de crises e/ou desastres que representam riscos à continuidade de seu serviço essencial, a Elektro possui, desde 2009, o Plano de Continuidade do Negócio (PCN), que consiste na definição de processos críticos para a companhia e ações planejadas para aplicação em situações imprevistas, de modo a facilitar o gerenciamento de crises e garantir a continuidade do negócio. O Plano de Continuidade do Negócio (PCN) é composto pelo Comitê de Crise, pelos Diretores e tendo como função a tomada de decisões ágeis que possam reduzir os efeitos da crise no negócio.

Em 2012, a Elektro avançou na sua estrutura de gerenciamento de risco com a criação da Gestão Integrada de Riscos Elektro (GIRE), na qual todos os gestores da companhia reportam mensalmente sobre a existência ou não de novos riscos, afim de que seja possível o gerenciamento dos mesmos no tempo adequado e com as ações efetivas de tratamento e mitigação.

Buscando a melhoria contínua, em 2013 foi criado o Comitê de Gestão de Riscos, sendo formado por uma equipe multidisciplinar com representantes de todas as Diretorias e Gerências Executivas da Elektro. O Comitê reúne-se mensalmente, e tem como objetivo assegurar e acompanhar a gestão integrada de riscos, avaliando os riscos estratégicos e operacionais da companhia (Regulatório, Negócio, Mercado, Crédito e Operacional), bem como as ações para minimizar a ocorrência de eventos que comprometam a realização dos objetivos da empresa.

Essa instância tem como principais atribuições acompanhar o resultado e a evolução dos indicadores de riscos estabelecidos na Política de Riscos da companhia, permitindo que a Administração da Elektro tome ações preventivas; mapear novos riscos, obtidos pelo GIRE, bem como definir e acompanhar constantemente os planos de ação mitigatórios e discutir eventuais alterações nos contextos dos riscos anteriormente identificados e que estão sendo tratados e acompanhados pela Elektro. Além disso, sempre que necessário, o Comitê pode deliberar a criação de grupos de trabalho específicos e focados para a tratativa e análise algum risco que esteja mais iminente. Como consequência dessas atribuições, a análise e atualização da matriz SWOT também é uma das contribuições do Comitê de Riscos Elektro.

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

Todos os riscos debatidos no Comitê de Riscos são consolidados na Matriz Integrada de Riscos Elektro (MIRE) que contempla além do descritivo dos riscos o impacto financeiro de curto e longo prazo, probabilidade de materialização e também risco de imagem.

Os resultados das reuniões deste Comitê bem como a MIRE são reportados mensalmente para o acionista controlador.

Anualmente, a Política de Riscos da Elektro é revisada e aprovada pelo Conselho de Administração tanto da Elektro como do Grupo Controlador.

Adicionalmente, com o objetivo de monitorar o cumprimento da política de gerenciamento de risco, a Elektro conta com uma equipe de Auditoria Interna, responsável por realizar periodicamente auditorias e verificar se as políticas e controles estabelecidos estão em funcionamento. Os resultados dessas auditorias são reportados diretamente ao Comitê de Auditoria e Cumprimento Normativo formado por três membros do Conselho de Administração da empresa. O Comitê de Auditoria e Cumprimento Normativo tem como objetivo assegurar que as atividades da auditoria interna estejam alinhadas com os objetivos da Elektro, por meio da definição de diretrizes políticas de atuação e aprovação do plano de auditoria. Também compete a tal Comitê a revisão das deficiências de Controle Interno apontadas nos relatórios de auditoria e a análise das medidas de correção adotadas, bem como acompanhamento e atuação na regularização dos pontos de auditoria.

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

A Administração entende que a empresa possui uma estrutura adequada para garantir o cumprimento de sua política de gerenciamento de riscos. A gestão desses riscos está alinhada com os objetivos estratégicos da organização e envolve, além do Planejamento Estratégico, Auditoria e Controles Internos, gestores das áreas de negócio, definidos como Risk Owners de cada risco identificados como críticos para a companhia. Também, as áreas de Auditoria e Controles Internos estão estruturadas para executar testes de auditoria periódicos nas categorias: Estratégico, Operacional, Compliance e Financeiro, assegurando a efetividade de seus controles internos.

A Administração entende que suas práticas e a política de gerenciamento de riscos e controles internos são adequadas à sua estrutura operacional, sendo evidenciado por Certificações Internas de Controles reportados semestralmente desde 2013, sem ressalvas que pudessem impactar a estrutura operacional e de controles internos e consequentemente as Demonstrações Financeiras da Companhia.

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

5.3 COMENTÁRIOS DOS DIRETORES SOBRE OS CONTROLES INTERNOS ADOTADOS PARA ASSEGURAR A ELABORAÇÃO DE DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONFIÁVEIS, CONFORME:

A. GRAU DE EFICIÊNCIA DOS CONTROLES, INDICANDO EVENTUAIS IMPERFEIÇÕES E PROVIDÊNCIAS ADOTADAS PARA CORRIGI-LAS

Visando mitigar os riscos que possam impactar significativamente suas demonstrações financeiras, a Companhia, anualmente, avalia seus riscos financeiros, bem como os controles internos associados a cada um desses riscos, em conjunto com as áreas responsáveis, a fim de atualizar a matriz de risco e o mapa dos processos de negócio. Adicionalmente, quaisquer falhas identificadas na execução de controles são corrigidas por meio da aplicação de planos de ação com o objetivo de garantir a efetividade na execução no encerramento do exercício.

A Companhia possui também controle de acesso de seu sistema corporativo (SAP) utilizado na gestão das atividades financeiras e de seu sistema comercial (UE), assegurando uma maior efetividade quanto a segregação de função para estas atividades.

Com base no resultado destas atividades, os diretores da Companhia entendem que seu ambiente de controles internos é adequado e que possui grau de eficiência satisfatório.

B. ESTRUTURAS ORGANIZACIONAIS ENVOLVIDAS

São envolvidos na gestão de controles internos a Gerência Executiva de Controladoria (Controles Internos), a Auditoria Interna e áreas responsáveis pelos processos críticos que impactam direta ou indiretamente as Demonstrações Financeiras (Diretorias: Financeira, Regulatória, Jurídico, Comercial, Operações, Recursos Humanos, TI e Serviços Corporativos) através da execução e reporte dos controles.

C. SUPERVISÃO DOS CONTROLES INTERNOS

Durante o exercício de 2015, a efetividade dos controles internos, foi testada pela área de Auditoria Interna da Companhia. Os testes foram realizados seguindo a metodologia estabelecida pela Auditoria Corporativa da empresa. A definição do ambiente de controle segue os padrões da Lei Norte Americana Sarbanes-Oxley (SOX), mesmo a Companhia não estando obrigada a esta exigência. Os resultados destes testes têm contribuído para o fortalecimento da efetividade dos controles, bem como para a disseminação da importância destas ações dentro da organização.

D. DEFICIÊNCIAS E RECOMENDAÇÕES SOBRE OS CONTROLES INTERNOS PRESENTES NO RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE

Os auditores independentes da Companhia não opinaram no Relatório do Auditor Independente referente às Demonstrações Financeiras de 2015, divulgado em 19 de fevereiro de 2016, sobre os sistemas de controles internos da Elektro, uma vez que o escopo do trabalho é o de emitir opinião sobre as Demonstrações Financeiras da Companhia, embora considerem os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras e para planejar os procedimentos de auditoria que são realizados anualmente.

Complementarmente à auditoria das Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2015, os auditores independentes emitiram "Relatório de Recomendação – memorando de sugestões sobre procedimentos contábeis e controles internos". Como resultado desta avaliação, foram feitas à Companhia, sugestões de aprimoramento dos controles internos. Na avaliação da Diretoria, nenhuma das sugestões feitas pelos auditores independentes se configura como uma deficiência significativa do sistema contábil e de controles internos.

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

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

Como resultado da avaliação dos Auditores Independentes, sugestões de aprimoramento dos controles internos foram feitas à Companhia, não sendo apresentadas deficiências significativas do sistema contábil e de controles internos.

A Administração da Elektro entende que o processo de revisão e acompanhamento dos controles internos é robusto e mitiga os riscos inerentes ao negócio. A empresa pratica metodologia adotada em conjunto com a Iberdrola (acionista controlador) e realiza reportes mensais do sistema de controles internos, apresentando evidências para cada controle.

A Administração conta, ainda, com o processo de revisão dos auditores internos, auditores externos e apresentação dos resultados ao Comitê de Riscos, Comitê de Auditoria e Conselho de Administração.

Todas essas metodologias visam o aperfeiçoamento contínuo do processo robusto e sólido que a Companhia estabeleceu de forma a minimizar a exposição aos riscos, identificando e tratando previamente de maneira efetiva.

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

5.4. Eventuais expectativas de redução ou aumento na exposição do emissor aos riscos relevantes acima expostos

A Companhia monitora constantemente os riscos do seu negócio que possam impactar de forma adversa suas operações e resultados, inclusive mudanças no cenário macroeconômico e setorial que possam influenciar suas atividades, como por exemplo, o risco de racionamento de energia, analisando índices de preços e de atividade econômica, assim como a oferta e demanda de energia elétrica. A Companhia também administra de forma sustentável sua posição de caixa e seu capital de giro.

Como alteração relevante na exposição aos riscos mencionados, a companhia identificou o aumento do risco relacionado a sobrecontratação de energia verificado principalmente a partir da realocação de cotas em 2015, e a redução no consumo de energia em decorrência do cenário econômico desfavorável. Este tema vem sendo tratado pelas distribuidoras através de sua associação (ABRADEE) no âmbito do MME e ANEEL, para endereçamento apropriado de forma a mitigar possíveis impactos para o setor.

Com o intuito de evitar um desequilíbrio econômico-financeiro para as empresas do setor, a ANEEL, através da Resolução Normativa nº 706 de 1º de abril de 2016, informou que o efeito desta realocação de cotas será considerado como involuntário, ou seja, com a respectiva cobertura tarifária. A Companhia tem até o encerramento do ano de 2016 para concluir e endereçar todos os pontos relacionados à sobrecontratação, visando assegurar que haja cobertura tarifária integral para estes eventos.

Ao longo de 2015 houve uma recuperação do nível dos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste para 29,8% da capacidade e em Março de 2016 o nível chegou a 56,6%, eliminando o risco de racionamento para este ano.

Com o aumento do endividamento e comprometimento da renda das famílias brasileiras, o risco de inadimplência no pagamento de faturas de energia tem demonstrado certa relação com essa tendência econômica. No entanto, para mitigar os efeitos deste risco, a Elektro está constantemente monitorando os índices de inadimplência com intuito de definir suas estratégias de ação, tal como o parcelamento de débito, negativação, suspensão no fornecimento de energia ou desligamento, utilização de credit scoring para avaliação das ações de cobrança, além de discutir com o órgão regulador as regras de definição do limite de inadimplência reconhecido na tarifa de energia.

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

5.5 Outras informações que o emissor julgue relevantes

Todas as informações relevantes foram fornecidas acima.

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

10.1 Comentários dos Diretores

A. Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os diretores entendem que a Companhia apresentou, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013, condições financeiras e patrimoniais adequadas para desenvolver as atividades da Companhia, implementar seu plano de negócios e cumprir suas obrigações de curto, médio e longo prazos.

O índice de liquidez geral da Companhia¹ foi de 1,40; 1,62 e 1,81 nos anos de 2015, 2014 e 2013 respectivamente, e o índice de liquidez corrente² de 1,31; 1,94 e 1,51 para os mesmos anos, indicando que a Companhia possui capital de giro que permite ter liquidez e recursos de capital suficientes para suportar as atividades relacionadas a seus negócios.

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013, a Elektro apresentava grau de alavancagem prudente (49,7%, 42,1% e 35,9%, respectivamente), com dívidas concentradas no longo prazo e custos de captação adequados, o que vem garantindo liquidez para a Companhia.

Adicionalmente, caso se identifique a necessidade de acessar o mercado para financiar seus investimentos ou para captar recursos para capital de giro, os diretores da Companhia entendem que a Elektro tem capacidade para contratá-los, visto que atualmente tem acesso a fontes de financiamento para o desenvolvimento de seus negócios, e dado que seu *rating* corporativo ('brAA-' pela *Standard & Poor's*, obtido em 17 de fevereiro de 2016, após rebaixamento do risco de crédito soberano do Brasil) é o melhor *rating* possível que uma empresa regulada poderia ter na escala de crédito nacional.

Outros eventos relacionados a situações não administráveis pela Companhia são comentados nos itens subsequentes, assim como seus potenciais efeitos sobre a liquidez.

B. Estrutura de capital

Os diretores entendem que a Companhia possui estrutura de capital adequada às suas operações.

2015

A Elektro encerrou 2015 com endividamento líquido de R\$ 1.939,3 milhão, quando a posição encerrada em 31 de dezembro de 2014 foi de R\$ 1.617,2 milhão. Em 2015, o resultado do endividamento total foi de R\$ 2.728,7 milhões e o saldo de caixa, aplicações financeiras e caução de fundos de R\$ 789,4 milhões. A dívida de curto prazo corresponde a 20% do endividamento total.

Ao longo de 2015 foi liberado o montante de R\$ 58,9 milhões referente ao contrato de financiamento junto ao BNDES e Banco do Brasil, firmado em dezembro de 2013 na modalidade FINEM, de um total de R\$ 348,4 milhões destinados à implantação do Plano de Investimentos 2013-2014, com prazo de financiamento de 10 anos e carência de 2 anos.

Em fevereiro de 2015, a Companhia alongou por 19 meses o prazo de vencimento do financiamento em moeda estrangeira (via Lei nº 4131), contratado em junho de 2014 junto ao Citibank, no montante de R\$ 150,0 milhões. O prazo inicial que era junho de 2016 passou para janeiro de 2018 e as taxas de juros foram mantidas as mesmas aplicadas no contrato original.

Em março de 2015, utilizando o instrumento financeiro da Lei nº 4.131, de 3 de setembro de 1962, a Companhia contratou duas novas linhas de financiamento denominadas em moeda estrangeira no montante total de R\$ 300,5 milhões, com o prazo de vencimento de 3 anos, sendo R\$ 187,5 milhões junto ao Banco Mizuho e R\$ 113,0 milhões com o Banco de Tokyo. Os pagamentos dos juros ocorrerão trimestralmente para ambas contratações, enquanto os pagamentos do principal acontecerão a partir de março de 2017, sendo anual para o Banco Mizuho e trimestralmente para o Banco de Tokyo, com custo médio final de 93,6% do CDI.

Em maio de 2015, a Companhia alongou por 24 meses o prazo de vencimento do financiamento em moeda estrangeira (via Lei nº 4131), contratado em junho de 2014 junto ao Banco de Tokyo, no montante de R\$ 100,0 milhões. O prazo inicial que era junho de 2016 passou para junho de 2018 e a taxa reduziu de 103% do CDI para 100,5% do CDI.

¹ (Ativo Circulante + Ativo Não Circulante)/(Passivo Circulante + Passivo Não Circulante)

² Ativo Circulante/Passivo Circulante

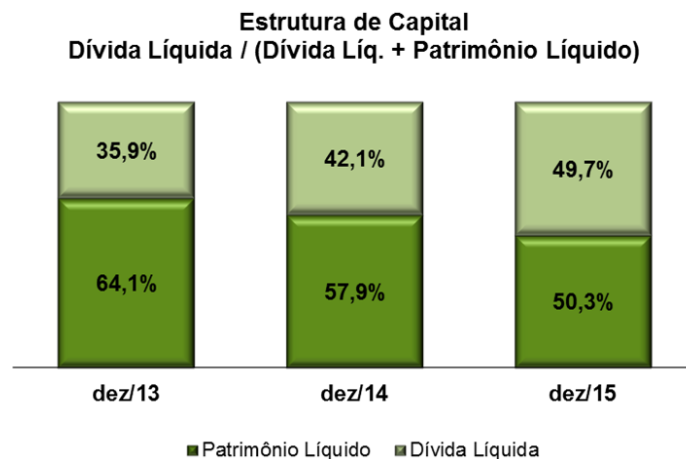
10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Objetivando a neutralização de qualquer risco cambial derivado das operações da Lei nº 4131, foram contratadas operações de swap com o mesmo fluxo de liquidação do financiamento, resultando, assim, em uma operação denominada em moeda nacional atrelada à variação dos Certificados de Depósitos Interbancários (CDI).

Em dezembro de 2015, também foi liberado o montante de R\$ 110,0 milhões, referente ao novo contrato de financiamento junto ao BNDES, firmado em 17 de dezembro de 2015 na modalidade FINEM, de um total de R\$ 258,2 milhões, destinado à implantação do Plano de Investimentos 2015-2016 com prazo de financiamento de 8,5 anos e carência de 19 meses.

Adicionalmente, em 17 de dezembro de 2015, a Elektro também assinou contrato com o Banco Europeu de Investimento (BEI) no valor de até EUR 150 milhões e prazo de até 11 anos, cujo crédito está disponível para saque a ser realizado conforme realização do investimento e necessidade da Companhia. O contrato tem por objetivo apoiar os investimentos para os anos de 2015 a 2017 de modernização e ampliação da rede de distribuição de energia da Elektro.

A Companhia, nos últimos 12 meses, incrementou a alavancagem de 42,1% para 49,7%, ainda assim, mantendo uma composição adequada entre capital próprio e de terceiros com endividamento a taxas atrativas para financiamento de seus investimentos e manutenção de sua liquidez financeira.



Não há previsão estatutária para o resgate de ações, devendo a Companhia seguir a legislação vigente, conforme artigo 44 da lei 6.404/76, na hipótese de decisão por esta operação. Também não há qualquer previsão ou intenção, no momento, de resgatar ações da Companhia.

2014

A Elektro encerrou o ano de 2014 com endividamento líquido de R\$ 1.617,2 milhões (40,5% maior que a posição encerrada em 31 de dezembro de 2013, quando o endividamento líquido era de R\$ 1.151,0 milhões), resultado do endividamento total de R\$ 2.195,8 milhões e saldo de caixa, aplicações financeiras e caução de fundos de R\$ 578,7³ milhões. A dívida de curto prazo corresponde a 6% do total do endividamento. O aumento no endividamento líquido foi necessário, pois durante o ano de 2014, houve necessidade de recursos financeiros para saldar os gastos com a compra de energia a preços mais altos, bem como todos os demais compromissos financeiros da Companhia. Diante deste cenário, a Elektro manteve sua gestão de caixa prudente visando assegurar sua liquidez financeira, garantindo a estabilidade do negócio, bem como a capacidade de honrar seus compromissos e manter o nível de investimentos.

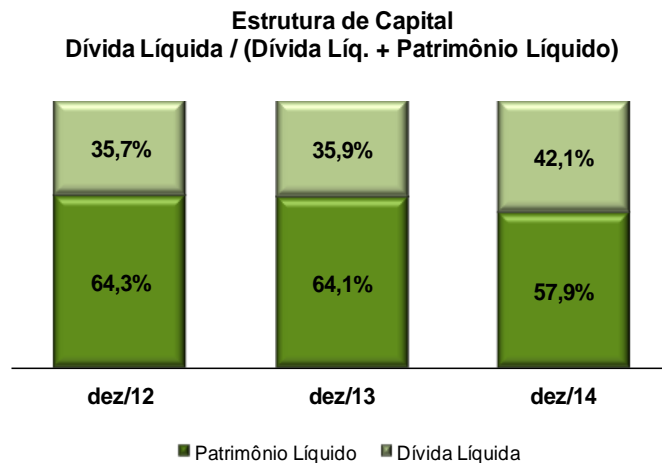
Durante o ano de 2014, a empresa captou o total de R\$ 607,7 milhões, dos quais R\$ 207,7 para financiar seu programa de investimentos, sendo (i) R\$ 196,1 milhões por meio da nova linha de financiamento com o BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social) e R\$ 0,6 milhões através de linha de financiamento já existente, (ii) R\$ 7,7 milhões por meio da nova linha de financiamento relacionada a projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação com a Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e R\$ 3,3 milhões através de linha de financiamento já existente.

³ Considera garantias específicas de dívidas, excluindo garantias caucionadas para compra de energia elétrica, fundo educacional e outros.

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

Entre os dias 10 e 17 de junho de 2014, a empresa utilizando o instrumento financeiro da Lei nº 4.131, de 3 de setembro de 1962, contratou linhas de financiamento de longo prazo denominadas em moeda estrangeira no montante total de R\$ 400,0 milhões (US\$ 177,5 milhões) e com prazo de vencimento de 2 anos. Objetivando a neutralização de qualquer risco cambial derivado desta operação, a empresa contratou *swap* com o mesmo prazo de vencimento e sobre o mesmo valor da operação de empréstimo, resultando, assim, em uma operação denominada em moeda nacional com um custo médio final atrelado a 103,7% do CDI.

Estas captações estão em linha com a política da Companhia de obtenção de endividamento com taxas atrativas para financiamento de seus investimentos e manutenção de sua liquidez financeira.



2013

A Elektro encerrou o ano de 2013 com endividamento líquido de R\$ 1.151,0 milhões (7,3% maior que a posição encerrada em 31 de dezembro de 2012, quando o endividamento líquido era de R\$ 1.073,0 milhões), resultado do endividamento total de R\$ 1.619,0 milhões e saldo de caixa, aplicações financeiras e caução de fundos de R\$ 468,0⁴ milhões. A dívida de curto prazo correspondia a 8% do total do endividamento.

Durante o ano de 2013, a empresa captou R\$ 339,4 milhões para financiar seu programa de investimentos, sendo (i) R\$ 40,4 milhões por meio da linha de financiamento já existente com o BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social), (ii) R\$ 18,0 milhões por meio da linha de financiamento relacionada a projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação com a Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e (iii) R\$ 281,0 milhões com o Banco Europeu de Investimentos (BEI), conforme detalhamento da operação descrito a seguir. Estas captações estão em linha com a política da Companhia de obtenção de endividamento com taxas atrativas para financiamento de seus investimentos.

O BEI é a instituição financeira da União Europeia (UE), existente desde 1958, que tem por missão promover o desenvolvimento equilibrado e a coesão econômica e social dos seus estados-membros, financiando projetos de infraestrutura nos estados-membros da UE como também em países vizinhos e países em desenvolvimento.

Em 31 de outubro de 2013, depois de cumpridas todas as condições precedentes previstas no contrato de financiamento assinado com o BEI, a Elektro recebeu a liberação do financiamento no montante de R\$ 281,0 milhões, com prazo de vencimento de 12 anos, pagamento de juros semestrais e 3 (três) anos de carência para pagamento do principal. Na mesma data, foi contratada uma operação de *swap* com o mesmo fluxo de liquidação do financiamento, que tem como objetivo eliminar o risco de variação cambial da captação em moeda estrangeira vinculada a uma taxa de juros fixa em dólares norte-americanos, resultando, assim, em uma operação denominada em moeda nacional atrelada à variação dos Certificados de Depósitos Bancários (CDI) com um custo final abaixo do CDI em 0,30 ponto percentual. O contrato tem por

⁴ Considera garantias específicas de dívidas, excluindo garantias caucionadas para compra de energia elétrica, fundo educacional e outros.

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

objetivo apoiar os investimentos de modernização e ampliação da rede de distribuição de energia da Elektro para os anos de 2012 e 2013.

C. Capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

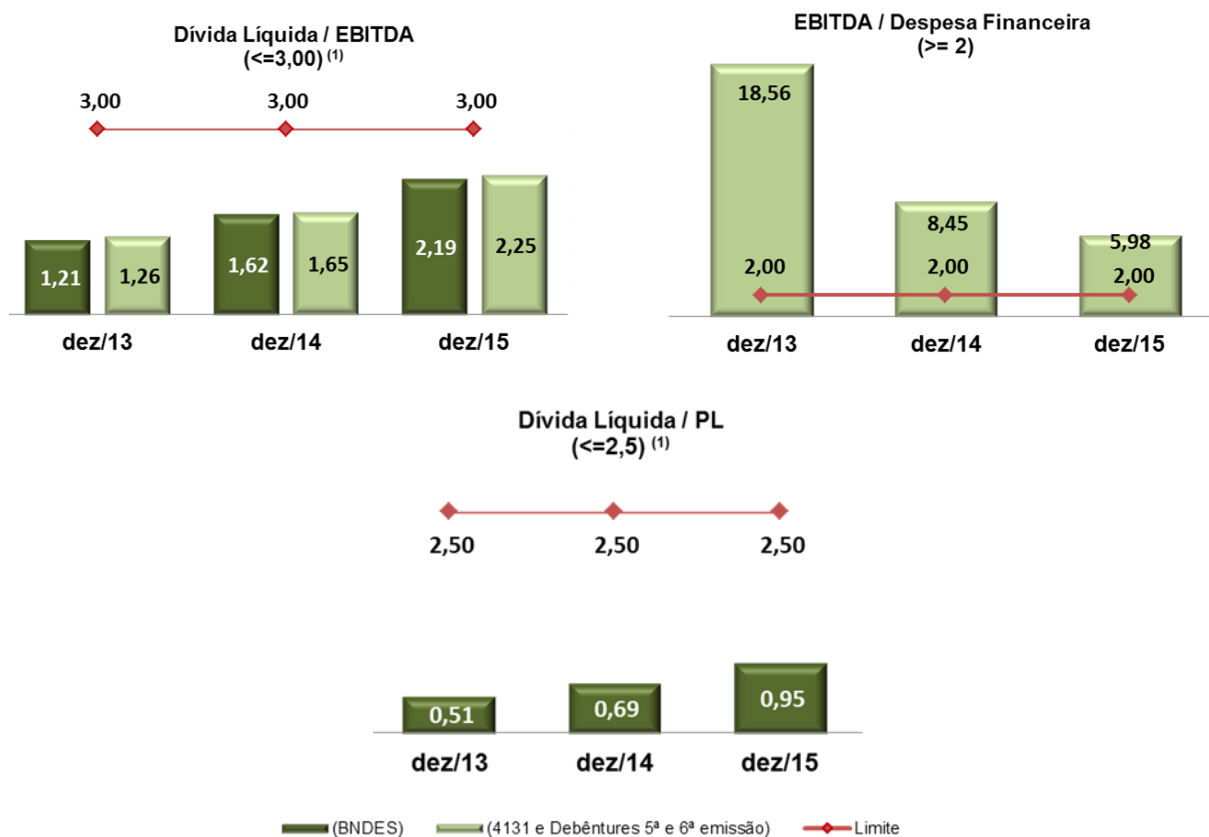
Os diretores entendem que a Companhia possui liquidez e recursos de capital suficientes para honrar seus compromissos financeiros assumidos e manter estrutura financeira equilibrada. A Companhia sempre honrou seus compromissos, possui índice de inadimplência nulo perante seus credores e sempre respeitou todos os *covenants* financeiros existentes em seus contratos de financiamento.

Além disso, a classificação de risco da Companhia ('brAA-' pela *Standard & Poor's*) é a melhor possível que uma empresa regulada poderia ter, considerando o risco de crédito soberano do Brasil ('brBB'), após dois rebaixamentos do crédito do País pela *Standard & Poor's*). Esta classificação de risco da Companhia possibilita, sob o ponto de vista dos Diretores, acesso a taxas mais atrativas nas contratações de operações financeiras.

Covenants Financeiros

A Companhia sempre cumpriu e vem mantendo uma relação confortável com os limites estabelecidos para seus *covenants* financeiros baseados nos resultados apurados pelos critérios previstos nos contratos firmados com o BNDES, nas escrituras das 5ª e 6ª Emissões de Debêntures e nos financiamentos em moeda estrangeira (via Lei nº 4131) com os bancos HSBC, Mizuho e Banco de Tokyo.

A evolução dos *covenants* financeiros frente aos limites estabelecidos é demonstrada a seguir:



⁽¹⁾ BNDES. Para este contrato, a definição de EBITDA contempla a exclusão dos efeitos de outras Receitas/Despesas Operacionais, tais como ganhos/perdas com planos de pensão e lucro/prejuízo na alienação de imobilizado.

D. Fontes de financiamento utilizadas para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes

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

Para financiamento dos investimentos da Companhia em ampliação e modernização do sistema elétrico e em ativos para suporte às operações, as captações de recursos são feitas através de contratos de financiamento com agências de fomento (com destaque para BNDES e FINEP, adicionalmente, a partir de 2013, com o Banco Europeu de Investimentos), e em alguns casos através de agentes financeiros (financiamentos em moeda estrangeira por intermédio do instrumento de Lei número 4131, de 3 de setembro de 1962, com o HSBC, Citi e Bank of Tokyo desde 2014 e Banco Mizuho e Bank of Tokyo em 2015). A Elektro também possui contratos de financiamento com a Eletrobrás, referentes ao Programa Luz para Todos, que objetiva a eletrificação de unidades consumidoras em áreas rurais.

A Companhia pode recorrer ainda ao mercado de capitais, por meio de emissão de notas promissórias e debêntures, ou outras fontes de financiamento, visando à manutenção de uma estrutura de capital e liquidez adequadas. A Companhia avalia constantemente alternativas de financiamento atrativas para suas operações.

Adicionalmente, a Companhia conta com linha de crédito de curto prazo aprovada com instituição financeira de grande porte do País no montante de R\$ 100 milhões com o Banco Bradesco, podendo recorrer a ela em eventuais necessidades de curto prazo. Em 2015, 2014 e 2013 não foram utilizadas linhas de crédito de curto prazo.

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

Em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013, o endividamento total da Elektro era representado pelos seguintes valores:

31/12/2015	Curto Prazo	Longo Prazo	Total	
			R\$ milhões	%
Empréstimos com Terceiros				
Debêntures	259,1	817,5	1.076,5	39,5%
BNDES Finem / Finame	68,6	398,2	466,8	17,1%
Eletrobrás	13,7	44,4	58,1	2,1%
Finep	11,5	30,5	42,1	1,5%
BEI	56,4	252,7	309,1	11,3%
Moeda Estrangeira (4131)	133,8	627,4	761,2	27,9%
Arrendamento mercantil	3,7	11,1	14,8	0,5%
Total da Dívida	546,9	2.181,8	2.728,7	100,0%
Perfil da Dívida	20%	80%	100%	
Caixa, Aplicações Financeiras e Caução de Fundos ⁽¹⁾			(789,4)	
Endividamento Líquido			1.939,3	

31/12/2014	Curto Prazo	Longo Prazo	Total	
			R\$ milhões	%
Em préstimos com Terceiros				
Debêntures	65,3	972,5	1.037,8	47,3%
BNDES Finem / Finame	29,4	296,8	326,1	14,9%
Eletrobrás	13,9	58,1	72,1	3,3%
Finep	11,0	41,7	52,7	2,4%
BEI	4,9	280,8	285,7	13,0%
Moeda Estrangeira (4131)	2,4	400,0	402,4	18,3%
Arrendamento mercantil	3,9	15,1	19,0	0,9%
Total da Dívida	130,8	2.065,1	2.195,8	100,0%
Perfil da Dívida	6%	94%	100%	
Caixa, Aplicações Financeiras e Caução de Fundos (1)			(578,7)	
Endividamento Líquido			1.617,2	

31/12/2013	Curto Prazo	Longo Prazo	Total	
			R\$ milhões	%
Empréstimos com Terceiros				
Debêntures	63,9	968,3	1.032,2	63,8%
BNDES Finem / Finame	28,9	128,7	157,6	9,7%
Eletrobrás	13,9	72,1	86,0	5,3%
Finep	12,0	42,1	54,1	3,3%
BEI	4,0	273,3	277,3	17,1%
Arrendamento mercantil	2,0	9,8	11,8	0,7%
Total da Dívida	124,7	1.494,3	1.619,0	100,0%
Perfil da Dívida	8%	92%	100%	
Caixa, Aplicações Financeiras e Caução de Fundos (1)			(468,0)	
Endividamento Líquido			1.151,0	

⁽¹⁾ Considera garantias específicas de dívidas, excluindo garantias caucionadas para compra de energia elétrica, fundo educacional e outros.

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

E. Fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez

Em 2014 o setor de energia observou uma elevação significativa dos custos de energia, resultado do maior despacho das usinas térmicas, e da exposição involuntária ao mercado *spot* a PLD (Preço de Liquidação das Diferenças).

Ao longo de 2014 e 2015, algumas medidas relacionadas ao assunto foram tomadas, conforme descrito a seguir:

– Decretos nº 8.203/14 e nº 8.221/14

Em março de 2014, foi publicado o Decreto nº 8.203, que alterou o Decreto nº 7.891/13. O novo decreto possibilitou a utilização dos recursos da CDE para neutralizar também a exposição involuntária decorrente da compra frustrada no leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes, realizado em dezembro de 2013. O repasse destes recursos referiu-se apenas à competência de janeiro de 2014 e o montante repassado para a Companhia, conforme Despacho ANEEL nº 515/14, foi de R\$ 100,2 milhões.

Ainda atuando de forma a reduzir os impactos informados anteriormente, em 1º de abril de 2014 foi publicado o Decreto nº 8.221/14, que criou a Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA-ACR com o objetivo de cobrir, total ou parcialmente, as despesas de exposição involuntária no mercado de curto prazo e despacho de térmicas vinculadas a CCEARs, na modalidade de disponibilidade. Além disso, esse Decreto normatizou o procedimento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para contratação de empréstimos junto a bancos, a fim de obter os fundos necessários para viabilizar os pagamentos às empresas distribuidoras do incremento de custos de energia aos quais estiveram expostas devido aos fatores anteriormente mencionados. Subsequentemente, em 16 de abril de 2014, a ANEEL emitiu a Resolução nº 612/14 e, em 22 de abril de 2014, o Despacho nº 1.256/14, detalhando o funcionamento da CONTA-ACR e homologando os valores repassados pela CCEE às empresas distribuidoras, relativamente à competência de fevereiro de 2014.

Em 25 de abril de 2014, foi assinado um Contrato de Financiamento da Operação ACR – Ambiente de Contratação Regulada pela CCEE, junto a diversas instituições financeiras, com limite total de até R\$ 11,2 bilhões, repassados às distribuidoras que incorreram nos custos adicionais descritos acima. Tendo em vista que tal montante se mostrou insuficiente para a finalidade desejada, em 15 de agosto de 2014 foi assinado novo Contrato de Financiamento no valor adicional de R\$ 6,6 bilhões. Os custos cobertos por essa operação foram parcialmente suficientes e compreenderam o período de fevereiro a outubro de 2014, no montante de R\$ 963,2 milhões, recebido até dezembro de 2014.

Em março de 2015, foi celebrado um novo contrato para a terceira parcela do empréstimo, para cobertura dos custos de novembro e dezembro de 2014, no valor de R\$ 3,4 bilhões com prazo de amortização de 54 meses e taxa de CDI + 3,15% ao ano. Este novo contrato também alterou as duas operações anteriores, postergando o vencimento de outubro de 2017 para abril de 2020 e ajustou a taxa de juros antes fixada em CDI + 2,525% ao ano para CDI + 2,90% ao ano. Ainda, em março de 2015, através do Despacho ANEEL nº 773/15, a Elektro recebeu o montante de R\$ 54,5 milhões para cobertura dos custos incorridos no período de novembro e dezembro de 2014.

A CCEE vem liquidando esse compromisso financeiro com o recebimento das parcelas vinculadas ao pagamento das obrigações de cada distribuidora junto aos bancos. Essas parcelas são estabelecidas pela ANEEL para pagamento mensal de cada empresa distribuidora de energia e não possuem nenhuma vinculação com o valor de reembolso recebido por meio da operação de empréstimo captado pela CCEE. Adicionalmente, a Elektro não disponibilizou nenhuma garantia direta ou indireta para esse contrato.

Em 2015, todas as distribuidoras iniciaram o repasse nas tarifas a partir do mês de seu reajuste ou revisão tarifária, para que a CCEE pudesse liquidar seu compromisso junto aos bancos. Desta forma, através da Resolução Normativa nº 1.863/15, a ANEEL homologou para a Elektro um incremento na tarifa equivalente a R\$ 26 milhões por mês que será repassado à CCEE no período de agosto de 2015 até fevereiro de 2020. Este valor será atualizado para os exercícios posteriores. Até dezembro de 2015, a empresa realizou pagamentos no montante de R\$ 104,0 mil.

Em julho de 2015, a Associação Brasileira de Consumidores de Energia (ABRACE) questionou em Juízo o pagamento de alguns itens que compõem a CDE e a sua forma de rateio proporcional ao consumo dos clientes, obtendo uma liminar que permitiu a isenção parcial do pagamento desse encargo para os seus associados. Após a abertura da Audiência Pública nº 057/15, a diretoria da ANEEL em reunião realizada em 25 de setembro de 2015 fixou as novas tarifas para os associados da ABRACE, e as publicou por intermédio da Resolução Homologatória nº 1.967/15, cuja aplicação deveria ser retroativa a 3 de julho de 2015, a fim de dar cumprimento à ordem judicial.

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

Como esse impacto na arrecadação prevista para o encargo não recebeu a correspondente diminuição na cota de aportes para a CDE de cada distribuidora, e para evitar um desequilíbrio financeiro para o setor de distribuição, a ABRADDE ingressou em Juízo e obteve, dia 12 de dezembro de 2015, a permissão para deduzir do saldo a pagar de CDE no montante de R\$ 2,5 milhões, que deixou de ser faturado devido à liminar da ABRACE.

Para a diferença entre o valor original da cota de CDE e ao faturado pela empresa até a data de 11 de dezembro de 2015 foi constituída uma CVA, que será contemplada no próximo reajuste tarifário de 2016, conforme cláusula prevista no contrato de concessão.

– Lei nº 12.783/13 e Decreto nº 7.891/13 - Contas a Receber Eletrobrás

Conforme Lei nº 12.783/13 e Decreto nº 7.891/13, a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) deve suportar os subsídios tarifários relativos aos descontos concedidos na tarifa pelas Distribuidoras de Energia Elétrica, de forma a manter o equilíbrio econômico-financeiro de seus contratos de concessão. O mecanismo de ressarcimento concedido às distribuidoras ocorre através de repasses operacionalizados pelas Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobrás).

Como a Elektro não vinha recebendo da Eletrobrás a integralidade dos repasses dos valores de subsídios, e em contrapartida vinha recolhendo normalmente sua cota mensal à CDE, em 6 de agosto de 2015 a Companhia ingressou em Juízo e obteve ordem liminar permitindo que fossem deduzidos dos pagamentos devidos à CDE os valores não repassados pela Eletrobrás e já vencidos, o que gerou um benefício de caixa em 2015 no montante de R\$ 211,4 milhões.

Na opinião dos diretores da Companhia, a pressão adicional sobre seu caixa devido a esses fatores relacionados ao custo de energia é uma situação administrável e temporária. A Companhia possui um caixa robusto e grau de liquidez adequado e, caso haja necessidade de captar recursos para esta finalidade, os diretores da Companhia entendem que a Elektro tem capacidade para fazê-lo, podendo acessar o mercado financeiro e de capitais em seus inúmeros instrumentos, visto que atualmente tem acesso a fontes de financiamento com custos atrativos. A Companhia dispõe também de limite de conta garantida para eventuais necessidades de curto prazo.

F. Níveis de endividamento e as características de tais dívidas

(i) Contratos de empréstimo e financiamento relevantes

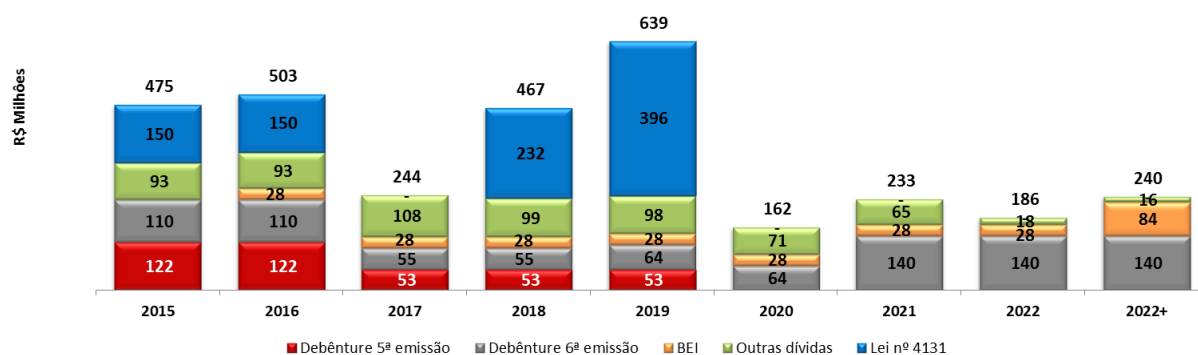
Conforme já apresentado no item 10.1.B, a Companhia vem registrando nível de alavancagem coerente, com uma relação de 49,7% de capital de terceiros para 50,3% de capital próprio, em 31 de dezembro de 2015. Este nível está entre os menores do setor.

O endividamento da Companhia apresenta um perfil de vencimento diversificado e conservador, uma vez que a dívida de longo prazo correspondia a 80% do total do endividamento em 31 de dezembro de 2015.

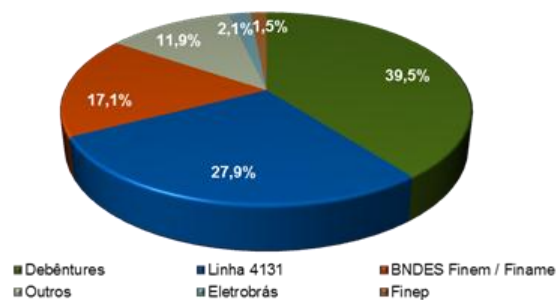
10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Em 31 de dezembro de 2015, o endividamento da Elektro apresentava as seguintes características:

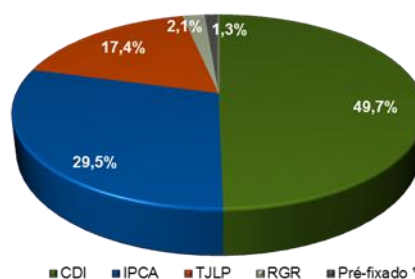
Vencimento das Dívidas



Modalidade do Financiamento



Indexação



¹ Consideram recursos da FINEP sem indexação.

As dívidas da Companhia estão detalhadas abaixo:

Saldo em 31 de dezembro de 2015:

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

Financiamento	Destinação de Recursos	Vencimento	Taxa juros	Saldo em 31/12/2015
Programa Luz para Todos 1ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Out/2016	RGR + 5,0%	1,00
Programa Luz para Todos 1ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Dez/2016	RGR + 5,0%	0,10
Programa Luz para Todos 2ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Fev/2018	RGR + 5,0%	4,91
Programa Luz para Todos 2ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Mai/2018	RGR + 5,0%	0,20
Programa Luz para Todos 3ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Set/2019	RGR + 5,0%	13,31
Programa Luz para Todos 3ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Ago/2020	RGR + 5,0%	0,22
Programa Luz para Todos 4ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Nov/2020	RGR + 5,0%	13,25
Programa Luz para Todos 4ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Ago/2022	RGR + 5,0%	0,29
Programa Luz para Todos 5ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Nov/2021	RGR + 5,0%	15,10
Programa Luz Para Todos 6ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Nov/2022	RGR + 5,0%	9,76
FINEP - 2º Ciclo	Inovação Pesquisa e Desenvolvimento	Dez/2017	4,25%	13,99
FINEP - 3º Ciclo	Inovação Pesquisa e Desenvolvimento	Nov/2020	5,00%	4,75
FINEP - 4º Ciclo	Inovação Pesquisa e Desenvolvimento	Mar/2021	5,00%	15,53
FINEP - 5º Ciclo	Inovação Pesquisa e Desenvolvimento	Jun/2022	TJLP + 0,50%	7,90
Debentures 5ª Emissão - 1ª Série ⁽³⁾	Refinanciamento	Ago/2016	CDI + 0,98%	42,18
Debentures 5ª Emissão - 2ª Série ⁽⁴⁾	Refinanciamento	Ago/2018	IPCA + 7,6813%	248,99
Debentures 6ª Emissão - 1ª Série ⁽⁵⁾	Refinanciamento	Set/2017	CDI + 0,74%	229,33
Debentures 6ª Emissão - 2ª Série ⁽⁶⁾	Refinanciamento	Set/2019	IPCA + 5,10%	129,43
Debentures 6ª Emissão - 2ª Série ⁽⁷⁾	Refinanciamento	Set/2022	IPCA + 5,50%	427,60
Banco Europeu de Investimento ^{(8) (9)}	Expansão, melhorias, implantação SEs e LTs	Out/2025	CDI - 0,30%	287,15
FINAME SE 2011	Subestação movel	Jan/2021	5,50%	3,62
BNDES Finem - Capex 2011-2012 ^{(1) (2)}	Expansão, melhorias, implantação SEs e LTs	Mai/2019	de TJLP a TJLP + 3,03%	97,82
BNDES Finem - Capex 2013-2014 ^{(10) (11)}	Expansão, melhorias, implantação SEs e LTs	Dez/2023	3,5% e de TJLP a TJLP + 3,08%	256,18
BNDES Finem - Capex 2015-2016 ⁽¹²⁾	Expansão, melhorias, implantação SEs e LTs	Jun/2024	TJLP + 2,06% a TJLP + 2,44%	110,00
Linha de 4131 - Citibank	Capital de Giro	Jun/2016	103% CDI	188,63
Linha de 4131 - HSBC	Capital de Giro	Jun/2016	104,9% CDI	150,92
Linha de 4131 - Banco de Tokyo	Capital de Giro	Jun/2016	103% CDI	142,59
Linha de 4131 - Mizuho	Capital de Giro	Mar/2018	93,16% CDI	188,41
Linha de 4131 - Banco de Tokyo 2015	Capital de Giro	Mar/2018	94% CDI	113,56
Total dos Financiamentos				2.716,7

Saldo em 31 de dezembro de 2014:

Financiamento	Destinação de Recursos	Vencimento	Taxa juros	Saldo em 31/12/2014
Programa Luz para Todos 1ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Out/2016	RGR + 5,0%	2,19
Programa Luz para Todos 1ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Dez/2016	RGR + 5,0%	0,19
Programa Luz para Todos 2ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Fev/2018	RGR + 5,0%	7,18
Programa Luz para Todos 2ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Mai/2018	RGR + 5,0%	0,28
Programa Luz para Todos 3ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Set/2019	RGR + 5,0%	16,86
Programa Luz para Todos 3ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Ago/2020	RGR + 5,0%	0,26
Programa Luz para Todos 4ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Nov/2020	RGR + 5,0%	15,95
Programa Luz para Todos 4ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Ago/2022	RGR + 5,0%	17,65
Programa Luz para Todos 5ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Nov/2021	RGR + 5,0%	11,17
Programa Luz Para Todos 6ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Nov/2022	RGR + 5,0%	0,33
FINEP - 2º Ciclo	Inovação Pesquisa e Desenvolvimento	Dez/2017	4,25%	20,98
FINEP - 3º Ciclo	Inovação Pesquisa e Desenvolvimento	Nov/2020	5,00%	5,94
FINEP - 4º Ciclo	Inovação Pesquisa e Desenvolvimento	Mar/2021	5,00%	17,99
FINEP - 5º Ciclo	Inovação Pesquisa e Desenvolvimento	Jun/2022	TJLP + 0,50%	7,80
Debentures 5ª Emissão - 1ª Série ⁽²⁾	Refinanciamento	Ago/2016	CDI + 0,98%	83,60
Debentures 5ª Emissão - 2ª Série ⁽⁴⁾	Refinanciamento	Ago/2018	IPCA + 7,6813%	224,99
Debentures 6ª Emissão - 1ª Série ⁽³⁾	Refinanciamento	Set/2017	CDI + 0,74%	227,69
Debentures 6ª Emissão - 2ª Série ⁽⁵⁾	Refinanciamento	Set/2019	IPCA + 5,10%	116,84
Debentures 6ª Emissão - 2ª Série ⁽⁷⁾	Refinanciamento	Set/2022	IPCA + 5,50%	386,00
Banco Europeu de Investimento ^{(8) (9)}	Expansão, melhorias, implantação SEs e LTs	Out/2025	CDI - 0,30%	285,95
FINAME SE 2011	Subestação movel	Jan/2021	5,50%	125,52
BNDES Finem - Capex 2011-2012 ^{(1) (2)}	Expansão, melhorias, implantação SEs e LTs	Mai/2019	de TJLP a TJLP + 3,03%	4,34
BNDES Finem - Capex 2013-2014 ^{(10) (11)}	Expansão, melhorias, implantação SEs e LTs	Dez/2023	3,5% e de TJLP a TJLP + 3,08%	196,59
Linha de 4131 - Citibank	Capital de Giro	Jun/2016	103% CDI	150,93
Linha de 4131 - HSBC	Capital de Giro	Jun/2016	104,9% CDI	151,17
Linha de 4131 - Banco de Tokyo	Capital de Giro	Jun/2016	103% CDI	100,35
Total dos Financiamentos				2.178,8

Saldo em 31 de dezembro de 2013:

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

R\$ Milhões				
Financiamento	Destinação de Recursos	Vencimento	Taxa juros	Saldo em 31/12/2013
Programa Luz para Todos 1ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Out/2016	RGR + 5,0%	3,4
Programa Luz para Todos 1ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Dez/2016	RGR + 5,0%	0,3
Programa Luz para Todos 2ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Fev/2018	RGR + 5,0%	9,5
Programa Luz para Todos 2ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Mai/2018	RGR + 5,0%	0,4
Programa Luz para Todos 3ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Set/2019	RGR + 5,0%	20,4
Programa Luz para Todos 3ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Ago/2020	RGR + 5,0%	0,3
Programa Luz para Todos 4ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Nov/2020	RGR + 5,0%	18,6
Programa Luz para Todos 4ª fase - MS	Ligação de clientes rurais	Ago/2022	RGR + 5,0%	0,4
Programa Luz para Todos 5ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Nov/2021	RGR + 5,0%	20,2
Programa Luz Para Todos 6ª fase - SP	Ligação de clientes rurais	Nov/2022	RGR + 5,0%	12,6
FINEP - 1º Ciclo	Pesquisa e Desenvolvimento	Out/2014	TJLP + 0,94%	4,3
FINEP - 2º Ciclo	Inovação Pesquisa e Desenvolvimento	Dez/2017	4,25%	28,0
FINEP - 3º Ciclo	Inovação Pesquisa e Desenvolvimento	Nov/2020	5,00%	3,8
FINEP - 4º Ciclo	Inovação Pesquisa e Desenvolvimento	Mar/2021	5,00%	18,0
Debentures 5ª Emissão - 1ª Série ⁽³⁾	Refinanciamento	Ago/2016	CDI + 0,98%	124,5
Debentures 5ª Emissão - 2ª Série ⁽⁴⁾	Refinanciamento	Ago/2018	IPCA + 7,6813%	211,1
Debentures 6ª Emissão - 1ª Série ⁽⁵⁾	Refinanciamento	Set/2017	CDI + 0,74%	226,5
Debentures 6ª Emissão - 2ª Série ⁽⁶⁾	Refinanciamento	Set/2019	IPCA + 5,10%	109,6
Debentures 6ª Emissão - 2ª Série ⁽⁷⁾	Refinanciamento	Set/2022	IPCA + 5,50%	362,2
Banco Europeu de Investimento ⁽⁸⁾	Expansão, melhorias, implantação SEs e LTs	Out/2025	CDI - 0,30%	285,1
FINAME SE 2011	Subestação móvel	Jan/2021	5,50%	5,1
BNDES Finem - Capex 2011-2012 ⁽¹⁾⁽²⁾	Expansão, melhorias, implantação SEs e LTs	Mai/2019	de TJLP a TJLP + 3,03%	152,8
Total dos Financiamentos				1.617,0

Notas:

Os quadros acima desconsideram os saldos de arrendamento mercantil.

(1) Subcréditos A, B, C, D e E: TJLP+2,03%; Subcréditos F, G, H, I e J: TJLP+3,03%; Subcréditos K, L e M: TJLP+1,63%; Subcrédito N: TJLP.

(2) Subcréditos A, B, E, F, G, J, K, L e N começaram em Junho de 2013. Subcréditos C, D, H, I, e N começam em janeiro de 2014.

(3) 33,33% em ago2014, 33,33% em ago2015 e 33,34% em ago2016.

(4) 33,33% em ago2016, 33,33% em ago2017 e 33,34% em ago2018.

(5) 50% em set2016 e 50% em set2017.

(6) 50% em set2018 e 50% em set2019.

(7) 33,33% em set2020, 33,33% em set2021 e 33,34% em set2022.

(8) Variação Cambial + 3,4020%.

(9) Três anos de carência. Pagamentos começam em out2016.

(10) Operação direta BNDES: Subcréditos A e C: TJLP + 2,06%; Subcréditos B e D: TJLP + 3,06%; Subcrédito E: 3,5%; Subcrédito F: TJLP.

(11) Operação indireta Banco do Brasil: Subcréditos A e C: TJLP + 2,08%; Subcréditos B e D: TJLP + 3,08%; Subcrédito E: 3,5%; Subcrédito F: TJLP.

(12) Operação direta BNDES: Subcréditos A e C: TJLP + 2,36%; Subcréditos B e D: TJLP + 2,44%; Subcrédito E: TJLP + 2,06%.

(ii) Outras relações de longo prazo com instituições financeiras

Todos os contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures foram descritos acima.

(iii) Subordinação entre as dívidas

Não existe grau de subordinação previsto em contrato entre as dívidas da Companhia para os anos de 2013, 2014 e 2015 e, no caso de eventual concurso de credores, será obedecida a ordem de precedência prevista na Lei 11.101 de 9 de fevereiro de 2005, artigo 83, ou seja, primeiramente serão liquidadas as dívidas com garantia real e em seguida as dívidas quirografárias.

(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.

Obrigações de observância de Índices e Limites Financeiros, restrições à distribuição de dividendos, alienação de ativos, emissão de novos valores mobiliários e alienação de controle societário em 31 de dezembro de 2015.

- Nos termos da Escritura da **5ª Emissão de Debêntures** simples, não conversíveis em ações, quirografárias, a dívida, dentre outras obrigações, deverá ser declarada antecipadamente vencida, caso:
 - Não haja observância, por parte da Companhia, por dois trimestres consecutivos, enquanto houver Debêntures em circulação, dos seguintes índices e limites financeiros:
 - Endividamento Financeiro Líquido/EBITDA menor ou igual a 3,0; e,
 - EBITDA/Despesa Financeira Líquida maior ou igual a 2,0.
 - Ocorra mudança de controle acionário, direto ou indireto, da Emissora, sem prévio e expresso consentimento dos debenturistas, desde que tal mudança impacte, de forma substancial e comprovada, a viabilidade econômico-

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

financeira da Emissão, a critério da Emissora e dos Debenturistas, exceto nos casos de quaisquer alterações ou reorganizações societárias que resultem em estrutura final na qual a Iberdrola S.A. continue como acionista controlador/majoritário direto ou indireto da Emissora.

3. Haja o pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social da Emissora, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, exclusivamente na hipótese em que a Emissora esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária devida aos Debenturistas nos termos da Escritura de Emissão.

A íntegra dos termos e das condições da distribuição pública da 5ª Emissão de Debêntures está disponível no *website* da Elektro: www.elektro.com.br

- Nos termos da Escritura da **6ª Emissão de Debêntures** simples, não conversíveis em ações, quirografárias, a dívida, dentre outras obrigações, deverá ser declarada antecipadamente vencida, caso:
 1. Não haja observância, por parte da Companhia, por dois trimestres consecutivos, enquanto houver Debêntures em circulação, dos seguintes índices e limites financeiros:
 - Endividamento Financeiro Líquido/EBITDA menor ou igual a 3,0; e,
 - EBITDA/Despesa Financeira Líquida maior ou igual a 2,0.
 2. Ocorra mudança de controle acionário, direto ou indireto, da Emissora, sem prévio e expresso consentimento dos debenturistas, desde que tal mudança impacte, de forma substancial e comprovada, a viabilidade econômico-financeira da Emissão, a critério da Emissora e dos Debenturistas, exceto nos casos de quaisquer alterações ou reorganizações societárias que resultem em estrutura final na qual a Iberdrola S.A. continue como acionista controlador/majoritário direto ou indireto da Emissora.
 3. Haja o pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social da Emissora, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, exclusivamente na hipótese em que a Emissora esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária devida aos Debenturistas nos termos da Escritura de Emissão.

A íntegra dos termos e das condições da distribuição pública da 6ª Emissão de Debêntures está disponível no *website* da Elektro: www.elektro.com.br

- Nos termos dos contratos **FINEM** celebrados com o BNDES, a companhia, dentre outras obrigações deverá:
 1. Manter, durante a vigência do Contrato, os seguintes índices apurados anualmente:
 - Endividamento Financeiro Líquido/EBITDA menor ou igual a 3,0; e
 - Endividamento Financeiro Líquido/Patrimônio Líquido menor ou igual a 2,5.
 2. Solicitar prévia e expressa autorização do BNDES para mudança do controle efetivo, direto ou indireto.
- Nos termos dos contratos celebrados desde 2004 com a **ELETROBRAS**, a Companhia, dentre outras obrigações, deverá:
 1. Solicitar aprovação prévia da ELETROBRAS antes de contrair:
 - Compromisso financeiro (isolado ou conjunto) equivalente e/ou superior a 5% de seu ativo fixo; e,
 - Compromisso financeiro (isolado ou conjunto) que eleve o endividamento em nível superior a 66% do ativo fixo da Companhia.
 2. 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.
- Nos termos do contrato celebrado em 2015 com o Banco Europeu de Investimento (**BEI**), a companhia, dentre outras obrigações, deverá:

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

1. Solicitar aprovação prévia para mudanças de controle ou alterações de estrutura societária, estando sujeita ao vencimento antecipado da dívida.
2. Pré-pagar parcial ou totalmente a dívida caso haja o pagamento antecipado de outras dívidas contratadas pela Companhia, em algumas situações específicas previstas em contrato.

Abster-se de alienar ativos sem a prévia autorização do banco, exceto nos casos previstos em contrato, tal como caso a alienação não exceda 5% do valor total dos ativos, dentro do curso normal dos negócios da Companhia.

- Nos termos dos contratos celebrados em 2014 com os bancos HSBC e Bank of Tokyo para financiamento em moeda estrangeira por meio do instrumento de **Lei nº 4.131**, de 3 de setembro de 1972, a companhia, dentre outras obrigações, deverá:

1. Manter, ao final de cada trimestre, durante a vigência do Contrato, os seguintes índices:

- Endividamento Financeiro Líquido/EBITDA menor ou igual a 3,0; e
- EBITDA/Despesas Financeiras Líquidas menor ou igual a 2,0.

- Nos termos dos contratos celebrados em 2015 com os bancos Mizuho e Bank of Tokyo para financiamento em moeda estrangeira por meio do instrumento de **Lei nº 4.131**, de 3 de setembro de 1972, a companhia, dentre outras obrigações, deverá:

2. Manter, ao final de cada trimestre, durante a vigência do Contrato, os seguintes índices:

- Endividamento Financeiro Líquido/EBITDA menor ou igual a 3,0; e
- EBITDA/Despesas Financeiras Líquidas menor ou igual a 2,0.

Obrigações de observância de Índices e Limites Financeiros, restrições à distribuição de dividendos, alienação de ativos, emissão de novos valores mobiliários e alienação de controle societário em 31 de dezembro de 2014.

- Nos termos da Escritura da **5ª Emissão de Debêntures** simples, não conversíveis em ações, quirografárias, a dívida, dentre outras obrigações, deverá ser declarada antecipadamente vencida, caso:
4. Não haja observância, por parte da Companhia, por dois trimestres consecutivos, enquanto houver Debêntures em circulação, dos seguintes índices e limites financeiros:
 - Endividamento Financeiro Líquido/EBITDA menor ou igual a 3,0; e,
 - EBITDA/Despesa Financeira Líquida maior ou igual a 2,0.

Em 10 de dezembro de 2014 foi aprovado o Sétimo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da Companhia. Esta aprovação garantiu que valores registrados na Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" - CVA e outros itens financeiros (incluindo itens da Parcela B) sejam incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão. Com a emissão da Deliberação CVM 732 de 09 de dezembro de 2014 foi autorizado o reconhecimento dos Valores a Receber ou Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros nos relatórios contábil-financeiros de propósito geral das distribuidoras de energia elétrica. Com isso, as variações dos valores referentes aos custos incorridos na distribuição de energia elétrica não cobertos pela tarifa vigente estão demonstradas como Valores a Receber ou a Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros no Balanço Patrimonial e na Demonstração de Resultados. Com isso, elimina-se a necessidade do cálculo dos *covenants* com base no EBITDA Ajustado.

5. Ocorra mudança de controle acionário, direto ou indireto, da Emissora, sem prévio e expresso consentimento dos debenturistas, desde que tal mudança impacte, de forma substancial e comprovada, a viabilidade econômico-financeira da Emissão, a critério da Emissora e dos Debenturistas, exceto nos casos de quaisquer alterações ou reorganizações societárias que resultem em estrutura final na qual a Iberdrola S.A. continue como acionista controlador/majoritário direto ou indireto da Emissora.
6. Haja o pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social da Emissora, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, exclusivamente na hipótese em que a Emissora esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária devida aos Debenturistas nos termos da Escritura de Emissão.

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

A íntegra dos termos e das condições da distribuição pública da 5ª Emissão de Debêntures está disponível no *website* da Elektro: www.elektro.com.br

- Nos termos da Escritura da **6ª Emissão de Debêntures** simples, não conversíveis em ações, quirografárias, a dívida, dentre outras obrigações, deverá ser declarada antecipadamente vencida, caso:
- 4. Não haja observância, por parte da Companhia, por dois trimestres consecutivos, enquanto houver Debêntures em circulação, dos seguintes índices e limites financeiros:
 - Endividamento Financeiro Líquido/EBITDA menor ou igual a 3,0; e,
 - EBITDA/Despesa Financeira Líquida maior ou igual a 2,0.

Como mencionado acima, o ajuste nos cálculos do EBITDA, considerando os Valores a Receber ou Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros em sua composição não se faz mais necessário, dada aprovação pela ANEEL do Sétimo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão que autorizou o reconhecimento dos Valores a Receber ou Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros nos relatórios contábil-financeiros de propósito geral das distribuidoras de energia elétrica

- 5. Ocorra mudança de controle acionário, direto ou indireto, da Emissora, sem prévio e expresso consentimento dos debenturistas, desde que tal mudança impacte, de forma substancial e comprovada, a viabilidade econômico-financeira da Emissão, a critério da Emissora e dos Debenturistas, exceto nos casos de quaisquer alterações ou reorganizações societárias que resultem em estrutura final na qual a Iberdrola S.A. continue como acionista controlador/majoritário direto ou indireto da Emissora.
- 6. Haja o pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social da Emissora, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, exclusivamente na hipótese em que a Emissora esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária devida aos Debenturistas nos termos da Escritura de Emissão.

A íntegra dos termos e das condições da distribuição pública da 6ª Emissão de Debêntures está disponível no *website* da Elektro: www.elektro.com.br

- Nos termos dos contratos **FINEM** celebrados com o BNDES, a companhia, dentre outras obrigações deverá:
- 3. Manter, durante a vigência do Contrato, os seguintes índices apurados anualmente:
 - Endividamento Financeiro Líquido/EBITDA menor ou igual a 3,0; e
 - Endividamento Financeiro Líquido/Patrimônio Líquido menor ou igual a 2,5.

Como mencionado acima, o ajuste nos cálculos do EBITDA, considerando os Valores a Receber ou Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros em sua composição não se faz mais necessário, dada aprovação pela ANEEL do Sétimo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão que autorizou o reconhecimento dos Valores a Receber ou Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros nos relatórios contábil-financeiros de propósito geral das distribuidoras de energia elétrica

- 4. Solicitar prévia e expressa autorização do BNDES para mudança do controle efetivo, direto ou indireto.
- Nos termos dos contratos celebrados desde 2004 com a **ELETROBRAS**, a Companhia, dentre outras obrigações, deverá:
- 3. solicitar aprovação prévia da ELETROBRÁS antes de contrair:
 - Compromisso financeiro (isolado ou conjunto) equivalente e/ou superior a 5% de seu ativo fixo; e,
 - Compromisso financeiro (isolado ou conjunto) que eleve o endividamento em nível superior a 66% do ativo fixo da Companhia.
- 4. 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.

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

- Nos termos do contrato celebrado em 2013 com o Banco Europeu de Investimento (**BEI**), a companhia, dentre outras obrigações, deverá:
- 3. Solicitar aprovação prévia para mudanças de controle ou alterações de estrutura societária, estando sujeita ao vencimento antecipado da dívida.
- 4. Pré-pagar parcial ou totalmente a dívida caso haja o pagamento antecipado de outras dívidas contratadas pela Companhia, em algumas situações específicas previstas em contrato.

Abster-se de alienar ativos sem a prévia autorização do banco, exceto nos casos previstos em contrato, tal como caso a alienação não exceda 5% do valor total dos ativos, dentro do curso normal dos negócios da Companhia.

- Nos termos dos contratos celebrados em 2014 com os bancos HSBC e Bank of Tokyo para financiamento em moeda estrangeira por meio do instrumento de **Lei nº 4.131**, de 3 de setembro de 1972, a companhia, dentre outras obrigações, deverá:
- 3. Manter, ao final de cada trimestre, durante a vigência do Contrato, os seguintes índices:
 - Endividamento Financeiro Líquido/EBITDA menor ou igual a 3,0; e
 - EBITDA/Despesas Financeiras Líquidas menor ou igual a 2,0.

Como mencionado acima, o ajuste nos cálculos do EBITDA, considerando os Valores a Receber ou Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros em sua composição não se faz mais necessário, dada aprovação pela ANEEL do Sétimo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão que autorizou o reconhecimento dos Valores a Receber ou Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros nos relatórios contábil-financeiros de propósito geral das distribuidoras de energia elétrica.

Obrigação de observância de Índices e Limites Financeiros, restrições à distribuição de dividendos, alienação de ativos, emissão de novos valores mobiliários e alienação de controle societário em 31 de dezembro de 2013

- Nos termos da Escritura da **5ª Emissão de Debêntures** simples, não conversíveis em ações, quirografárias, a dívida, dentre outras obrigações, deverá ser declarada antecipadamente vencida, caso:
- 1. Não haja observância, por parte da Companhia, por dois trimestres consecutivos, enquanto houver Debêntures em circulação, dos seguintes índices e limites financeiros:
 - Endividamento Financeiro Líquido/EBITDA menor ou igual a 3,0; e,
 - EBITDA/Despesa Financeira Líquida maior ou igual a 2,0.

Em 28 de novembro de 2013 foram realizadas as Assembleias Gerais de Debenturistas das 5ª e 6ª Emissões, nas quais foram aprovadas as alterações dos textos das Escrituras de Emissão, a fim de incluir a definição de Ativos e Passivos Regulatórios e modificar a metodologia de cálculo do EBITDA, incluindo em sua composição os Ativos e Passivos Regulatórios. A alteração aprovada não modificou o patamar histórico dos *covenants* financeiros e teve como objetivo refletir de forma mais adequada os resultados da Companhia, eliminando a volatilidade decorrente da exclusão dos Ativos e Passivos Regulatórios.

Para mais detalhes, vide 2º aditamento da Escritura da 5ª Emissão de Debêntures cláusula 6.24 de vencimento antecipado alíneas de (I) a (XIX).

- 2. Ocorra mudança de controle acionário, direto ou indireto, da Emissora, sem prévio e expresso consentimento dos debenturistas, desde que tal mudança impacte, de forma substancial e comprovada, a viabilidade econômico-financeira da Emissão, a critério da Emissora e dos Debenturistas, exceto nos casos de quaisquer alterações ou reorganizações societárias que resultem em estrutura final na qual a Iberdrola S.A. continue como acionista controlador/majoritário direto ou indireto da Emissora.
- 3. Haja o pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social da Emissora, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, exclusivamente na hipótese em que a Emissora esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária devida aos Debenturistas nos termos da Escritura de Emissão.

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

A íntegra dos termos e das condições da distribuição pública da 5ª Emissão de Debêntures está disponível no *website* da Elektro: www.elektro.com.br

- Nos termos da Escritura da **6ª Emissão de Debêntures** simples, não conversíveis em ações, quirografárias, a dívida, dentre outras obrigações, deverá ser declarada antecipadamente vencida, caso:
 1. Não haja observância, por parte da Companhia, por dois trimestres consecutivos, enquanto houver Debêntures em circulação, dos seguintes índices e limites financeiros:
 - Endividamento Financeiro Líquido/EBITDA menor ou igual a 3,0; e,
 - EBITDA/Despesa Financeira Líquida maior ou igual a 2,0.

Conforme já mencionado, a metodologia de cálculo do EBITDA foi alterada em 28 de novembro de 2013, em Assembleia Geral de Debenturistas, a fim de incluir em sua composição os Ativos e Passivos Regulatórios.

Para mais detalhes, vide 2º aditamento da Escritura da 6ª Emissão de Debêntures cláusula 6.24 de vencimento antecipado alíneas de (I) a (XIX).

2. Ocorra mudança de controle acionário, direto ou indireto, da Emissora, sem prévio e expresso consentimento dos debenturistas, desde que tal mudança impacte, de forma substancial e comprovada, a viabilidade econômico-financeira da Emissão, a critério da Emissora e dos Debenturistas, exceto nos casos de quaisquer alterações ou reorganizações societárias que resultem em estrutura final na qual a Iberdrola S.A. continue como acionista controlador/majoritário direto ou indireto da Emissora.
3. Haja o pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social da Emissora, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, exclusivamente na hipótese em que a Emissora esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária devida aos Debenturistas nos termos da Escritura de Emissão.

A íntegra dos termos e das condições da distribuição pública da 6ª Emissão de Debêntures está disponível no *website* da Elektro: www.elektro.com.br

- Nos termos dos contratos **FINEM** celebrados com o BNDES, a companhia, dentre outras obrigações deverá:
 1. Manter, durante a vigência do Contrato, os seguintes índices apurados anualmente:
 - Endividamento Financeiro Líquido/EBITDA AJUSTADO menor ou igual a 3,0; e
 - Endividamento Financeiro Líquido/Patrimônio Líquido menor ou igual a 2,5.

Em 10 de outubro de 2013 foi aprovada pelo BNDES a alteração da metodologia de cálculo deste *covenant* com a mudança na definição de EBITDA, que passou a se denominar EBITDA AJUSTADO em função da exclusão dos Ativos e Passivos Regulatórios e Outras Receitas Operacionais, tais como ganho com plano de pensão, lucro na alienação de imobilizado, dentre outros itens.

2. Solicitar prévia e expressa autorização do BNDES para mudança do controle efetivo, direto ou indireto.

- Nos termos dos contratos celebrados desde 2004 com a ELETROBRÁS, a Companhia, dentre outras obrigações, deverá:
 1. Solicitar aprovação prévia da ELETROBRÁS antes de contrair:
 - Compromisso financeiro (isolado ou conjunto) equivalente e/ou superior a 5% de seu ativo fixo; e,
 - Compromisso financeiro (isolado ou conjunto) que eleve o endividamento em nível superior a 66% do ativo fixo da Companhia.
 2. 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.

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

- Nos termos do contrato celebrado em 2013 com o Banco Europeu de Investimento (**BEI**), a companhia, dentre outras obrigações, deverá:
 1. Solicitar aprovação prévia para mudanças de controle ou alterações de estrutura societária, estando sujeita ao vencimento antecipado da dívida.
 2. Pré-pagar parcial ou totalmente a dívida caso haja o pagamento antecipado de outras dívidas contratadas pela Companhia, em algumas situações específicas previstas em contrato.
 3. Abster-se de alienar ativos sem a prévia autorização do banco, exceto nos casos previstos em contrato, tal como caso a alienação não exceda 5% do valor total dos ativos, dentro do curso normal dos negócios da Companhia.

G. Limites de utilização dos financiamentos já contratados

A Companhia dispunha, em 31 de dezembro de 2015, de oito contratos de financiamento com valores a sacar a partir de janeiro de 2016, totalizando R\$ 768,7 milhões já contratados disponíveis para utilização.

Abaixo seguem as tabelas dos financiamentos contratados com valores a sacar no ano subsequente para os últimos três exercícios sociais:

Financiamentos contratados em 31 de dezembro de 2015

Financiamentos - R\$ mil	Valor do Contrato	Valor Sacado até dez/15	Valor a sacar a partir de jan/16
BNDES FINEM 2013-2014	348.392	254.943	67.100
BNDES FINEM 2015-2016	258.232	110.000	148.232
Eletrobrás - Luz para Todos MS - 5ª fase	757	-	757
Eletrobrás - Luz para Todos SP - 6ª fase	15.759	14.183	1.576
Eletrobrás - Luz para Todos SP - 7ª fase	8.769	-	8.769
Banco Europeu de Investimento - BEI ⁽¹⁾	637.560	-	637.560
FINEP 4º Ciclo	22.185	17.954	4.230
FINEP 5º Ciclo	14.627	7.753	6.875
Total Financiamentos	1.306.281	404.832	875.099

⁽¹⁾ O contrato foi assinado no valor total de até EUR 150 milhões. No entanto, programa-se liberação inicial de aproximadamente R\$ 215 milhões em 2016. Baseado na cotação do Euro em 31/12/2015 no valor de R\$ 4,2504.

Financiamentos contratados em 31 de dezembro de 2014

Financiamentos - R\$ mil	Valor do Contrato	Valor Sacado até Dez/14	Valor a sacar a partir de Jan/2015
BNDES FINEM 2011-2012	188.479	167.421	-
BNDES FINEM 2013-2014	348.392	196.070	67.100
Eletrobrás - Luz para Todos MS - 5ª fase	757	-	757
Eletrobrás - Luz para Todos SP - 6ª fase	15.759	14.183	1.576
Eletrobrás - Luz para Todos SP - 7ª fase	8.769	-	0
FINEP 4º Ciclo	22.185	17.954	4.230
FINEP 5º Ciclo	14.627	7.753	1.755
Total Financiamentos	598.968	403.381	75.419

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

Financiamentos contratados em 31 de dezembro de 2013

Financiamentos - R\$ mil	Valor do Contrato	Valor Sacado até Dez/13	Valor a sacar a partir de Jan/2014
BNDES FINEM 2011-2012	188.479	166.845	913
Eletrobrás - Luz para Todos SP - 6ª fase	15.759	14.183	1.576
FINEP 3º Ciclo	7.733	3.808	2.118
FINEP 4º Ciclo	22.185	17.954	4.230
Banco Europeu de Investimento	281.050	281.050	-
BNDES FINEM 2013-2014	348.392	-	348.392
Total Financiamentos	863.597	483.840	357.229

H. Alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

Comparação entre os saldos dos balanços encerrados em 31 de dezembro de 2015, 31 de dezembro de 2014 e 31 de dezembro de 2013

A Administração apresenta o Balanço Patrimonial de 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013 com a demonstração de todas as variações e comentários sobre os itens mais relevantes:

Ativo	2015		2014		2013		Variação 2015 x 2014		Variação 2014 x 2013	
	R\$ mil	% do ativo	R\$ mil	% do ativo	R\$ mil	% do ativo	R\$ mil	%	R\$ mil	%
Circulante	2.899.505	42,1%	2.044.225	35,2%	1.223.769	26,6%	855.280	41,8%	820.456	67,0%
Caixa e equivalentes de caixa	785.146	11,4%	578.648	10,0%	467.630	10,2%	206.498	35,7%	111.018	23,7%
Consumidores, parcelamentos de débitos e supridores	1.138.256	16,5%	740.544	12,8%	633.760	13,8%	397.712	53,7%	106.784	16,8%
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	625.146	9,1%	503.016	8,7%	-	0,0%	122.130	0,0%	503.016	0,0%
Tributos a compensar	81.257	1,2%	40.579	0,7%	47.552	1,0%	40.678	100,2%	(6.973)	-14,7%
Subsídios Tarifários	232.535	3,4%	125.113	2,2%	24.854	0,5%	-	85,9%	100.259	403,4%
Outros créditos	37.165	0,5%	56.325	1,0%	49.973	1,1%	(19.160)	-34,0%	6.352	12,7%
Não circulante	3.994.556	57,9%	3.757.767	64,8%	3.377.611	73,4%	236.789	6,3%	380.156	11,3%
Parcelamentos de débitos e supridores	15.862	0,2%	28.024	0,5%	32.251	0,7%	(12.162)	-43,4%	(4.227)	-13,1%
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	323.059	4,7%	284.019	4,9%	-	0,0%	39.040	0,0%	284.019	0,0%
Tributos a compensar	84.060	1,2%	80.770	1,4%	62.936	1,4%	3.290	4,1%	17.834	28,3%
Depósitos judiciais	111.260	1,6%	102.081	1,8%	88.642	1,9%	9.179	9,0%	13.439	15,2%
Tributos diferidos	707.771	10,3%	764.915	13,2%	828.465	18,0%	(57.144)	-7,5%	(63.550)	-7,7%
Outros créditos	48.631	0,7%	52.630	0,9%	55.161	1,2%	(3.999)	-7,6%	(2.531)	-4,6%
Ativo indenizável (concessão)	907.123	13,2%	700.242	12,1%	590.951	12,8%	206.881	29,5%	109.291	18,5%
Imobilizado	13.494	0,2%	17.939	0,3%	11.179	0,2%	(4.445)	-24,8%	6.760	60,5%
Ativo intangível	1.783.296	25,9%	1.727.147	29,8%	1.708.026	37,1%	56.149	3,3%	19.121	1,1%
Total do Ativo	6.894.061	100,0%	5.801.992	100,0%	4.601.380	100,0%	1.092.069	48,1%	1.200.612	78,3%

Caixa e equivalente de caixa

Em 2015 ocorreu um aumento de 35,7% no saldo de caixa e equivalentes de caixa quando comparado com 2014. Esse aumento decorre principalmente da maior geração de caixa operacional no montante de R\$ 657,3 milhões reflexo do aumento na Receita Operacional Bruta em função do: (i) Reajuste Tarifário de agosto de 2014; (ii) Revisão Tarifária Extraordinária ocorrida em março de 2015; e (iii) Revisão Tarifária de agosto de 2015, estes efeitos foram parcialmente compensados pelos gastos com investimentos no valor total de R\$ 360,6 milhões e em atividades de financiamento no montante de R\$ 90,2 milhões. O aumento da ordem de 24% em 2014 quando comparado com 2013 deve-se principalmente a captação de novos empréstimos 4131, BNDES-FINEM e FINEP no valor total de R\$ 607,7 milhões, maior recebimento de subsídios tarifários e baixa renda e juros sobre aplicação financeira, parcialmente compensado pelo pagamento de dividendos de 2013, dividendos intermediários e JCP de 2014 no valor total de R\$ 255,6MM, pela amortização de principal e juros de debêntures e empréstimos e maior exposição de caixa para custos de energia não cobertos pela conta ACR e CDE.

Consumidores, parcelamentos de débitos e supridores

Aumento em 2015 quando comparado com 2014 decorrentes dos seguintes fatores: (i) Reajuste Tarifário aplicado a partir de 27 de agosto de 2014, cujo efeito médio percebido pelo consumidor foi um incremento de 37,78% nas tarifas praticadas; (ii) entrada do sistema de Bandeiras Tarifárias em janeiro/15; (iii) Revisão Tarifária Extraordinária nas tarifas aplicadas a partir de 02 de março de 2015, com incremento médio percebido pelo consumidor de 24,25%; e (iv) Revisão Tarifária a partir de 27 de agosto de 2015, com reajuste médio aplicado nas tarifas de 4,20%.

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

Tributos a compensar

O aumento de tributos a compensar observado em 2015 decorre do ICMS a recuperar referente a créditos na compra de bens para uso na concessão. Comparando-se o saldo de 2014 com 2013 observa-se uma redução no curto prazo nos tributos a compensar devido a utilização de crédito de ICMS sobre subvenção demais classes, parcialmente compensado pelo aumento das antecipações de IR e CS devido ao maior resultado no ano de 2014. O aumento no longo prazo deve-se à constituição de créditos de ICMS sobre ativo imobilizado.

Depósitos Judiciais

O aumento de 9% em 2015 quando comparado com 2014 refere-se principalmente a atualização monetária de depósitos judiciais de natureza tributária (+ R\$ 5,0 MM) e ingresso depósitos judiciais de natureza trabalhista (+R\$ 2,9 MM), cível (+R\$ 0,6MM) e um imobiliário – desapropriação de servidão (+R\$ 0,5 MM). O aumento do saldo em 2014 quando comparado a 2013 deve-se a ingresso de novos depósitos judiciais (R\$ 13,4 milhões), atualização monetária de todos os depósitos existentes (R\$ 1,8 milhões), parcialmente compensado por liberações (R\$ 1,8 milhões). A variação entre 2013 e 2012 deve-se a novos depósitos judiciais (R\$ 10,7 milhões) e atualização monetária de todos os depósitos existentes (R\$ 3,7 milhões).

Tributos diferidos

A redução desse grupo no período corrente quando comparado a 2014 decorre principalmente da amortização do benefício fiscal do ágio incorporado da Iberdrola e Terraço e IR/CS diferido sobre ajuste dos CPC's⁵. A redução no saldo dos tributos diferidos entre 2014 e 2013 decorre dos mesmos efeitos ocorridos entre 2015 e 2014.

Ativo Indenizável (Concessão)

O aumento de 29,5% em 2015 no ativo indenizável refere-se a transferência do ativo intangível em processo (+R\$ 158,0 MM), marcação a mercado do ativo financeiro (+R\$ 74,0 MM), parcialmente compensado por baixas (-R\$ 17,7 MM) e adições das obrigações especiais (-R\$ 7,4 MM). Em 2014 na comparação com 2013 observa-se um crescimento de 18,5% devido principalmente à bifurcação das adições dos investimentos (R\$ 95,4 milhões), marcação a mercado do ativo financeiro (R\$ 11,7 milhões) e adições (+R\$ 2,2 milhões).

Ativo Intangível

A variação positiva no saldo do ativo intangível em 2015 em relação a 2014 foi motivada pelas adições (+R\$ 375,7 MM), parcialmente compensadas pela transferência para o ativo financeiro (-R\$ 158,0 MM), amortização (-R\$ 158,1 MM) e pelo valor residual de baixas (-R\$ 3,5 MM). O crescimento entre 2014 e 2013 foi motivado pelas adições (+R\$ 293 milhões), parcialmente compensadas pelas amortizações (-R\$ 148,8 milhões), bifurcação dos investimentos (-R\$ 95,4 milhões) e pelas baixas de ativos (-R\$ 29,7 milhões).

⁵ Plano de Pensão, Leasing, Reversão Fiscal Diferimento e Contrato de Concessão – Marcação a Mercado.

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

Passivo e Patrimônio Líquido	2015		2014		2013		Variação 2015 x 2014		Variação 2014 x 2013	
	R\$ mil	% do passivo	R\$ mil	% do passivo	R\$ mil	% do passivo	R\$ mil	%	R\$ mil	%
Circulante	2.213.407	38,1%	1.052.387	18,1%	808.162	17,6%	1.161.020	110,3%	244.225	30,2%
Fornecedores e supridores de energia elétrica	586.330	8,5%	488.071	8,4%	468.013	10,2%	98.259	20,1%	20.058	4,3%
Empréstimos e financiamentos	287.794	4,2%	65.459	1,1%	60.871	1,3%	222.335	339,7%	4.588	7,5%
Debêntures	259.061	3,8%	65.294	1,1%	63.933	1,4%	193.767	296,8%	1.361	2,1%
Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	271.483	3,9%	171.745	3,0%	-	0,0%	99.738	0,0%	171.745	0,0%
Tributos a recolher	222.941	3,2%	124.072	2,1%	116.386	2,5%	98.869	79,7%	7.686	6,6%
Encargos do consumidor	335.364	4,9%	7.307	0,1%	-	0,0%	328.057	4489,6%	7.307	0,0%
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	98.279	1,4%	3.365	0,1%	-	0,0%	94.914	2820,6%	3.365	0,0%
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	60.813	0,9%	54.330	0,9%	46.913	1,0%	6.483	11,9%	7.417	15,8%
Obrigações P&D e eficiência energética	40.085	0,6%	26.352	0,5%	8.850	0,2%	13.733	52,1%	17.502	197,8%
Outros passivos	51.257	0,7%	46.392	0,8%	43.196	0,9%	4.865	10,5%	3.196	7,4%
Não circulante	2.718.209	46,8%	2.529.346	43,6%	1.740.463	37,8%	188.863	7,5%	788.883	45,3%
Empréstimos e financiamentos	1.364.363	19,8%	1.092.596	18,8%	525.892	11,4%	271.767	24,9%	566.704	107,8%
Debêntures	817.478	11,9%	972.502	16,8%	968.276	21,0%	(155.024)	-15,9%	4.226	0,4%
Valores a devolver de Parcela A e outros itens financeiros	263.822	3,8%	215.571	3,7%	-	0,0%	48.251	0,0%	215.571	0,0%
Obrigações P&D e eficiência energética	17.382	0,3%	15.346	0,3%	29.998	0,7%	2.036	13,3%	(14.652)	-48,8%
Plano especial de aposentadoria	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
Provisão para ações judiciais e regulatórias	239.719	3,5%	219.088	3,8%	202.733	4,4%	20.631	9,4%	16.355	8,1%
Outros passivos	15.445	0,2%	14.243	0,2%	13.564	0,3%	1.202	8,4%	679	5,0%
Patrimônio líquido	1.962.445	33,8%	2.220.259	38,3%	2.052.755	44,6%	(257.814)	-11,6%	167.504	8,2%
Capital social	952.492	13,8%	952.492	20,7%	952.492	20,7%	-	0,0%	-	0,0%
Reservas de capital	765.882	11,1%	765.882	16,6%	765.882	16,6%	-	0,0%	-	0,0%
Reservas de lucros	171.422	2,5%	171.422	3,7%	171.422	3,7%	-	0,0%	-	0,0%
Dividendos adicionais propostos	72.649	1,1%	330.463	7,2%	162.959	3,5%	(257.814)	-78,0%	167.504	102,8%
Total do Passivo e Patrimônio Líquido	6.894.061	118,8%	5.801.992	100,0%	4.601.380	100,0%	1.092.069	18,8%	1.200.612	26,1%

Fornecedores e Supridores de Energia Elétrica

O aumento em 2015 de 20,1% no saldo de fornecedores, quando comparado com o mesmo período de 2014, decorre principalmente ao reajuste da tarifa de Itaipu, da variação cambial, do aumento no custo de transporte e do encargo ESS. Em 2014 o aumento no saldo de fornecedores, quando confrontado com o mesmo período de 2013, decorre principalmente do maior despacho de usinas térmicas e maior volume de compras de energia no mercado *spot* a preços elevados do PLD. A conta de fornecedores e supridores de energia elétrica apresentou um aumento de 4,3%, passando de R\$ 468 milhões em 31 de dezembro de 2013 para R\$ 488 milhões em 31 de dezembro de 2014.

Empréstimos e financiamentos

O aumento no saldo em 2015 quando comparado com 2014 decorre principalmente das captações obtidas junto ao Banco Mizuho e Tokyo (+R\$ 300,5 MM) e BNDES FINEM (+R\$ 168,9 MM). O aumento no saldo do longo prazo em 2014 comparativamente a 2013 deve-se principalmente pela liberação de empréstimos no valor total de R\$ 607,4 milhões (linha 4131, BNDES-FINEM e FINEP).

Segue abaixo a composição da conta Empréstimos e Financiamentos em 2015 e 2014:

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

	31/12/2015	31/12/2014	Condições Gerais	Vencimento	Garantias
Moeda Nacional	581.858	469.954			
BNDES					
Finame SE 2011	3.616	4.341	5,5% a.a.	Início 15/02/2013 até 15/01/2021	Instrumento de Cessão Fiduciária de Direitos Creditórios
Finem CAPEX 2011/2012	97.903	125.519	de TJLP a TJLP + 3,03% a.a.	Início 15/06/2013 até 15/12/2019	
Finem 2013/2014	256.318	196.588	de TJLP a TJLP + 3,08% a.a.	Início 15/01/2016 até 15/12/2023	
Finem 2015/2016	110.000	-	de TJLP a TJLP + 2,36% a.a.	Início 15/07/2017 até 15/06/2024	
Custos com emissão - BNDES	(1.041)	(300)			
Eletrobrás					
Eletrobrás - Luz para Todos ⁽¹⁾	58.144	72.087	RGR + 5,0% a.a. ⁽²⁾	Início: 30/11/2006 até 31/12/2022	Carta de Fiança
Finem - 2º Ciclo	13.987	20.980	4,25% a.a.	Início: 15/04/2011 até 15/12/2017	
Finem - 3º Ciclo	4.751	5.939	5,0% a.a.	Início: 15/12/2013 até 15/01/2020	
Finem - 4º Ciclo	15.529	17.993	5,0% a.a.	Início: 15/03/2015 até 15/03/2021	
Finem - 5º Ciclo	7.802	7.804	5,0% a.a.	Início: 15/12/2013 até 15/01/2020	
Arrendamento mercantil	14.849	19.003	de 10% a 18% a.a.	A partir de 2013 ⁽³⁾	
Moeda Estrangeira	1.070.299	688.101			
Banco Europeu de Investimento	506.155	344.320	US\$ + 3,4020% a.a.	31/10/2025	Carta de Fiança
Swap Empréstimo BEI	(219.008)	(58.373)	CDI - 0,30% a.a.	31/10/2025	
Cédula de Crédito Bancário via Lei nº 4.131 Bank Of Tokyo	173.841	118.243	Libor 3mL + 0,8457% ⁽⁴⁾	20/06/2018	N/A
Swap Céd. Créd Bancário via Lei nº 4.131 Bank of Tokyo	(31.246)	(17.892)	100,5% do CDI a.a.	20/06/2018	
Cédula de Crédito Bancário via Lei nº 4.131 Citibank	257.217	174.942	Libor 3mL + 0,7782% ⁽⁴⁾	09/01/2018	
Swap Céd. Créd Bancário via Lei nº 4.131 Citibank	(68.589)	(23.768)	103,0% do CDI a.a.	09/01/2018	
Cédula de Crédito Bancário via Lei nº 4.131 HSBC	262.428	178.496	Libor 3mL + 0,8500% ⁽⁴⁾	15/06/2016	
Swap Céd. Créd Bancário via Lei nº 4.131 HSBC	(111.508)	(27.568)	104,9% do CDI a.a.	15/06/2016	
Cédula de Crédito Bancário Mizuho	234.436	-	Libor 3mL + 1,00% ⁽⁴⁾	16/03/2018	
Swap Céd. Créd Bancário Mizuho	(46.026)	-	93,16% do CDI a.a.	16/03/2018	
Cédula de Crédito Bancário Tokyo	136.508	-	Libor 3mL + 0,6900% ⁽⁴⁾	16/03/2018	
Swap Céd. Créd Bancário Tokyo	(22.949)	-	94,0% do CDI a.a.	16/03/2018	
Custos com emissão - Moeda Estrangeira	(960)	(299)			
Total	1.652.157	1.158.055			
Circulante	287.794	65.459			
Não circulante	1.364.363	1.092.596			

⁽¹⁾ O projeto Luz para Todos está relacionado a dez contratos de financiamento.

⁽²⁾ Reserva Global de Reversão - RGR é indexada à variação da UFIR, que tem se mantido constante.

⁽³⁾ Os prazos de amortização do arrendamento mercantil estão considerados no parágrafo abaixo.

⁽⁴⁾ Taxa Libor de 3 meses.

Debêntures

Aumento em 2015 quando comparado com 2014, decorrente da correção monetária - IPCA e CDI (+R\$ 77 MM) parcialmente compensado pelo pagamento de principal da debênture da 5ª emissão – 2ª série (-R\$ 40,0 MM); O saldo no período de 2014 comparativamente a 2013 no curto prazo e longo prazo não apresentaram variações significativas.

Tributos a recolher

O aumento em 2015 quando comparado com 2014 decorre principalmente do ICMS a recolher referente ao aumento da receita de 2015 em comparação a 2014 o qual foi recolhido em 2016. O saldo no período de 2014 comparativamente a 2013 não apresenta variações significativas.

Encargos do consumidor

A elevação no saldo em 2015 quando comparado com 2014 refere-se ao aumento no valor das cotas do encargo CDE pago pela Companhia para recomposição da conta utilizada nos anos de 2013 e 2014, para neutralizar os impactos do alto custo de energia do mesmo período às distribuidoras. Adicionalmente, a Elektro não vinha recebendo a integridade de repasse dos valores de subsídios da Eletrobrás, em 6 de agosto de 2015, a Companhia obteve liminar permitindo deduzir do total a pagar de cotas CDE o montante não repassado de subsídio, o que gerou uma recomposição de caixa em 2015 no montante de R\$ 211,4 milhões, contudo, para efeitos de divulgação e dado que tal decisão tem caráter liminar, em 31 de dezembro de 2015, a Companhia mantém registrado no ativo os valores a receber de subsídios no montante de R\$ 232,5 milhões e no passivo o montante total de R\$ 335,4 milhões. O saldo no período de 2014 comparativamente a 2013 não apresenta variações significativas.

Provisão para ações judiciais e regulatórias, líquidas

Entre 2015 e 2014 as provisões relacionadas a ações judiciais tiveram aumento de 9,4%, passando de R\$ 219,0 milhões em 31 de dezembro de 2014 para R\$ 239,7 milhões em 31 de dezembro de 2015. Os principais ingressos que influenciaram esse aumento estão relacionados com: (i) provisão cível referente ao uso da faixa de domínio de rodovias – DER (R\$ 7,4 milhões); e (ii) provisões de autos de infração regulatórios, em sede de contencioso administrativo (R\$ 5,8 milhões). As liquidações ocorridas no período estão relacionadas a diversos processos cíveis, trabalhistas, regulatórios e de desapropriação e servidão pulverizados totalizando R\$ 23,9 milhões.

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

Em 2014 os principais ingressos que influenciaram o aumento nas contingências prováveis estão relacionados a (i) provisão cível referente ao uso da faixa de domínio de rodovias – DER (R\$ 5,4 milhões) e (ii) provisões de autos de infração regulatórios, em sede de contencioso administrativo (R\$ 3,9 milhões). As liquidações ocorridas no período estão relacionadas a diversos processos cíveis, trabalhistas, regulatórios e de desapropriação e servidão pulverizados totalizando R\$ 8,5 milhões.

Principais Variações nas Contas de Resultado

	2015		2014		2013		Variação 2015 x 2014		Variação 2014 x 2013	
	R\$ mil	% Receita total	R\$ mil	% Receita total	R\$ mil	% Receita total	R\$ mil	%	R\$ mil	%
Receitas operacionais líquidas	5.578.743	-100,0%	4.774.522	-100,0%	3.549.334	-100,0%	804.221	16,8%	1.225.188	34,5%
Custo do serviço de energia elétrica e operação	(4.300.340)	-77,1%	(3.589.077)	-75,2%	(2.585.347)	-72,8%	(711.263)	19,8%	(1.003.730)	38,8%
Energia comprada para revenda	(3.722.094)	-66,7%	(3.012.488)	-63,1%	(2.077.278)	-58,5%	(709.606)	23,6%	(935.210)	45,0%
Gastos com pessoal	(242.944)	-4,4%	(221.486)	-4,6%	(213.822)	-6,0%	(21.458)	9,7%	(7.664)	3,6%
Gastos com materiais	(34.571)	-0,6%	(35.534)	-0,7%	(34.635)	-1,0%	963	-2,7%	(899)	2,6%
Gastos com serviços de terceiros	(104.163)	-1,9%	(102.569)	-2,1%	(72.168)	-2,0%	(1.594)	1,6%	(30.401)	42,1%
Depreciação	(4.105)	-0,1%	(3.083)	-0,1%	(4.453)	-0,1%	(1.022)	33,1%	1.370	-30,8%
Amortização de ativo intangível	(158.100)	-2,8%	(148.751)	-3,1%	(142.589)	-4,0%	(9.349)	6,3%	(6.162)	4,3%
Outras despesas operacionais líquidas	(34.363)	-0,6%	(65.166)	-1,4%	(40.402)	-1,1%	30.803	-47,3%	(24.764)	61,3%
Custo de construção	(368.371)	-6,6%	(295.195)	-6,2%	(313.272)	-8,8%	(73.176)	24,8%	18.077	-5,8%
Lucro operacional bruto	910.032		890.250		650.715		19.782	2,2%	239.535	36,8%
Despesas operacionais	(240.800)	-4,3%	(137.596)	-2,9%	(150.645)	-4,2%	(103.204)	75,0%	13.049	-8,7%
Despesas com vendas	(22.206)	-0,4%	(16.522)	-0,3%	(15.504)	-0,4%	(5.684)	34,4%	(1.018)	6,6%
Despesas gerais e administrativas	(78.993)	-1,4%	(73.572)	-1,5%	(60.539)	-1,7%	(5.421)	7,4%	(13.033)	21,5%
Outras despesas operacionais líquidas	(139.601)	-2,5%	(47.502)	-1,0%	(74.602)	-2,1%	(92.099)	193,9%	27.100	-36,3%
Resultado do serviço	669.232	12,0%	752.654	15,8%	500.070	14,1%	(83.422)	-11,1%	252.584	50,5%
Resultado financeiro	(150.107)		(116.728)		(50.214)		(33.379)	28,6%	(66.514)	132,5%
Receitas financeiras	224.570	4,0%	95.942	2,0%	101.805	2,9%	128.628	134,1%	(5.863)	-5,8%
Despesas financeiras	(276.649)	-5,0%	(163.328)	-3,4%	(116.256)	-3,3%	(113.321)	69,4%	(47.072)	40,5%
Variação monetária e cambial líquida	(98.028)	-1,8%	(49.342)	-1,0%	(35.763)	-1,0%	(48.686)	98,7%	(13.579)	38,0%
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	519.125		635.926		449.856		(116.801)	-18,4%	186.070	
Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos	(147.946)	-2,7%	(196.896)	-4,1%	(126.162)	-3,6%	48.950	-24,9%	(70.734)	56,1%
Imposto de renda	(67.230)	-1,2%	(98.201)	-2,1%	(76.129)	-2,1%	30.971	-31,5%	(22.072)	29,0%
Imposto de renda diferido	(41.410)	-0,7%	(46.126)	-1,0%	(16.238)	-0,5%	4.716	-10,2%	(29.888)	184,1%
Contribuição social	(24.398)	-0,4%	(35.963)	-0,8%	(27.950)	-0,8%	11.565	-32,2%	(8.013)	28,7%
Contribuição social diferida	(14.908)	-0,3%	(16.606)	-0,3%	(5.845)	-0,2%	1.698	-10,2%	(10.761)	184,1%
Lucro líquido do Exercício	371.179	6,7%	439.030	9,2%	323.694	9,1%	(67.851)	-15,5%	115.336	35,6%

Receitas operacionais líquidas

As Receitas Operacionais Líquidas atingiram R\$ 5.579 milhões em 2015, registrando um aumento de 16,8% quando comparado com 2014 (R\$ 4.775 milhões). A variação observada deve-se principalmente à:

- (i) Reajuste tarifário aplicado a partir de 27 de agosto de 2014, cujo efeito médio percebido pelo consumidor é um incremento de 37,78% nas tarifas praticadas;
- (ii) Revisão extraordinária nas tarifas aplicadas a partir de 02 de março de 2015, com incremento médio percebido pelo consumidor de 24,25%; e
- (iii) Revisão Tarifária a partir de 27 de agosto de 2015, com reajuste médio aplicado nas tarifas de 4,20%.

Estes efeitos foram parcialmente compensados pela queda de 4,5% no mercado em relação ao ano anterior, considerando o total da área de concessão. Esta queda foi motivada, principalmente, pelos seguintes fatores: (i) retração do mercado de trabalho e consequente diminuição de renda, (ii) desaceleração da produção industrial, (iii) programa de incentivo ao uso consciente de energia e (iv) efeitos do reajuste das tarifas sobre o consumo.

Em 2014, as Receitas Operacionais Líquidas atingiram R\$ 4.775 milhões, registrando aumento de 34,5% em relação a 2013 (R\$ 3.549 milhões). A variação observada deve-se principalmente à:

- (i) Reajuste nas tarifas aplicado a partir de 27 de agosto de 2014, resultado do Reajuste Tarifário de 2014, cujo efeito médio percebido pelo consumidor é um incremento de 37,78% nas tarifas praticadas;

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

- (ii) Registro contábil dos Ativos e Passivos Regulatórios a partir de 10 de dezembro de 2014, que passaram a ser demonstrados nas receitas da Companhia como Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros, ampliando em R\$ 399,7 milhões as Receitas Operacionais;
- (iii) Crescimento no fornecimento de energia a clientes finais de 3,9%, em especial no consumo das classes residencial e comercial;
- (iv) Incremento de R\$ 234,6 milhões em Outras Receitas, em especial: (a) na contabilização pela CCEE de excedente financeiro referente ao suprimento de energia no montante de R\$ 150,2 milhões; (b) nas subvenções de CDE para subsídio tarifário no valor de R\$ 73,3 milhões e (c) na remuneração do ativo financeiro no montante de R\$ 13,6 milhões; e
- (v) Parcialmente compensados pela menor receita de uso do sistema de distribuição, com redução de R\$ 15,9 milhões.

Energia comprada para revenda

O Custo da Energia Comprada para Revenda registrou um incremento de 23,6% (R\$ 709,6 milhões) frente aos custos de 2014, uma vez que, em 2015, não ocorreram repasses governamentais via recursos da CDE ou Conta ACR nos moldes realizados em 2014, quando foram transferidos R\$ 1.063,3 milhão em recursos na forma de redutores dos custos de energia. Outro efeito desta variação decorre da elevação do custo da energia comprada de Itaipu após desvalorização do Real, dado que esta compra está atrelada ao dólar americano (efeito temporal e que será compensado pela cobertura tarifária no próximo reajuste tarifário, em agosto de 2016).

Para fins de comparação, se as transferências governamentais de 2014 não fossem consideradas, o custo de energia do período naquele ano somaria R\$ 4,0 bilhões. Deste modo, a variação real no custo de energia em 2015 frente a 2014, apresentaria uma redução de 8,7% (-R\$ 353,9 milhões), consequência de maior recebimento de contratos de cotas em 2015, que apresentam tarifas médias mais baixas. Em ambos os exercícios, as variações dos custos efetivos em relação à cobertura tarifária estão devidamente reconhecidas como Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros, se recebidos via tarifa, ou como Deduções por Bandeiras Tarifárias, se recebidos via este mecanismo, mas sempre com efeito neutro na Margem Líquida da Companhia.

Em 2014 o Custo da Energia Comprada para Revenda registrou incrementos significativos desde o último trimestre de 2012, devido ao maior despacho de usinas térmicas e às compras de energia no mercado a preços de PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) elevados. De forma a reduzir estes impactos, foram repassados via CDE o montante de R\$ 100,1 milhões, referente à competência de janeiro de 2014 e, adicionalmente, R\$ 963,2 milhões cobrindo parcialmente os custos das competências de fevereiro a outubro do mesmo ano por meio da Conta no ACR. Com isso, o total contabilizado como redutor de custos de energia comprada em 31 de dezembro de 2014 é de R\$ 1,06 bilhão.

Assim, o aumento dos custos de energia comprada foi de 45,0% (R\$ 935,2 milhões) no acumulado de 2014 em relação ao ano anterior, devido, dentre outros fatores, ao aumento no custo do despacho térmico, à exposição involuntária e ao crescimento de mercado. Os custos incorridos até 26 de junho de 2014 foram contemplados no reajuste tarifário da Elektro e serão recuperados ao longo do ano regulatório vigente (de setembro de 2014 a agosto de 2015), recompondo o caixa. Os custos relativos aos períodos posteriores a 26 de junho já estão reconhecidos como ativos financeiros e serão considerados nos próximos processos tarifários a serem homologados pela ANEEL.

Depreciação e Amortização

As evoluções na depreciação e amortização nos anos de 2015, quando comparado com 2014, e de 2014 em relação a 2013, referem-se ao aumento dos investimentos realizados.

Outras Despesas Operacionais Líquidas

O aumento no saldo em 2015, quando comparado com 2014, refere-se principalmente ao aumento das Provisões para Crédito de Liquidação Duvidosa decorrente do efeito da elevação das tarifas, combinado a uma conjuntura econômica adversa, que vem afetando o poder aquisitivo e a capacidade de pagamento dos clientes, cujos impactos tem sido suavizados pelas assertivas ações de cobrança conduzidas pela Companhia. O aumento em 2014 deve-se, principalmente, ao reajuste salarial de 7% ocorrido em julho de 2014 e aumento da despesa com PLR dos gestores e especialistas, os quais estão vinculados ao aumento do EBITDA.

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

Resultado do Serviço

O Resultado do Serviço no ano de 2015 foi de R\$ 669,2 milhões, com redução de 11,1% em relação a 2014 (R\$ 752,6 milhões), e a margem no Resultado do Serviço passou de 15,8% em 2014 para 12,0% em 2015, decorrente dos impactos já descritos anteriormente nas Receitas Operacionais Líquidas, no Custo de Energia Comprada e pelo aumento dos Custos e Despesas Operacionais.

O Resultado do Serviço no ano de 2014 foi de R\$ 750,1 milhões, com aumento de 50% em relação a 2013 (R\$ 500,1 milhões), e a margem no Resultado do Serviço passou de 14,1% em 2013 para 15,8% em 2014, decorrente dos impactos já descritos anteriormente nas Receitas Operacionais Líquidas, no Custo de Energia Comprada e repasses de CDE, que compensaram o aumento dos custos de energia, parcialmente compensada pelo aumento dos Custos e Despesas Operacionais.

Resultado Financeiro

No período, a Elektro apresentou Despesa Financeira de R\$ 150,1 milhões, 28,6% acima do ano anterior (R\$ 116,7 milhões). Esta variação de R\$ 33,4 milhões refere-se basicamente às despesas com juros sobre empréstimos de terceiros após elevação dos indexadores sobre o endividamento da Companhia, suavizado pela maior receita de aplicações financeiras e encargos sobre conta de energia elétrica em atraso.

Durante o ano de 2014, houve grande necessidade de recursos financeiros para saldar os gastos com a compra de energia a preços mais altos, bem como todos os demais compromissos financeiros da Companhia. Diante deste cenário, a Elektro fez uma captação preventiva com o objetivo de assegurar sua liquidez financeira, garantindo a estabilidade do negócio, bem como a capacidade de honrar seus compromissos e manter o nível de investimentos. Assim, o Resultado Financeiro apresentou despesa financeira líquida com aumento de R\$ 66,5 milhões em relação ao ano anterior. Além do maior saldo médio da dívida no período, a maior despesa financeira foi impactada pelo aumento dos seus indexadores (IPCA, IGP-M e CDI).

Lucro Líquido

Considerando os fatores acima mencionados, a Companhia registrou um Lucro Líquido de R\$ 371,2 milhões em 2015, comparado ao resultado de 2014 de R\$ 439,0 milhões.

A Elektro registrou lucro líquido de R\$ 439,0 milhões em 2014, com incremento de 34,2% quando comparado a 2013 (R\$ 323,7 milhões) e a margem líquida passou de 9,1% em 2013 para 9,2% em 2014.

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

10.2 COMENTÁRIOS DOS DIRETORES SOBRE:

A Elektro não possui empresas controladas ou coligadas. Desta forma, as informações financeiras apresentadas não são consideradas consolidadas, uma vez que representam apenas o desempenho da Elektro.

A. Resultados das operações do emissor, em especial:

(i) Descrição de quaisquer componentes importantes da receita

2015

A Receita Operacional Bruta da Elektro registrou R\$ 9,6 bilhões em 2015, com incremento de 48,1%, quando comparado com 2014 (R\$ 6,5 bilhões). As variações observadas devem-se principalmente a:

- (i) Reajuste tarifário aplicado a partir de 27 de agosto de 2014, cujo efeito médio percebido pelo consumidor é um incremento de 37,78% nas tarifas praticadas;
- (ii) Revisão extraordinária nas tarifas aplicadas a partir de 02 de março de 2015, com incremento médio percebido pelo consumidor de 24,25%; e
- (iii) Revisão Tarifária a partir de 27 de agosto de 2015, com reajuste médio aplicado nas tarifas de 4,20%.

Estes efeitos foram parcialmente compensados pela queda de 4,5% no mercado em relação ao ano anterior, considerando o total da área de concessão. Esta queda foi motivada, principalmente, pelos seguintes fatores: (i) retração do mercado de trabalho e consequente diminuição de renda, (ii) desaceleração da produção industrial, (iii) programa de incentivo ao uso consciente de energia e (iv) efeitos do reajuste das tarifas sobre o consumo.

Outra variação importante decorre da reclassificação, em dezembro de 2015, da marcação a mercado do ativo financeiro indenizável para a linha de Receita Operacional (especificamente Outras Receitas), no valor de R\$ 74,0 milhões (anteriormente registrada como receita financeira). Para fins de comparação, os resultados de 2014, no montante de R\$ 11,7 milhões, também foram reclassificados. A variação de R\$ 62,3 milhões entre os períodos deve-se ao efeito dos indexadores sobre o saldo a receber ao final da concessão, que apresentaram uma expressiva evolução, passando de 3,69% para 10,54% (IGP-M) e de 6,41% para 10,67% (IPCA).

As deduções às Receitas Operacionais evoluíram de R\$ 1.704,4 milhões em 2014 para R\$ 3.479,1 milhões em 2015, registrando aumento de 104,1%. Esta variação deve-se, principalmente, aos reajustes no encargo de Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, que passou a incorporar os aumentos requeridos (i) para recomposição do Fundo, utilizado nos anos de 2013 e 2014, e (ii) para que as distribuidoras pudessem repassar à CCEE os valores necessários para a amortização dos empréstimos (Contratos de Financiamento da Operação ACR), fechados ao longo de 2014 e 2015. Ressalta-se que esta variação está compensada nas linhas de Venda de Energia a Clientes Finais e Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros, tendo efeito neutro no resultado.

Em 2015 também houve o recebimento de R\$ 539,0 milhões via o mecanismo de bandeiras tarifárias, antecipando o recebimento, em caixa, de variações em relação aos valores previstos em tarifa, que seriam apenas revertidos para a Companhia na medida em que fossem faturados, nos 12 meses subsequentes ao reajuste tarifário, a partir de Agosto de 2015. Ressalta-se que, por se tratar de uma antecipação de Valores a Receber de Parcela A (CVA), seu efeito é neutro no resultado.

Com isto, a Receita Operacional Líquida cresceu 16,8%, passando de R\$ 4.774,5 milhões para R\$ 5.578,7 milhões em 2015 (R\$ 804,2 milhões). Caso o mercado apresentasse crescimento, esta evolução seria mais acentuada.

2014

A Receita Operacional Bruta da Elektro foi de R\$ 6,5 bilhões em 2014, um aumento de 34,2% em relação a 2013 (R\$ 4,8 bilhões). Já as Receitas Operacionais Líquidas atingiram R\$ 4,7 bilhões, registrando aumento de 34,2% em relação a 2013 (R\$ 3,5 bilhões). As variações observadas devem-se principalmente à:

- (i) Reajuste nas tarifas aplicado a partir de 27 de agosto de 2014, resultado do Reajuste Tarifário de 2014, cujo efeito médio percebido pelo consumidor é um incremento de 37,78% nas tarifas praticadas;

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

- (ii) Registro contábil dos Ativos e Passivos de Parcela A e outros componentes financeiros a partir de 10 de dezembro de 2014, que passaram a ser demonstrados nas receitas da Companhia como Valores a Receber ou Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros, ampliando em R\$ 399,7 milhões as Receitas Operacionais;
- (iii) Crescimento no fornecimento de energia a clientes finais de 3,9%, em especial no consumo das classes residencial e comercial;
- (iv) Incremento de R\$ 234,6 milhões em Outras Receitas, em especial: (a) na contabilização pela CCEE de excedente financeiro referente ao suprimento de energia no montante de R\$ 150,2 milhões; (b) nas subvenções de CDE para subsídio tarifário no valor de R\$ 73,3 milhões e (c) na remuneração do ativo financeiro no montante de R\$ 13,6 milhões; e
- (v) Parcialmente compensados pela menor receita do uso do sistema de distribuição, com redução de R\$ 15,9 milhões, devido ao menor índice de produção industrial verificado no país.

2013

A Receita Operacional Bruta da Elektro foi de R\$ 4,8 bilhões em 2013, uma redução de 10,3% em relação a 2012 (R\$ 5,4 bilhões). Já as Receitas Operacionais Líquidas atingiram R\$ 3,5 bilhões, registrando retração de 0,6% em relação a 2012 (R\$ 3,6 bilhões). As variações observadas devem-se principalmente à:

- (i) Redução nas tarifas praticadas a partir de 27 de agosto de 2012, como efeito da combinação do resultado da Revisão Tarifária de 2011 (postergada para 2012, com efeitos retroativos a 2011) com o resultado do Reajuste Tarifário de 2012, com efeito médio percebido pelo consumidor de -3,05%;
- (ii) Revisão tarifária extraordinária ocorrida em 24 de janeiro de 2013 em decorrência da Lei 12.783/13, que desonerou da tarifa a maior parte dos encargos setoriais e que implicou, para a Elektro, numa redução média nas tarifas de 20,34%, sem impacto na margem operacional, pois houve também redução nas deduções à Receita referentes aos encargos setoriais (extinção da CCC, RGR e redução da CDE em 75%) na mesma proporção, bem como dos preços e tarifas de transmissão e energia comprada. Adicionalmente, a queda na Receita implicou em redução de todos os tributos incidentes sobre a mesma. Principalmente por esses motivos, observa-se uma queda na Receita Líquida menor do que na Receita Bruta;
- (iii) Baixo crescimento da classe industrial, resultado do tímido desempenho da Produção Industrial e da migração de clientes do mercado cativo para o mercado livre.

Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo:

- (i) reajuste nas tarifas aplicado a partir de 27 de agosto de 2013, resultado do Reajuste Tarifário de 2013, cujo efeito médio percebido pelo consumidor foi um incremento de 8,9% nas tarifas praticadas;
- (ii) crescimento de mercado de 3,6%, em especial das classes de consumo residencial e comercial;
- (iii) incremento de R\$ 26,4 milhões na Receita de Construção, resultado do maior volume de investimentos, o que, no entanto, não tem impacto líquido no Resultado da Companhia, uma vez que é uma contrapartida das variações do Custo de Construção, dado que não há margem de contribuição na prestação deste serviço pelas distribuidoras de energia elétrica no Brasil (maiores detalhes vide Nota Explicativa nº 12.3 das Demonstrações Financeiras da Companhia).

(ii) Fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

2015

Além dos fatores que impactaram a Receita, já mencionados no item 10.2.A.I, cita-se como fator que impactou o Resultado da Companhia o Custo da Energia Comprada para Revenda registrou um incremento de 23,6% (R\$ 709,6 milhões) frente aos custos de 2014, uma vez que, em 2015, não ocorreram repasses governamentais via recursos da CDE ou Conta ACR nos moldes realizados em 2014, quando foram transferidos R\$ 1.063,3 milhão em recursos na forma de redutores dos custos de energia. Outro efeito desta variação decorre da elevação do custo da energia comprada de Itaipu após desvalorização do Real, dado que esta compra está atrelada ao dólar americano (efeito temporal e que será compensado pela cobertura tarifária no próximo reajuste tarifário, em agosto de 2016). Para fins de comparação, se as transferências governamentais de 2014 não fossem consideradas, o custo de energia do período naquele ano somaria R\$ 4,0 bilhões. Deste modo, a variação real no custo de energia em 2015 frente a 2014, apresentaria uma redução de 8,7% (- R\$ 353,9 milhões), consequência de maior recebimento de contratos de cotas em 2015, que apresentam tarifas médias mais baixas. Em ambos os exercícios, as variações dos custos efetivos em relação à cobertura tarifária estão devidamente reconhecidas como Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros, se recebidos via tarifa, ou

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

como Deduções por Bandeiras Tarifárias, se recebidos via este mecanismo, mas sempre com efeito neutro na Margem Líquida da Companhia.

Os Gastos e Despesas Operacionais somaram R\$ 819,0 milhões em 2015 frente a R\$ 714,2 milhões de 2014. A variação de R\$ 104,9 milhões decorre, principalmente, de três fatores:

- (i) Aumento das Provisões para Crédito de Liquidação Duvidosa, no montante de R\$ 42,2 milhões, passando de 0,7% sobre o faturamento bruto para 0,9% em 2015. Este incremento reflete o efeito da elevação das tarifas, combinado a uma conjuntura econômica adversa, que vem afetando o poder aquisitivo e a capacidade de pagamento dos clientes, cujos impactos têm sido suavizados pelas assertivas ações de cobrança conduzidas pela Companhia;
- (ii) Incremento de 10,1% (R\$ 26,6 milhões) das despesas com pessoal, passando de R\$ 264,8 milhões para R\$ 291,4 milhões em 2015, refletindo o repasse inflacionário do período;
- (iii) Elevação de 8,4% (R\$ 36,1 milhões) das despesas gerenciáveis (materiais, serviços de terceiros e outras), representando um repasse parcial da inflação, decorrente de uma gestão de recursos eficiente e comprometida com a melhoria contínua de processos.

O EBITDA encerrou o período em R\$ 831,4 milhões, com redução de R\$ 73,1 milhões em relação ao EBITDA de 2014 (R\$ 904,5 milhões). Esta involução deve-se fundamentalmente à queda no mercado, que não é perceptível em função das alterações, que resultaram na elevação da Receita Operacional Líquida. De forma a minimizar os impactos da redução do mercado e preservar seu equilíbrio econômico e financeiro, a Elektro manteve uma gestão operacional focada na eficiência de recursos, buscando atenuar estes efeitos.

No período, a Elektro apresentou Despesa Financeira de R\$ 150,1 milhões, 28,6% acima do ano anterior (R\$ 116,7 milhões). Esta variação de R\$ 33,4 milhões deve-se basicamente às despesas com juros sobre empréstimos de terceiros após elevação dos indexadores sobre o endividamento da Companhia, suavizado pela maior receita de aplicações financeiras e encargos sobre conta de energia elétrica em atraso. Durante o ano, a Elektro continuou com sua gestão de caixa prudente, visando assegurar sua liquidez financeira, garantindo a estabilidade do negócio e mantendo o nível adequado de investimentos.

Considerando os fatores acima mencionados, a Elektro registrou Lucro Líquido de R\$ 371,2 milhões em 2015, comparado ao resultado de 2014 de R\$ 439,0 milhões.

2014

Além dos fatores que impactaram a Receita, já mencionados no item 10.2.A.I, cita-se como fator que impactou o Resultado da Companhia o Custo da Energia Comprada para Revenda, com incrementos significativos desde o último trimestre de 2012, devido ao maior despacho de usinas térmicas e às compras de energia no mercado spot a preços de PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) elevados conforme motivos detalhados no item 4 deste Relatório. De forma a reduzir estes impactos, foram repassados via CDE o montante de R\$ 100,1 milhões, referente à competência de janeiro de 2014 e adicionalmente R\$ 963,2 milhões cobrindo parcialmente os custos das competências de fevereiro a outubro do mesmo ano por meio da Conta no ACR. Com isso, o total contabilizado como redutor de custos de energia comprada em 31 de dezembro de 2014 é de R\$ 1,06 bilhão.

Assim, o aumento dos custos de energia comprada foi de 45,0% (R\$ 935,2 milhões) no acumulado de 2014 em relação ao ano anterior, devido, dentre outros fatores, à exposição involuntária e ao crescimento de mercado. Os custos incorridos até 26 de junho de 2014 foram contemplados no reajuste tarifário da Elektro e estão sendo recuperados ao longo do ano regulatório vigente (de setembro de 2014 a agosto de 2015), recompondo o caixa. Os custos relativos aos períodos posteriores a 26 de junho já estão reconhecidos como ativos financeiros e serão considerados nos próximos processos tarifários a serem homologados pela ANEEL.

Os Gastos e Despesas Operacionais somaram R\$ 705,0 milhões, com incremento de 7,0% (R\$ 46,3 milhões) em relação a 2013, acompanhando o movimento apresentado pelos índices de inflação do período.

O EBITDA encerrou o período em R\$ 902,0 milhões, representando um aumento 39,4% em relação ao EBITDA de 2013 (R\$ 647,1 milhões) e elevação da margem EBITDA em relação ao mesmo período (de 18,2% em 2013 para 19,0% em 2014), decorrente do aumento na Receita Operacional Bruta da Companhia, conforme os efeitos descritos acima.

Durante o ano de 2014, houve grande necessidade de recursos financeiros para saldar os gastos com a compra de energia a preços mais altos, bem como todos os demais compromissos financeiros da Companhia. Diante deste cenário, a Elektro fez uma captação preventiva com o objetivo de assegurar sua liquidez financeira, garantindo a estabilidade do

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

negócio, bem como a capacidade de honrar seus compromissos e manter o nível de investimentos. Assim, o Resultado Financeiro apresentou despesa financeira líquida com aumento de R\$ 64,0 milhões em relação ao ano anterior. Além do maior saldo médio da dívida no período, resultante de captações preventivas necessárias para manter a robustez de caixa da Companhia, a maior despesa financeira foi impactada pelo aumento dos seus indexadores (IPCA, IGP-M e CDI).

Considerando os fatores acima mencionados, a Elektro registrou lucro líquido de R\$ 439,0 milhões no acumulado de janeiro a dezembro de 2014, com incremento de 35,6% quando comparado ao mesmo período de 2013 (R\$ 323,7 milhões) e a margem líquida passou de 9,1% em 2013 para 9,2% em 2014.

2013

Além dos fatores que impactaram a Receita, já mencionados no item 10.2.A.I, cita-se como fator que impactou o Resultado da Companhia o Custo da Energia Comprada para Revenda, que vem registrando incrementos significativos desde o último trimestre de 2012. Se comparado o custo de energia em 2013 com o custo registrado em 2012, o aumento seria da ordem de 22,4%, reflexo do despacho de energia térmica, mais cara, e da exposição involuntária ao mercado *spot* de compra de energia devido, dentre outros fatores, à insuficiência na distribuição de cotas de energia das usinas que aceitaram a renovação das concessões conforme estabelecido na Lei nº 12.783/13 e Decreto nº 7.945/13, falta de oferta de energia por parte dos geradores nos leilões ocorridos em 2013, rescisão de contratos devido à revogação da autorização de algumas usinas pela Aneel e atraso na operação comercial de outras usinas, com postergações de cronogramas aprovados pela Aneel e/ou liminares judiciais concedidas para suspensão do início de suprimento dos CCEARs firmados.

Como consequência da elevação dos custos de compra de energia das distribuidoras pelos motivos citados anteriormente e considerando que tais custos não são gerenciáveis pelas concessionárias de distribuição (sendo, em circunstâncias normais, repassados às tarifas dentro do processo de reajuste tarifário), o governo brasileiro emitiu, em 8 de março de 2013, o Decreto nº 7.945, que determina o repasse de recursos da CDE para as distribuidoras, com a intenção de neutralizar parte dos impactos negativos nos resultados e caixa enfrentados nesse período. Devido a esses repasses, o custo de energia comprada líquido apresentou retração de 0,1%, registrando R\$ 2.077 milhões em 2013, frente a R\$ 2.079 milhões em 2012. Esses repasses de CDE totalizaram para a Elektro R\$ 467 milhões e foram registrados no Resultado como redutores do Custo de Energia Comprada.

Os Gastos e Despesas Operacionais somaram R\$ 658,7 milhões, registrando retração de 2,7% (R\$ 18,2 milhões) em relação a 2012, tendo em vista os resultados das eficiências obtidas principalmente a partir do 2º semestre de 2012 por meio de inovações e melhorias de processos.

O Resultado do Serviço no ano de 2013 foi de R\$ 500,1 milhões, com redução de 5,1% em relação a 2012 (R\$ 527,1 milhões), e a margem no Resultado do Serviço passou de 14,8% em 2012 para 14,1% em 2013, decorrente dos impactos já descritos anteriormente nas Receitas Operacionais Líquidas e no Custo de Energia Comprada, parcialmente compensados pela redução dos Custos e Despesas Operacionais e repasses de CDE, que compensaram o aumento dos custos de energia.

O EBITDA encerrou o período em R\$ 647,1 milhões, com redução de 3,0% em relação ao EBITDA de 2012 (R\$ 667,1 milhões) e diminuição da margem EBITDA em relação ao mesmo período (de 18,7% em 2012 para 18,2% em 2013), decorrente das mesmas variações no Resultado do Serviço descritas acima.

O Resultado Financeiro em 2013 apresentou redução de 9,1% (R\$ 5,0 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior. Observa-se que as maiores despesas de juros e variação monetária relacionadas ao maior saldo médio de dívida bruta do período (empréstimos, financiamentos e debêntures), foram compensadas pelo aumento das receitas de aplicações financeiras, devido ao maior saldo médio de caixa em 2013 e incremento na atualização do Ativo Financeiro, devido aos maiores investimentos no período.

A Elektro registrou Lucro Líquido de R\$ 323,7 milhões em 2013, com redução de 4,1% quando comparado a 2012 (R\$ 337,5 milhões) e a margem líquida passou de 9,5% em 2012 para 9,1% em 2013.

Os Resultados da Companhia em 2012 e 2013 estão impactados por eventos que foram e serão repassados às tarifas nos Reajustes Tarifários subsequentes. As Receitas Operacionais Líquidas (ROL) contém um efeito negativo de R\$ 22,6 milhões em 2013 frente a um efeito positivo de R\$ 256,7 milhões em 2012, relacionado, principalmente, com a postergação da Revisão Tarifária de agosto de 2011 para agosto de 2012. O EBITDA contém ainda, além do efeito dos

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

Valores a Receber ou Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros sobre a Receita, o impacto dos Custos de Energia Comprada, que são repassados em reajustes tarifários subsequentes, negativo de R\$ 157,3 milhões em 2013 e de R\$ 245,7 milhões em 2012. Se efetuados os ajustes para exclusão desses eventos em ambos os períodos, considerando os repasses desses valores nas tarifas da Companhia, o EBITDA ajustado seria de R\$ 827,0 milhões em 2013 e de R\$ 656,1 milhões em 2012, o que significaria um crescimento de 26,0% neste período. Da mesma forma, o Resultado do Serviço ajustado seria de R\$ 680,0 milhões no acumulado de janeiro a dezembro de 2013 contra R\$ 516,1 milhões em 2012, o que representaria um incremento de 31,8%. Os fatores que motivaram esse crescimento são aqueles já comentados na variação da ROL, adicionados a variação positiva nas contas de Gastos e Despesas Operacionais de R\$ 18,2 milhões já descrita anteriormente.

Considerando os efeitos destes mesmos ajustes no EBITDA e Resultado do Serviço, líquidos de Imposto de Renda e Contribuição Social, o Lucro Líquido de 2013 seria de R\$ 442,4 milhões frente a R\$ 330,3 milhões em 2012, implicando em um crescimento de 33,9% no Lucro Líquido pró-forma, motivado pelos efeitos mencionados anteriormente.

A Elektro entende que esses ajustes são necessários para um adequado entendimento dos níveis de geração de caixa operacional, descontados os efeitos temporários decorrentes do descasamento entre variações de custos não gerenciáveis e o reflexo destas variações nas Receitas, que serão ajustados a partir da Revisão ou Reajuste Tarifário subsequente, conforme a regulação do setor.

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

As receitas da Companhia são impactadas principalmente por oscilações no consumo e demanda de energia elétrica, por oscilações no mix de vendas em função do crescimento diferenciado entre as classes de consumo (residencial, comercial, industrial, rural, etc), que apresentam tarifas diferenciadas, e pelas tarifas de energia, reajustadas segundo os mecanismos previstos no Contrato de Concessão da Companhia e regulados pela ANEEL.

O Contrato de Concessão estabelece que a Elektro deve passar pelo processo de Revisão Tarifária a cada quatro anos, além de reajustes anuais entre os anos de revisões, sendo 27 de agosto a data de atualização de suas tarifas. No processo de Revisão Tarifária são calculadas a receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes e a remuneração adequada sobre os investimentos realizados, que impactam a “Parcela B da Receita” (custos gerenciáveis), visando o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Já nos reajustes anuais, que ocorrem entre os anos de revisões, a “Parcela B da Receita” é atualizada monetariamente pelo IGP-M. O mecanismo de revisões e reajustes tarifários conta ainda com a CVA – Conta de Compensação dos Itens da “Parcela A da Receita”. A CVA é uma conta de compensação que acumula variações positivas ou negativas dos custos não-gerenciáveis entre reajustes ou revisões tarifárias, que são registradas como ativos ou passivos de Parcela A e outros componentes financeiros.

Desde 2013, a ANEEL tem anunciado medidas para minimizar os impactos financeiros às distribuidoras, causados pela estiagem e pelos atrasos da entrada em operação de novas usinas geradoras.

Dentre as medidas anunciadas, destaca-se a assinatura do Sétimo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, celebrado em dezembro de 2014, a partir do qual os custos adicionais com a compra de energia, bem como os demais itens de Parcela A, passaram a ser contabilizados nas demonstrações financeiras da Companhia, refletindo, assim, sua real situação econômica. Relativos a estes itens, foram contabilizados R\$ 562,4 milhões em 2015 e R\$ 399,7 milhões em 2014.

Outro fator relevante que contribuiu para a maior estabilidade financeira do setor foi a aprovação de um montante adicional de repasses governamentais na modalidade de empréstimos, firmados junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) por meio da Conta no Ambiente de Contratação Regulada (Conta ACR) com participação de instituições financeiras. Em 2015, a Elektro recebeu adicionais R\$ 54,5 milhões (em março de 2015), referentes às competências de novembro e dezembro de 2014, totalizando R\$ 1,12 bilhão recebido destes recursos entre 2014 e 2015, conforme detalhado no item 5.4 deste relatório.

Outras duas medidas anunciadas pela ANEEL, que também contribuíram para minimizar o impacto de elevações do custo de energia no caixa das distribuidoras, foram (i) a implementação das Bandeiras Tarifárias e (ii) a Revisão Tarifária Extraordinária.

As Bandeiras Tarifárias foram implementadas a partir de janeiro de 2015 e têm como objetivo sinalizar ao consumidor, por meio de tarifas diferenciadas, o custo efetivo com a geração de energia e, ainda, por meio deste sinal econômico,

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

estimular o uso consciente de energia, minimizando os efeitos dos reajustes tarifários anuais. O mecanismo de funcionamento das Bandeiras Tarifárias é detalhado no item 5.5 deste relatório.

A Revisão Tarifária Extraordinária, com efeitos a partir de março de 2015, tem o objetivo de restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras de energia, tendo em vista o aumento de encargos de CDE e dos custos de geração de energia. O detalhamento da Revisão Tarifária Extraordinária está descrito no item 5.2 deste relatório.

Quarto Ciclo de Revisão Tarifária

O Contrato de Concessão estabelece que a Elektro deve passar pelo processo de Revisão Tarifária a cada quatro anos. A Revisão Tarifária tem como objetivo preservar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, assegurando uma tarifa justa para os consumidores, estimulando o aumento da eficiência e a qualidade do serviço prestado pela Distribuidora, além de preservar a atratividade financeira para os investidores.

A metodologia definitiva para o 4º ciclo de revisões tarifárias possibilitou a elevação do WACC (líquido de impostos) de 7,50% (no 3º ciclo de revisões tarifárias) para 8,09% e representou avanços importantes na estrutura da regulação de distribuição, contribuindo para a consolidação do modelo regulatório do setor elétrico brasileiro, assegurando a estabilidade de regras e o respeito aos contratos, por meio de um processo transparente e participativo.

A Quarta Revisão Tarifária da Elektro foi concluída no dia 27 de agosto de 2015, homologada pela Resolução nº 1.944 da ANEEL de 25 de agosto de 2015, utilizando as metodologias recentemente aprovadas pela ANEEL: Custos operacionais; Perdas Técnicas e Não Técnicas de Energia; Base de Remuneração Regulatória (BRR); Custo de Capital – WACC; Fator X; Outras Receitas e Receitas Irrecuperáveis, a qual resultou em uma elevação média nas tarifas de 4,20%.

Este resultado reflete, de forma positiva, o elevado nível de eficiência operacional da Elektro, conquistado ao longo dos últimos quatro anos, com a implantação de um modelo de gestão baseado na busca constante de eficiências, por meio de inovações e melhoria contínua de processos, que acarretou no reposicionamento da Elektro no modelo de *benchmarking* regulatório (94% no 4º ciclo, contra 69% no 3º ciclo), com o consequente reflexo em maior cobertura tarifária de seus custos operacionais. Nesta Revisão, a Elektro também obteve o reconhecimento integral de seus investimentos realizados durante o último ciclo tarifário, resultado de mudanças nos processos de planejamento, execução, apontamento, capitalização e ativação de obras, bens e serviços, em implantação desde 2009 e concluído neste ciclo. Estas mudanças, fundamentalmente baseadas no uso de novas tecnologias, em campo e no *back office*, e no apontamento de horas das equipes operacionais, através de dispositivos integrados aos sistemas técnicos e transacionais, foram cruciais para obtenção de integral reconhecimento tarifário dos investimentos realizados.

Revisão Tarifária Extraordinária

Conforme previsto no Contrato de Concessão, a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) deve ser aplicada para garantir o equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras de energia. Diante da elevação dos custos com a compra de energia de Itaipu, o preço praticado no 14º Leilão de Energia Existente e no 18º Leilão de Ajuste e do aumento da cota anual do encargo da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), a Elektro solicitou uma RTE de forma a não ocasionar um descompasso expressivo em seu caixa, a qual foi aprovada em 2 de março de 2015, com índice médio de 24,25% para seus consumidores.

Decretos nº 7.891/13, nº 7.945/13, nº 8.203/14 e nº 8.221/14

Em 2013, o Governo Federal, dentre outras medidas, emitiu os Decretos nº 7.891 e nº 7.945, que incluíram a possibilidade de repasses de recursos da CDE para neutralizar a exposição das concessionárias de distribuição no mercado de curto prazo e cobrir o custo adicional decorrente do despacho de usinas termelétricas.

Em março de 2014, foi publicado o Decreto nº 8.203, que alterou o Decreto nº 7.891/13. O novo decreto possibilitou a utilização dos recursos da CDE para neutralizar também a exposição involuntária decorrente da compra frustrada no leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes, realizado em dezembro de 2013. O repasse destes recursos referiu-se apenas à competência de janeiro de 2014 e o montante repassado para a Companhia, conforme Despacho ANEEL nº 515/14, foi de R\$ 100,2 milhões.

Ainda atuando de forma a reduzir os impactos informados anteriormente, em 1º de abril de 2014 foi publicado o Decreto nº 8.221/14, que criou a Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA-ACR com o objetivo de cobrir, total ou parcialmente, as despesas de exposição involuntária no mercado de curto prazo e despacho de térmicas vinculadas a CCEARs, na modalidade de disponibilidade. Além disso, esse Decreto normatizou o procedimento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para contratação de empréstimos junto a bancos, a fim de obter os fundos necessários para viabilizar os pagamentos às empresas distribuidoras do incremento de custos de energia aos quais

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

estiveram expostas devido aos fatores anteriormente mencionados. Subsequentemente, em 16 de abril de 2014, a ANEEL emitiu a Resolução nº 612/14 e, em 22 de abril de 2014, o Despacho nº 1.256/14, detalhando o funcionamento da CONTA-ACR e homologando os valores repassados pela CCEE às empresas distribuidoras, relativamente à competência de fevereiro de 2014.

Em 25 de abril de 2014, foi assinado um Contrato de Financiamento da Operação ACR – Ambiente de Contratação Regulada pela CCEE, junto a diversas instituições financeiras, com limite total de até R\$ 11,2 bilhões, repassados às distribuidoras que incorreram nos custos adicionais descritos acima. Tendo em vista que tal montante se mostrou insuficiente para a finalidade desejada, em 15 de agosto de 2014 foi assinado novo Contrato de Financiamento no valor adicional de R\$ 6,6 bilhões. Os custos cobertos por essa operação foram parcialmente suficientes e compreenderam o período de fevereiro a outubro de 2014, no montante de R\$ 963,2 milhões, recebido até dezembro de 2014.

Em março de 2015, foi celebrado um novo contrato para a terceira parcela do empréstimo, para cobertura dos custos de novembro e dezembro de 2014, no valor de R\$ 3,4 bilhões com prazo de amortização de 54 meses e taxa de CDI + 3,15% ao ano. Este novo contrato também alterou as duas operações anteriores, postergando o vencimento de outubro de 2017 para abril de 2020 e ajustou a taxa de juros antes fixada em CDI + 2,525% ao ano para CDI + 2,90% ao ano. Ainda, em março de 2015, através do Despacho ANEEL nº 773/15, a Elektro recebeu o montante de R\$ 54,5 milhões para cobertura dos custos incorridos no período de novembro e dezembro de 2014.

A CCEE vem liquidando esse compromisso financeiro com o recebimento das parcelas vinculadas ao pagamento das obrigações de cada distribuidora junto aos bancos. Essas parcelas são estabelecidas pela ANEEL para pagamento mensal de cada empresa distribuidora de energia e não possuem nenhuma vinculação com o valor de reembolso recebido por meio da operação de empréstimo captado pela CCEE. Adicionalmente, a Elektro não disponibilizou nenhuma garantia direta ou indireta para esse contrato.

Em 2015, todas as distribuidoras iniciaram o repasse nas tarifas a partir do mês de seu reajuste ou revisão tarifária, para que a CCEE pudesse liquidar seu compromisso junto aos bancos. Desta forma, através da Resolução Normativa nº 1.863/15, a ANEEL homologou para a Elektro um incremento na tarifa equivalente a R\$ 26 milhões por mês que será repassado à CCEE no período de agosto de 2015 até fevereiro de 2020. Este valor será atualizado para os exercícios posteriores. Até dezembro de 2015, a empresa realizou pagamentos no montante de R\$ 104,0 mil.

Em julho de 2015, a Associação Brasileira de Consumidores de Energia (ABRACE) questionou em Juízo o pagamento de alguns itens que compõem a CDE e a sua forma de rateio proporcional ao consumo dos clientes, obtendo uma liminar que permitiu a isenção parcial do pagamento desse encargo para os seus associados. Após a abertura da Audiência Pública nº 057/15, a diretoria da ANEEL em reunião realizada em 25 de setembro de 2015 fixou as novas tarifas para os associados da ABRACE, e as publicou por intermédio da Resolução Homologatória nº 1.967/15, cuja aplicação deveria ser retroativa a 3 de julho de 2015, a fim de dar cumprimento à ordem judicial.

Como esse impacto na arrecadação prevista para o encargo não recebeu a correspondente diminuição na cota de aportes para a CDE de cada distribuidora, e para evitar um desequilíbrio financeiro para o setor de distribuição, a ABRADEE ingressou em Juízo e obteve, dia 12 de dezembro de 2015, a permissão para deduzir do saldo a pagar de CDE no montante de R\$ 2,5 milhões, que deixou de ser faturado devido à liminar da ABRACE.

Para a diferença entre o valor original da cota de CDE e ao faturado pela empresa até a data de 11 de dezembro de 2015 foi constituída uma CVA, que será contemplada no próximo reajuste tarifário de 2016, conforme cláusula prevista no contrato de concessão.

Contas a Receber Eletrobrás

Conforme Lei nº 12.783/13 e Decreto nº 7.891/13, a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) deve suportar os subsídios tarifários relativos aos descontos concedidos na tarifa pelas Distribuidoras de Energia Elétrica, de forma a manter o equilíbrio econômico-financeiro de seus contratos de concessão. O mecanismo de ressarcimento concedido às distribuidoras ocorre através de repasses operacionalizados pelas Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobrás).

Como a Elektro não vinha recebendo da Eletrobrás a integralidade dos repasses dos valores de subsídios, e em contrapartida vinha recolhendo normalmente sua cota mensal à CDE, em 6 de agosto de 2015 a Companhia ingressou em Juízo e obteve ordem liminar permitindo que fossem deduzidos dos pagamentos devidos à CDE os valores não repassados pela Eletrobrás e já vencidos, o que gerou uma recomposição de caixa em 2015 no montante de R\$ 211,4 milhões.

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

Bandeiras Tarifárias

A Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013, estabeleceu os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de Bandeiras Tarifárias, cujos valores são publicados pela ANEEL a cada mês em despachos, tendo entrado em vigor a partir de janeiro de 2015.

Este sistema tem como finalidade indicar se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de energia elétrica, para cobrir os custos adicionais de geração térmica, os custos com compra de energia no mercado de curto prazo, Encargo de Serviços de Sistema - ESS e risco hidrológico. Nos meses de janeiro e fevereiro os valores acrescidos pelas bandeiras amarelas e vermelhas foram R\$ 15/MWh e R\$ 30/MWh e, a partir de 2 de março, foram atualizados para R\$ 25/MWh e R\$ 55/MWh, respectivamente. Em 28 de agosto de 2015 foi aprovada pela ANEEL, através da Audiência Pública nº 053/2015, a redução do valor de bandeira vermelha de R\$ 55/MWh para R\$ 45/MWh, a ser aplicada a partir de 1º de setembro de 2015. Já em janeiro de 2016, foi aprovada pela ANEEL na Audiência Pública nº 081/2015, a criação de dois patamares para a bandeira vermelha e a redução do valor da bandeira amarela. Com isso, os valores finais determinados foram de R\$15/MWh para bandeira amarela, R\$30/MWh para bandeira vermelha patamar 1 e R\$45/MWh para bandeira vermelha patamar 2, com vigência a partir de 1º de fevereiro de 2016. Desde sua aplicação inicial, perdurou o regime de bandeira vermelha.

Em fevereiro de 2015, foi criada através do Decreto nº 8.401, a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT), cuja função é centralizar o recolhimento dos recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias e apurar qual a diferença entre este total faturado e a cobertura tarifária de cada agente de distribuição. De posse dessas informações, é feito um rateio para equalizar entre todos os agentes o efeito desta arrecadação. Em 2015, após rateio da CCRBT, o montante a ser recebido antecipadamente pela Elektro era R\$ 539,0 milhões via aplicação das Bandeiras Tarifárias, sendo R\$ 557,0 milhões recebidos através do faturamento das contas de energia parcialmente compensados pelo pagamento à CCRBT no montante de R\$ 18,0 milhões.

O mecanismo das Bandeiras Tarifárias, de maneira complementar a Revisão Tarifária Extraordinária, tem como objetivo preservar o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras. As variações de custos remanescentes são registradas na CVA para inclusão no próximo processo de reajuste tarifário.

Impactos na Receita

Em 2015 as Receitas Operacionais Líquidas cresceram 16,8%, passando de R\$ 4.774,5 milhões para R\$ 5.578,7 milhões em 2015 (R\$ 804,2 milhões). As variações observadas devem-se principalmente à (i) Reajuste tarifário aplicado a partir de 27 de agosto de 2014, cujo efeito médio percebido pelo consumidor é um incremento de 37,78% nas tarifas praticadas, (ii) Revisão extraordinária nas tarifas aplicadas a partir de 02 de março de 2015, com incremento médio percebido pelo consumidor de 24,25% e (iii) Revisão Tarifária a partir de 27 de agosto de 2015, com reajuste médio aplicado nas tarifas de 4,20%.

Estes efeitos foram parcialmente compensados pela queda de 4,5% no mercado em relação ao ano anterior, considerando o total da área de concessão. Esta queda foi motivada, principalmente, pelos seguintes fatores: (i) retração do mercado de trabalho e consequente diminuição de renda, (ii) desaceleração da produção industrial, (iii) programa de incentivo ao uso consciente de energia e (iv) efeitos do reajuste das tarifas sobre o consumo. Caso o mercado apresentasse crescimento, esta evolução seria mais acentuada.

Outra variação importante decorre da reclassificação, em dezembro de 2015, da marcação a mercado do ativo financeiro indenizável para a linha de Receita Operacional (especificamente Outras Receitas), no valor de R\$ 74,0 milhões (anteriormente registrada como receita financeira). Para fins de comparação, os resultados de 2014, no montante de R\$ 11,7 milhões, também foram reclassificados. A variação de R\$ 62,3 milhões entre os períodos deve-se ao efeito dos indexadores sobre o saldo a receber ao final da concessão, que apresentaram uma expressiva evolução, passando de 3,69% para 10,54% (IGP-M) e de 6,41% para 10,67% (IPCA).

As deduções às Receitas Operacionais evoluíram de R\$ 1.704,4 milhões em 2014 para R\$ 3.479,1 milhões em 2015, registrando aumento de 104,1%. Esta variação deve-se, principalmente, aos reajustes no encargo de Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, que passou a incorporar os aumentos requeridos (i) para recomposição do Fundo, utilizado nos anos de 2013 e 2014, e (ii) para que as distribuidoras pudessem repassar à CCEE os valores necessários para a amortização dos empréstimos (Contratos de Financiamento da Operação ACR), fechados ao longo de 2014 e 2015. Ressalta-se que esta variação está compensada nas linhas de Venda de Energia a Clientes Finais e Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros, tendo efeito neutro no resultado.

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

Em 2015 também houve o recebimento de R\$ 539,0 milhões via mecanismo de bandeiras tarifárias, antecipando o recebimento, em caixa, de variações em relação aos valores previstos em tarifa, que seriam apenas revertidos para a Companhia na medida em que fossem faturados, nos 12 meses subsequentes ao reajuste tarifário, a partir de Agosto de 2015. Ressalta-se que, por se tratar de uma antecipação de Valores a Receber de Parcela A (CVA), seu efeito é neutro no resultado.

Em 2014 as Receitas Operacionais Líquidas atingiram R\$ 4,7 bilhões, registrando aumento de 34,2% em relação a 2013 (R\$ 3,5 bilhões). As variações observadas devem-se principalmente à: (i) Reajuste nas tarifas aplicado a partir de 27 de agosto de 2014, resultado do Reajuste Tarifário de 2014, cujo efeito médio percebido pelo consumidor é um incremento de 37,78% nas tarifas praticadas; (ii) Registro contábil dos Ativos e Passivos de Parcela A e outros componentes financeiros a partir de 10 de dezembro de 2014, que passaram a ser demonstrados nas receitas da Companhia como Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros, ampliando em R\$ 399,7 milhões as Receitas Operacionais; (iii) Crescimento no fornecimento de energia a clientes finais de 3,9%, em especial no consumo das classes residencial e comercial; (iv) Incremento de R\$ 234,6 milhões em Outras Receitas, em especial: (a) na contabilização pela CCEE de excedente financeiro referente ao suprimento de energia no montante de R\$ 150,2 milhões; (b) nas subvenções de CDE para subsídio tarifário no valor de R\$ 73,3 milhões e (c) na remuneração do ativo financeiro no montante de R\$ 13,6 milhões; e (v) Parcialmente compensados pela menor receita do uso do sistema de distribuição, com redução de R\$ 15,9 milhões, devido ao menor índice de produção industrial verificado no país.

Em 2013 as Receitas Operacionais Líquidas atingiram R\$ 3,5 bilhões, registrando retração de 0,6% em relação a 2012 (R\$ 3,6 bilhões). As variações observadas devem-se principalmente à: (i) redução nas tarifas praticadas a partir de 27 de agosto de 2012, como efeito da combinação do resultado da Revisão Tarifária de 2011 (postergada para 2012, com efeitos retroativos a 2011) com o resultado do Reajuste Tarifário de 2012, com efeito médio percebido pelo consumidor de -3,05%, parcialmente compensada pelo (ii) reajuste nas tarifas aplicado a partir de 27 de agosto de 2013, cujo efeito médio percebido pelo consumidor foi um incremento de 8,9% e pelo (iii) crescimento de mercado de 3,6%, em especial das classes de consumo residencial e comercial.

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

Além dos itens referentes aos volumes e mix de consumo e demanda de energia elétrica, e dos efeitos das variações das tarifas elencados no item 10.2.B, o resultado operacional da Companhia é influenciado principalmente pelo impacto da inflação sobre a receita, que é reajustada anualmente conforme os indicadores de preços da economia, bem como os custos e despesas operacionais da Companhia, notadamente os custos de pessoal e com contratos de prestação de serviços e aquisição de materiais.

O resultado financeiro é influenciado pelas variações dos indexadores dos instrumentos de financiamento celebrados pela Companhia, principalmente as taxas de juros (CDI e TJLP) e a inflação (IGP-M e IPCA).

2015

Em 2015, cita-se o Custo da Energia Comprada para Revenda registrou um incremento de 23,6% (R\$ 709,6 milhões) frente aos custos de 2014, uma vez que, em 2015, não ocorreram repasses governamentais via recursos da CDE ou Conta ACR nos moldes realizados em 2014, quando foram transferidos R\$ 1.063,3 milhão em recursos na forma de redutores dos custos de energia. Outro efeito desta variação decorre da elevação do custo da energia comprada de Itaipu após desvalorização do Real, dado que esta compra está atrelada ao dólar americano (efeito temporal e que será compensado pela cobertura tarifária no próximo reajuste tarifário, em agosto de 2016). Para fins de comparação, se as transferências governamentais de 2014 não fossem consideradas, o custo de energia do período naquele ano somaria R\$ 4,0 bilhões. Deste modo, a variação real no custo de energia em 2015 frente a 2014, apresentaria uma redução de 8,7% (- R\$ 353,9 milhões), consequência de maior recebimento de contratos de cotas em 2015, que apresentam tarifas médias mais baixas. Em ambos os exercícios, as variações dos custos efetivos em relação à cobertura tarifária estão devidamente reconhecidas como Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros, se recebidos via tarifa, ou como Deduções por Bandeiras Tarifárias, se recebidos via este mecanismo, mas sempre com efeito neutro na Margem Líquida da Companhia.

Cita-se, também, os Gastos e Despesas Operacionais somaram R\$ 819,0 milhões em 2015 frente a R\$ 714,2 milhões de 2014. A variação de R\$ 104,9 milhões decorre, principalmente, de três fatores:

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

- (i) Provisões para Crédito de Liquidação Duvidosa, reflexo do efeito da elevação das tarifas, combinado a uma conjuntura econômica adversa, que vem afetando o poder aquisitivo e a capacidade de pagamento dos clientes, cujos impactos têm sido suavizados pelas assertivas ações de cobrança conduzidas pela Companhia;
- (ii) Despesas com pessoal, refletindo o repasse inflacionário do período;
- (iii) Despesas gerenciáveis (materiais, serviços de terceiros e outras), representando um repasse parcial da inflação, decorrente de uma gestão de recursos eficiente e comprometida com a melhoria contínua de processos.

No ano, a Despesa Financeira foi de R\$ 150,1 milhões, 28,6% acima do ano anterior (R\$ 116,7 milhões), basicamente pelas despesas com juros sobre empréstimos de terceiros após elevação dos indexadores sobre o endividamento da Companhia, suavizado pela maior receita de aplicações financeiras e encargos sobre conta de energia elétrica em atraso.

2014

Em 2014, cita-se o Custo da Energia Comprada para Revenda que registrou incrementos significativos desde o último trimestre de 2012, devido ao maior despacho de usinas térmicas e às compras de energia no mercado *spot* a preços de PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) elevados. De forma a reduzir estes impactos, foram repassados via CDE o montante de R\$ 100,1 milhões, referente à competência de janeiro de 2014 e adicionalmente R\$ 963,2 milhões cobrindo parcialmente os custos das competências de fevereiro a outubro do mesmo ano por meio da Conta no ACR. Com isso, o total contabilizado como redutor de custos de energia comprada em 31 de dezembro de 2014 foi de R\$ 1,06 bilhão.

Durante o ano de 2014, houve necessidade de recursos financeiros para saldar os gastos com a compra de energia a preços mais altos, bem como todos os demais compromissos financeiros da Companhia. Diante deste cenário, a Elektro manteve sua gestão de caixa prudente visando assegurar sua liquidez financeira, garantindo a estabilidade do negócio, bem como a capacidade de honrar seus compromissos e manter o nível de investimentos. Com isso, apresentou maior saldo médio de dívida, que atrelado ao aumento dos indexadores dessas dívidas (IPCA, IGP-M e CDI), foi um dos principais fatores para o incremento de despesa financeira de R\$ 64,0 milhões em relação ao ano anterior.

2013

Em 2013, cita-se como principais variações de preços de insumos o custo da energia comprada para revenda, cujo aumento foi da ordem de 22,4%, reflexo do despacho de energia térmica, mais cara, e da exposição involuntária ao mercado *spot* de compra de energia, conforme detalhado no item 10.2.A.II. No entanto, devido aos repasses de recursos da CDE definidos pelo governo com a intenção de neutralizar parte dos impactos negativos nos resultados e caixa para as distribuidoras desse aumento dos custos, o custo de energia comprada líquido apresentou retração de 0,1%, registrando R\$ 2.077,3 milhões em 2013, frente a R\$ 2.078,6 milhões em 2012.

O Resultado Financeiro em 2013 apresentou redução de 9,1% (R\$ 5,0 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior. Observa-se que as maiores despesas de juros e variação monetária relacionadas ao maior saldo médio de dívida bruta do período (empréstimos, financiamentos e debêntures), foram compensadas pelo aumento das receitas de aplicações financeiras, devido ao maior saldo médio de caixa em 2013 e incremento na atualização do Ativo Financeiro, devido aos maiores investimentos no período.

Não houve variação relevante no resultado da companhia atribuído às variações de câmbio e juros no exercício social de 2013.

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

10.3. COMENTÁRIOS DOS DIRETORES SOBRE OS EFEITOS RELEVANTES QUE OS EVENTOS TENHAM CAUSADO OU SE ESPERA QUE VENHAM A CAUSAR NAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DO EMISSOR E EM SEUS RESULTADOS, QUANTO A:

A. INTRODUÇÃO OU ALIENAÇÃO DE SEGMENTO OPERACIONAL

A Companhia não introduziu ou alienou qualquer segmento operacional.

B. CONSTITUIÇÃO, AQUISIÇÃO OU ALIENAÇÃO DE PARTICIPAÇÃO SOCIETÁRIA

A Companhia não possui participação societária relevante em nenhuma sociedade.

C. EVENTOS OU OPERAÇÕES NÃO USUAIS

Principais Leis e Decretos que afetaram a Companhia ao longo de 2014 e 2015

(i) Reajuste Tarifário

O reajuste tarifário anual aconteceu no dia 27 de agosto de 2014, conforme previsto no Contrato de Concessão. O reajuste médio foi de 37,78% e permitirá, ao longo do próximo ano regulatório, a recuperação gradual do caixa da Companhia, que apresenta descasamento decorrente dos aumentos nos custos.

(ii) Quarto Ciclo de Revisão Tarifária

O Contrato de Concessão estabelece que a Elektro deve passar pelo processo de Revisão Tarifária a cada quatro anos. A Revisão Tarifária tem como objetivo preservar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, assegurando uma tarifa justa para os consumidores, estimulando o aumento da eficiência e a qualidade do serviço prestado pela Distribuidora, além de preservar a atratividade financeira para os investidores.

A metodologia definitiva para o 4º ciclo de revisões tarifárias possibilitou a elevação do WACC (líquido de impostos) de 7,50% (no 3º ciclo de revisões tarifárias) para 8,09% e representou avanços importantes na estrutura da regulação de distribuição, contribuindo para a consolidação do modelo regulatório do setor elétrico brasileiro, assegurando a estabilidade de regras e o respeito aos contratos, por meio de um processo transparente e participativo.

A Quarta Revisão Tarifária da Elektro foi concluída no dia 27 de agosto de 2015, homologada pela Resolução nº 1.944 da ANEEL de 25 de agosto de 2015, utilizando as metodologias recentemente aprovadas pela ANEEL: Custos operacionais; Perdas Técnicas e Não Técnicas de Energia; Base de Remuneração Regulatória (BRR); Custo de Capital – WACC; Fator X; Outras Receitas e Receitas Irrecuperáveis, a qual resultou em uma elevação média nas tarifas de 4,20%.

Este resultado reflete, de forma positiva, o elevado nível de eficiência operacional da Elektro, conquistado ao longo dos últimos quatro anos, com a implantação de um modelo de gestão baseado na busca constante de eficiências, por meio de inovações e melhoria contínua de processos, que acarretou no reposicionamento da Elektro no modelo de *benchmarking* regulatório (94% no 4º ciclo, contra 69% no 3º ciclo), com o consequente reflexo em maior cobertura tarifária de seus custos operacionais. Nesta Revisão, a Elektro também obteve o reconhecimento integral de seus investimentos realizados durante o último ciclo tarifário, resultado de mudanças nos processos de planejamento, execução, apontamento, capitalização e ativação de obras, bens e serviços, em implantação desde 2009 e concluído neste ciclo. Estas mudanças, fundamentalmente baseadas no uso de novas tecnologias, em campo e no *back office*, e no apontamento de horas das equipes operacionais, através de dispositivos integrados aos sistemas técnicos e transacionais, foram cruciais para obtenção de integral reconhecimento tarifário dos investimentos realizados.

(iii) Revisão Tarifária Extraordinária

Conforme previsto no Contrato de Concessão, a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) deve ser aplicada para garantir o equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras de energia. Diante da elevação dos custos com a compra de energia de Itaipu, o preço praticado no 14º Leilão de Energia Existente e no 18º Leilão de Ajuste e do aumento da cota anual do encargo da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), a Elektro solicitou uma RTE de forma a não ocasionar um descompasso expressivo em seu caixa, a qual foi aprovada em 2 de março de 2015, com índice médio de 24,25% para seus consumidores.

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

(iv) Decretos nº 7.891/13, nº 7.945/13, nº 8.203/14 e nº 8.221/14

Em 2013, o Governo Federal, dentre outras medidas, emitiu os Decretos nº 7.891 e nº 7.945, que incluíram a possibilidade de repasses de recursos da CDE para neutralizar a exposição das concessionárias de distribuição no mercado de curto prazo e cobrir o custo adicional decorrente do despacho de usinas termelétricas.

Em março de 2014, foi publicado o Decreto nº 8.203, que alterou o Decreto nº 7.891/13. O novo decreto possibilitou a utilização dos recursos da CDE para neutralizar também a exposição involuntária decorrente da compra frustrada no leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes, realizado em dezembro de 2013. O repasse destes recursos referiu-se apenas à competência de janeiro de 2014 e o montante repassado para a Companhia, conforme Despacho ANEEL nº 515/14, foi de R\$ 100,2 milhões.

Ainda atuando de forma a reduzir os impactos informados anteriormente, em 1º de abril de 2014 foi publicado o Decreto nº 8.221/14, que criou a Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA-ACR com o objetivo de cobrir, total ou parcialmente, as despesas de exposição involuntária no mercado de curto prazo e despacho de térmicas vinculadas a CCEARs, na modalidade de disponibilidade. Além disso, esse Decreto normatizou o procedimento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para contratação de empréstimos junto a bancos, a fim de obter os fundos necessários para viabilizar os pagamentos às empresas distribuidoras do incremento de custos de energia aos quais estiveram expostas devido aos fatores anteriormente mencionados. Subsequentemente, em 16 de abril de 2014, a ANEEL emitiu a Resolução nº 612/14 e, em 22 de abril de 2014, o Despacho nº 1.256/14, detalhando o funcionamento da CONTA-ACR e homologando os valores repassados pela CCEE às empresas distribuidoras, relativamente à competência de fevereiro de 2014.

Em 25 de abril de 2014, foi assinado um Contrato de Financiamento da Operação ACR – Ambiente de Contratação Regulada pela CCEE, junto a diversas instituições financeiras, com limite total de até R\$ 11,2 bilhões, repassados às distribuidoras que incorreram nos custos adicionais descritos acima. Tendo em vista que tal montante se mostrou insuficiente para a finalidade desejada, em 15 de agosto de 2014 foi assinado novo Contrato de Financiamento no valor adicional de R\$ 6,6 bilhões. Os custos cobertos por essa operação foram parcialmente suficientes e compreenderam o período de fevereiro a outubro de 2014, no montante de R\$ 963,2 milhões, recebido até dezembro de 2014.

Em março de 2015, foi celebrado um novo contrato para a terceira parcela do empréstimo, para cobertura dos custos de novembro e dezembro de 2014, no valor de R\$ 3,4 bilhões com prazo de amortização de 54 meses e taxa de CDI + 3,15% ao ano. Este novo contrato também alterou as duas operações anteriores, postergando o vencimento de outubro de 2017 para abril de 2020 e ajustou a taxa de juros antes fixada em CDI + 2,525% ao ano para CDI + 2,90% ao ano. Ainda, em março de 2015, através do Despacho ANEEL nº 773/15, a Elektro recebeu o montante de R\$ 54,5 milhões para cobertura dos custos incorridos no período de novembro e dezembro de 2014.

A CCEE vem liquidando esse compromisso financeiro com o recebimento das parcelas vinculadas ao pagamento das obrigações de cada distribuidora junto aos bancos. Essas parcelas são estabelecidas pela ANEEL para pagamento mensal de cada empresa distribuidora de energia e não possuem nenhuma vinculação com o valor de reembolso recebido por meio da operação de empréstimo captado pela CCEE. Adicionalmente, a Elektro não disponibilizou nenhuma garantia direta ou indireta para esse contrato.

Em 2015, todas as distribuidoras iniciaram o repasse nas tarifas a partir do mês de seu reajuste ou revisão tarifária, para que a CCEE pudesse liquidar seu compromisso junto aos bancos. Desta forma, através da Resolução Normativa nº 1.863/15, a ANEEL homologou para a Elektro um incremento na tarifa equivalente a R\$ 26 milhões por mês que será repassado à CCEE no período de agosto de 2015 até fevereiro de 2020. Este valor será atualizado para os exercícios posteriores. Até dezembro de 2015, a empresa realizou pagamentos no montante de R\$ 104,0 mil.

Em julho de 2015, a Associação Brasileira de Consumidores de Energia (ABRACE) questionou em Juízo o pagamento de alguns itens que compõem a CDE e a sua forma de rateio proporcional ao consumo dos clientes, obtendo uma liminar que permitiu a isenção parcial do pagamento desse encargo para os seus associados. Após a abertura da Audiência Pública nº 057/15, a diretoria da ANEEL em reunião realizada em 25 de setembro de 2015 fixou as novas tarifas para os associados da ABRACE, e as publicou por intermédio da Resolução Homologatória nº 1.967/15, cuja aplicação deveria ser retroativa a 3 de julho de 2015, a fim de dar cumprimento à ordem judicial.

Como esse impacto na arrecadação prevista para o encargo não recebeu a correspondente diminuição na cota de aportes para a CDE de cada distribuidora, e para evitar um desequilíbrio financeiro para o setor de distribuição, a ABRADDEE ingressou em Juízo e obteve, dia 12 de dezembro de 2015, a permissão para deduzir do saldo a pagar de CDE no montante de R\$ 2,5 milhões, que deixou de ser faturado devido à liminar da ABRACE.

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

Para a diferença entre o valor original da cota de CDE e ao faturado pela empresa até a data de 11 de dezembro de 2015 foi constituída uma CVA, que será contemplada no próximo reajuste tarifário de 2016, conforme cláusula prevista no contrato de concessão.

(v) Contas a Receber Eletrobrás

Conforme Lei nº 12.783/13 e Decreto nº 7.891/13, a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) deve suportar os subsídios tarifários relativos aos descontos concedidos na tarifa pelas Distribuidoras de Energia Elétrica, de forma a manter o equilíbrio econômico-financeiro de seus contratos de concessão. O mecanismo de ressarcimento concedido às distribuidoras ocorre através de repasses operacionalizados pelas Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobrás).

Como a Elektro não vinha recebendo da Eletrobrás a integralidade dos repasses dos valores de subsídios, e em contrapartida vinha recolhendo normalmente sua cota mensal à CDE, em 6 de agosto de 2015 a Companhia ingressou em Juízo e obteve ordem liminar permitindo que fossem deduzidos dos pagamentos devidos à CDE os valores não repassados pela Eletrobrás e já vencidos, o que gerou uma recomposição de caixa em 2015 no montante de R\$ 211,4 milhões.

(vi) Bandeiras Tarifárias

A Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013, estabeleceu os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de Bandeiras Tarifárias, cujos valores são publicados pela ANEEL a cada mês em despachos, tendo entrado em vigor a partir de janeiro de 2015.

Este sistema tem como finalidade indicar se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de energia elétrica, para cobrir os custos adicionais de geração térmica, os custos com compra de energia no mercado de curto prazo, Encargo de Serviços de Sistema - ESS e risco hidrológico. Nos meses de janeiro e fevereiro os valores acrescidos pelas bandeiras amarelas e vermelhas foram R\$ 15/MWh e R\$ 30/MWh e, a partir de 2 de março, foram atualizados para R\$ 25/MWh e R\$ 55/MWh, respectivamente. Em 28 de agosto de 2015 foi aprovada pela ANEEL, através da Audiência Pública nº 053/2015, a redução do valor de bandeira vermelha de R\$ 55/MWh para R\$ 45/MWh, a ser aplicada a partir de 1º de setembro de 2015. Já em janeiro de 2016, foi aprovada pela ANEEL na Audiência Pública nº 081/2015, a criação de dois patamares para a bandeira vermelha e a redução do valor da bandeira amarela. Com isso, os valores finais determinados foram de R\$15/MWh para bandeira amarela, R\$30/MWh para bandeira vermelha patamar 1 e R\$45/MWh para bandeira vermelha patamar 2, com vigência a partir de 1º de fevereiro de 2016. Desde sua aplicação inicial, perdurou o regime de bandeira vermelha.

Em fevereiro de 2015, foi criada através do Decreto nº 8.401, a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT), cuja função é centralizar o recolhimento dos recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias e apurar qual a diferença entre este total faturado e a cobertura tarifária de cada agente de distribuição. De posse dessas informações, é feito um rateio para equalizar entre todos os agentes o efeito desta arrecadação. Em 2015, após rateio da CCRBT, o montante a ser recebido antecipadamente pela Elektro era R\$ 539,0 milhões via aplicação das Bandeiras Tarifárias, sendo R\$ 557,0 milhões recebidos através do faturamento das contas de energia parcialmente compensados pelo pagamento à CCRBT no montante de R\$ 18,0 milhões.

O mecanismo das Bandeiras Tarifárias, de maneira complementar a Revisão Tarifária Extraordinária, tem como objetivo preservar o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras. As variações de custos remanescentes são registradas na CVA para inclusão no próximo processo de reajuste tarifário.

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

10.4. COMENTÁRIOS DOS DIRETORES SOBRE:

A. Mudanças significativas nas práticas contábeis

• Atualização do ativo financeiro

Após revisão de suas práticas contábeis, a Companhia concluiu que o ajuste a valor justo do ativo financeiro indenizável da concessão, no montante de R\$ 11,7 milhões, originalmente apresentado na rubrica de receita financeira, no resultado financeiro, poderia ser mais adequadamente classificado no grupo de receitas operacionais, juntamente com as demais receitas relacionadas com a sua atividade fim. Esta alocação reflete de forma mais acurada o modelo de negócio de distribuição de energia elétrica e propicia uma melhor apresentação quanto ao desempenho, pois:

- (i) Investir em infraestrutura é a atividade precípua do negócio de distribuição de energia elétrica, cujo modelo de gestão está suportado em construir, manter e operar essa infraestrutura;
- (ii) O retorno sobre o investimento em infraestrutura no negócio de distribuição é determinado pelo valor justo dessa infraestrutura, seja a parcela amortizável durante o horizonte do contrato (ativo intangível), seja a parcela indenizável ao seu final (ativo financeiro), mais a taxa de retorno "WACC". Um único ativo físico (a infraestrutura) é o genuíno proporcionador de retorno às concessionárias;
- (iii) Dessa forma, as receitas tarifárias representam tanto o retorno do ativo intangível quanto uma parte do retorno do ativo financeiro, pelo fato de ambos integrarem a base regulatória de remuneração. E as receitas tarifárias estão totalmente registradas como parte da "Receita Operacional Líquida";
- (iv) Tratar as variações do valor justo como receita financeira distorce a análise do desempenho econômico-financeiro dos investimentos empregados nas atividades de distribuição de energia elétrica, principalmente para indicadores de performance.
- (v) A nova classificação adotada está corroborada pelo parágrafo 23 do OCPC 05 – Contrato de Concessão.

• Pronunciamentos técnicos emitidos pelo CPC até 31 de dezembro de 2014:

Os pronunciamentos técnicos emitidos e revisados pelo CPC, vigentes em 31 de dezembro de 2014, e que poderiam afetar a Companhia foram considerados nesta Demonstração Financeira:

Deliberação CVM nº 732 de 09 de dezembro de 2014, que aprova a Orientação Técnica OCPC 08 do Comitê de Pronunciamentos Contábeis, o qual trata do reconhecimento de determinados ativos e passivos nos relatórios contábil-financeiros de propósito geral das distribuidoras de energia elétrica, emitidos de acordo com as normas brasileiras e internacionais de contabilidade. A Companhia passou a reconhecer no ativo ou no passivo financeiros de forma prospectiva os efeitos econômicos e financeiros das variações dos valores referentes aos custos incorridos na distribuição de energia elétrica, que não estão previstos na tarifa do faturamento em vigor e que serão incluídas na tarifa em reajuste ou revisão tarifária futuros. Os impactos da aplicação desse pronunciamento nas Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2014 foi o reconhecimento de contas a receber e receita operacional de vendas no montante de R\$ 399.719.

• Pronunciamentos técnicos em fase de emissão pelo CPC e que ainda não entraram em vigor até 31 de dezembro de 2015:

IFRS 9 Instrumentos Financeiros (Vigência a partir de 01/01/2018), IFRS 15 Receitas de contratos com clientes (Vigência a partir de 01/01/2017), Alteração IAS 16 e IAS 38 Métodos aceitáveis de depreciação e amortização (Vigência a partir de 01/01/2016), Alteração IAS 1 (Vigência a partir de 01/01/2016), IFRS 7 Contratos de serviços (Vigência a partir de 01/01/2016), IAS 19 Benefícios a Empregados (Vigência a partir de 01/01/2016), IFRS 5 Reclassificação de ativo não circulante mantido para venda e mantido para distribuição aos sócios/acionistas (Vigência a partir de 01/01/2016).

• Pronunciamentos técnicos emitidos pelo CPC até 31 de dezembro de 2013:

Os pronunciamentos técnicos emitidos e revisados pelo CPC, vigentes em 31 de dezembro de 2013, e que poderiam afetar a Companhia foram considerados nesta Demonstração Financeira:

CPC 33/IAS19 Benefícios a Empregados – Dentre as mudanças, as principais que afetam a Companhia é que (i) para o cálculo dos rendimentos esperados dos ativos, é utilizada a mesma taxa utilizada para o desconto da obrigação atuarial e

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

(ii) a aplicação dessa mesma taxa de juros sobre o “asset ceiling”. Segue abaixo o detalhamento dos impactos desta alteração nas Demonstrações Financeiras da Companhia.

Aplicação Retrospectiva CPC 33 (R1) – Benefícios a empregados

Os principais impactos para a Companhia do Pronunciamento Técnico CPC 33 (R1) estão relacionados ao cálculo dos rendimentos esperados dos ativos, os quais a partir do exercício de 2013 devem utilizar a mesma taxa utilizada para o desconto da obrigação atuarial, e a aplicação dessa mesma taxa de juros sobre o limite de reconhecimento do ativo (“asset ceiling”). Como trata-se de mudança de política contábil, de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, a aplicação deve ocorrer de forma retrospectiva.

Adicionalmente, no que se refere a política contábil de reconhecimento dos componentes de custo de benefício definido, a Companhia registra (i) o custo do serviço no resultado, (ii) os juros líquidos sobre o valor líquido do passivo menos o ativo de benefício definido no resultado e (iii) remensurações do valor líquido de passivo menos o ativo de benefício definido em outros resultados abrangentes, conforme parágrafo 120 do CPC 33 (R1).

De acordo com o parágrafo 22 do CPC 23, quando uma mudança na política contábil é aplicada retrospectivamente, a Companhia deverá ajustar o saldo de abertura de cada componente do patrimônio líquido afetado para o período anterior mais antigo apresentado e os demais montantes comparativos divulgados para cada período anterior apresentado, como se a nova política contábil tivesse sempre sido aplicada.

B. Efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

As Demonstrações Financeiras foram 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 pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

A Elektro adotou todas as normas, revisões de normas, pronunciamentos técnicos, interpretações técnicas e orientações técnicas emitidas pela CVM e CPC que estavam em vigor em 31 de dezembro de 2015, 31 de dezembro de 2014 e 31 de dezembro de 2013.

As políticas, práticas e critérios contábeis foram consistentemente adotados no preparo dessas Demonstrações Financeiras, em todos os períodos apresentados.

Com relação ao detalhamento das práticas contábeis e seus impactos no resultado da Companhia, vide item 10.4.A.

C. Ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

O parecer de auditoria emitido sobre as Demonstrações Financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2015, comparadas ao mesmo exercício de 2014, não inclui parágrafo de ênfase ou ressalvas quanto às práticas adotadas pela Companhia. O mesmo ocorre para os pareceres de auditoria sobre as Demonstrações Financeiras de 2014 e 2013.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

10.5. COMENTÁRIOS DOS DIRETORES SOBRE 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, TÁIS 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

As Demonstrações Financeiras da Elektro são preparadas com base na determinação e registro de alguns ativos, passivos, receitas e despesas apurados de acordo com estimativas contábeis baseadas em experiência da Administração quanto à realização desses valores e práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais a Companhia considera críticas. A liquidação das transações envolvendo essas estimativas pode resultar em valores diferentes dos estimados e para reduzir eventuais ajustes a estas estimativas, as premissas de avaliação das mesmas são periodicamente revisadas.

As principais práticas contábeis, consideradas críticas pela Administração da Companhia são:

Ativo indenizável (Concessão)

O ativo financeiro indenizável refere-se à parcela não amortizada até o final da concessão dos investimentos realizados em infraestrutura e em bens essenciais para a prestação do serviço público que estejam vinculados ao contrato de concessão. Estes investimentos não amortizados serão revertidos ao poder concedente ao término do prazo de concessão mediante o pagamento de indenização à concessionária.

A Companhia entende que a classificação adequada para os ativos indenizáveis é como disponível para venda, dado que o valor da indenização a ser recebido ao término da concessão não é fixo, embora seja estimável.

O parágrafo AG8 do CPC 38 – Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração, estabelece que uma entidade deva, ao revisar suas estimativas de recebimentos, ajustar o custo amortizado do instrumento de forma a refletir os fluxos de caixa estimados atualizados, reconhecendo esta variação no resultado do exercício. Foi corroborado pela MP nº 579/2012, que variações no ativo financeiro vinculado à concessão por conta das revisões tarifárias resultam em variações no fluxo de caixa estimado desse ativo ao final do período da concessão. A Companhia aplicou essa mudança de entendimento prospectivamente às suas demonstrações financeiras, por entender que a aplicação prospectiva desse conceito não traria distorções relevantes às demonstrações financeiras e informações trimestrais, quando comparado à aplicação retrospectiva de acordo com o CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro.

Ativo intangível

O direito de cobrar dos consumidores pelos serviços prestados ao longo do contrato de concessão, representado pelo ativo intangível, de vida útil definida, será completamente amortizado dentro do prazo da concessão, de acordo com o CPC 04 – Ativo Intangível. Este ativo intangível é avaliado ao custo de aquisição, incluindo custos de empréstimos capitalizados, deduzido da amortização acumulada que é calculada utilizando-se as taxas de depreciação definidas pela Aneel para depreciação da infraestrutura.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa

Até dezembro de 2014 a administração da Companhia constituía provisão para créditos de liquidação duvidosa pelo valor integral da fatura a partir do 91º dia de atraso. A partir de janeiro de 2015, a Companhia adotou uma nova política para cálculo da provisão cuja metodologia é mais aderente à curva de pagamento dos seus clientes uma vez que tem como premissa de provisionamento o histórico do comportamento de pagamento dos clientes dentro de cada faixa de vencimento do débito. Adicionalmente, a Companhia realiza análises individuais de acordo com o histórico de inadimplemento de clientes considerados críticos.

Receita não faturada

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

Com base no fornecimento de energia elétrica efetuado em um determinado mês que deva ser faturado no mês seguinte, é contabilizada a receita não faturada em contrapartida às contas a receber de consumidores. Essa estimativa leva em consideração principalmente a carga de energia no sistema e as tarifas médias cobradas dos consumidores faturados no mês de competência.

Imposto de renda e contribuição social (correntes e diferidos)

O imposto de renda e a contribuição social sobre o lucro são contabilizados pelo regime de competência e segundo a legislação em vigor, as alíquotas básicas são de 25% e 9%, respectivamente. Os efeitos do imposto de renda e da contribuição social diferidos relacionados a prejuízos fiscais, base negativa de contribuição social e diferenças temporárias estão registrados nas Demonstrações Financeiras com base nas disposições da Deliberação CVM nº 273/98 e da Instrução CVM nº 371/02. A projeção para realização desses valores está baseada em expectativa de resultados tributáveis e realização das diferenças temporárias. Em 2010, a aplicação do RTT (Regime Tributário de Transição) tornou-se obrigatório para controlar os ajustes tributários decorrentes dos novos métodos e critérios contábeis introduzidos pela Lei 11.638/2007.

Em 12 de novembro de 2013 foi publicada a Medida Provisória nº 627, convertida na Lei nº 12.973 de 13 de maio de 2014 que, dentre outras disposições, revogou o Regime Tributário Transitório – RTT e facultou aos contribuintes realizar a opção pelos seus efeitos a partir do exercício de 2014 ou de 2015. A Companhia realizou opção pelos efeitos somente a partir do exercício de 2015, razão pela qual em 31 de dezembro de 2014 não há efeitos a serem considerados nas Demonstrações Financeiras decorrentes da Lei nº 12.973/14.

Provisão para ações judiciais e regulatórias

As demandas de natureza judicial ou regulatória da Companhia são acompanhadas continuamente pelos assessores jurídicos que, de acordo com critérios previamente definidos pela Administração, classificam as contingências de forma individual, o que resulta no provisionamento dos objetos considerados como perda provável.

Valores a Receber ou Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros

A Companhia passou a reconhecer no ativo ou no passivo financeiro os efeitos econômicos e financeiros das variações dos valores referentes aos custos incorridos na distribuição de energia elétrica, que não estão previstos na tarifa do faturamento em vigor e que serão incluídas na tarifa em reajuste ou revisão tarifária futuros.

Os embasamentos legais para tal reconhecimento nas Demonstrações Societárias são: Norma Brasileira de Contabilidade – CTG08 de 05 de dezembro de 2014 e Deliberação CVM nº 732 de 09 de dezembro de 2014 que aprova a Orientação Técnica OCPC 08 do Comitê de Pronunciamentos Contábeis, que trata do reconhecimento de determinados ativos e passivos nos relatórios contábil-financeiros de propósito geral das distribuidoras de energia elétrica, emitidos de acordo com as normas brasileiras e internacionais de contabilidade.

10. Comentários dos diretores / 10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs**10.6. ITENS RELEVANTES NÃO EVIDENCIADOS NAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS****A. Ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (*off-balance sheet items*)****(i) Arrendamento mercantil operacional, ativos e passivos**

Conforme orientação do CPC 06, a Sociedade efetuou uma análise dos contratos classificados como arrendamento mercantil operacional, dentre eles os contratos de aluguel de equipamentos, veículos e outros.

Abaixo estão demonstrados os valores dos contratos mais relevantes contabilizados como despesas no exercício de 2015 e de 2014, bem como os pagamentos futuros que a Sociedade fará com base nesses contratos.

Despesas reconhecidas no período	31/12/2015	31/12/2014
Locação de infra-estrutura de pontos de atendimento (Callcenter)	4.122	3.604
Locação de imóveis	1.119	4.147
Locação de veículos	278	220
Locação de computadores	2.330	2.726
Locação de impressoras	1.220	656
Locação de equipamentos e serviços de informática	12.495	13.182
Total	21.564	24.535

(ii) Carteiras de Recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos

Os valores que a Companhia mantinha referentes à cobrança da carteira de recebíveis baixados para incobráveis somavam R\$ 35,9 milhões (base 31 de dezembro de 2015), conforme abaixo:

- Cobrança efetuada por empresa terceirizada: R\$ 7,2 milhões
- Cobrança efetuada juridicamente: R\$ 28,7 milhões

Estes valores foram baixados como incobráveis conforme artigo 24 da Instrução Normativa SRF Nº 093, de 24 de dezembro de 1997.

(iii) Contratos de compra futura e vendas de produtos ou serviços

Os leilões de energia são o principal mecanismo através do qual a Companhia contrata a energia a ser distribuída. Em 2015, 58,3% do suprimento de energia para a Elektro foi realizado através de contratos provenientes de Leilões de Energia no Ambiente Regulado.

Os leilões regulados são três tipos:

- Leilão para aquisição de energia proveniente de novos empreendimentos de geração com início de suprimento após três ou cinco anos do ano de realização do Leilão (são denominados respectivamente A-3 e A-5). O período de suprimento é de até 25 anos para usinas termelétricas ou outras fontes e de 30 anos para hidrelétricas;
- Leilão para aquisição de energia proveniente de empreendimentos de geração existente, com início de suprimento no ano posterior ao de realização do leilão (denominado A-1) e seu período de suprimento é de até 15 anos, sem distinção da fonte;
- Leilão de Ajuste – possibilita a aquisição, pelas distribuidoras, de energia elétrica complementar ou excedente necessária ao atendimento da totalidade de suas cargas cativas. O período de suprimento é de até dois anos da realização do leilão.

Os leilões de energia já realizados são descritos a seguir:

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

Leilão	Início do Suprimento	Realização	Quantidade Comprada Elektro (MWmed)	Preço Médio (R\$/MWh)
1º Leilão de Energia Existente	2005	07/12/2004	518,3	57,5
1º Leilão de Energia Existente	2006	07/12/2004	333,0	67,3
1º Leilão de Energia Existente	2007	07/12/2004	38,0	75,5
2º Leilão de Energia Existente	2008	02/04/2005	52,2	83,1
1º Leilão de Ajuste	2005	31/08/2005	-	-
3º Leilão de Energia Existente	2006	11/10/2005	-	-
4º Leilão de Energia Existente	2009	11/10/2005	5,9	94,9
1º Leilão de Energia Nova	2008	16/12/2005	21,0	127,5
1º Leilão de Energia Nova	2009	16/12/2005	26,0	127,8
1º Leilão de Energia Nova	2010	16/12/2005	66,0	117,3
2º Leilão de Ajuste	2006	01/06/2006	-	-
2º Leilão de Energia Nova (A-3)	2009	27/06/2006	38,5	129,0
3º Leilão de Ajuste	2006	29/09/2006	-	-
3º Leilão de Energia Nova (A-5)	2011	10/10/2006	58,6	128,9
5º Leilão de Energia Existente (A-1)	2007	14/12/2006	4,0	104,7
4º Leilão de Energia Nova (A-3)	2010	26/07/2007	29,2	137,7
5º Leilão de Energia Nova (A-5)	2012	16/10/2007	60,2	128,7
1º Leilão de Fontes Alternativas (A-3)	2010	18/06/2007	4,2	137,3
6º Leilão de Ajuste	2008	27/09/2007	-	-
6º Leilão de Energia Existente (A-1)	2008	11/12/2007	-	-
Leilão UHE Santo Antônio	2012	10/12/2007	40,5	78,9
Leilão UHE Jirau	2013	19/05/2008	52,3	71,4
6º Leilão de Energia Nova (A-3)	2011	17/09/2008	34,4	128,4
7º Leilão de Energia Nova (A-5)	2013	30/09/2008	112,0	141,8
7º Leilão de Ajuste	2008	19/06/2008	-	-
8º Leilão de Ajuste	2008	23/09/2007	-	-
7º Leilão de Energia Existente (A-1)	2009	28/11/2008	-	-
9º Leilão de Ajuste	2009	20/02/2009	13,8	145,8
8º Leilão de Energia Nova (A-3)	2012	27/08/2009	1,1	144,5
8º Leilão de Energia Existente (A-1)	2010	30/11/2009	-	-
9º Leilão de Energia Nova (A-5)	2014	Cancelado	-	-
Leilão Belo Monte	2015	20/04/2010	117,5	78,0
10º Leilão de Energia Nova (A-5)	2015	30/07/2010	12,0	99,48
2º Leilão de Fontes Alternativas (A-3)	2013	26/08/2010	-	-
9º Leilão de Energia Existente (A-1)	2011	10/12/2010	-	-
11º Leilão de Energia Nova (A-5)	2015	17/12/2010	34,8	67,31
10º Leilão de Ajuste	2011	17/02/2011	14,4	109,35
12º Leilão de Energia Nova (A-3)	2014	17/08/2011	8,1	102,07
11º Leilão de Ajuste	2011	30/09/2011	-	-
10º Leilão de Energia Existente (A-1)	2012	30/11/2011	-	-
13º Leilão de Energia Nova (A-5)	2016	20/12/2011	19,7	102,18
12º Leilão de Ajuste	2012	29/03/2012	-	-
13º Leilão de Ajuste	2012	14/06/2012	-	-
14º Leilão de Ajuste	2012	27/09/2012	-	-
14º Leilão de Energia Nova (A-3)	2015	cancelado	-	-
15º Leilão de Energia Nova (A-5)	2017	14/12/2012	6,8	92,25
15º Leilão de Ajuste	2013	27/03/2013	-	-
16º Leilão de Ajuste	2013	cancelado	-	-
11º Leilão de Energia Existente (A-0)	2013	24/06/2013	-	-
17º Leilão de Ajuste	2013	08/08/2013	-	-
16º Leilão de Energia Nova (A-5)	2018	29/08/2013	36,2	125,0
17º Leilão de Energia Nova (A-3)	2016	18/11/2013	28,4	124,4
18º Leilão de Energia Nova (A-5)	2018	13/12/2013	73,3	109,9
12º Leilão de Energia Existente (A-1)	2014	17/12/2013	288,6	177,2
13º Leilão de Energia Existente (A-0)	2014	30/04/2014	211,7	268,3
19º Leilão de Energia Nova (A-3)	2017	06/06/2014	5,8	126,2
20º Leilão de Energia Nova (A-5)	2019	28/11/2014	120,0	196,1
14º Leilão de Energia Existente (A-1)	2015	05/12/2014	28,0	197,1
18º Leilão de Ajuste (A-1)	2015	15/01/2015	51,3	387,1
4º Leilão de Ajuste	2007	29/03/2007	-	-
5º Leilão de Ajuste	2007	28/06/2007	-	-
15º Leilão de Energia Existente (A-1)	2016	11/12/2015	-	-
3º Leilão de Fontes Alternativas	2016	27/04/2015	0,4	200,0
21º Leilão de Energia Nova (A-5)	2020	30/04/2015	-	-
22º Leilão de Energia Nova (A-3)	2018	21/08/2015	-	-

Fonte: Resultado dos Leilões – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

(iv) Contratos de construção não terminada

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui contratos de construção não terminada.

10. Comentários dos diretores / 10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs***(v) Contratos de recebimentos futuros de financiamentos***

Não aplicável, uma vez que a Companhia não possui contratos de recebimentos futuros de financiamentos.

B. Outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Não aplicável, uma vez que todos os itens que afetaram os resultados da Companhia foram evidenciados nas Demonstrações Financeiras.

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

10.7. COMENTÁRIOS DOS DIRETORES EM RELAÇÃO A CADA UM DOS ITENS NÃO EVIDENCIADOS NAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDICADOS NO ITEM 10.6, INDICANDO: (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; E (C) NATUREZA E MONTANTE DAS OBRIGAÇÕES ASSUMIDAS E DOS DIREITOS GERADOS EM FAVOR DO EMISSOR EM DECORRÊNCIA DA OPERAÇÃO.

Arrendamento mercantil operacional	
(A)	Os valores pagos futuramente a título de arrendamento mercantil operacional serão contabilizados como despesa operacional nos exercícios em que forem pagos, seguindo a legislação vigente.
(B)	Arrendamentos obtidos por meio de contratos de aluguel de equipamentos, veículos e outros.
(C)	Em 31 de dezembro de 2015, as despesas incorridas na locação de infraestrutura de pontos de atendimento (callcenter), imóveis, veículos, computadores, impressoras e equipamentos e serviços de informática somaram R\$ 21,6 milhões.

Carteira de Recebíveis Baixada	
(A)	O principal risco envolvido na Carteira de Recebíveis baixada é o do próprio não recebimento desses montantes, que já foi reconhecido no Resultado da Companhia através da constituição para PDD (Provisão para Devedores Duvidosos) e sua posterior baixa para incobráveis. Passivos de outras naturezas relacionados a processos judiciais envolvendo essa Carteira são tratados adequadamente dentro das Contingências Passivas da Companhia, comentadas no item 10.1.H deste documento como provisões para ações judiciais e detalhadas na Nota Explicativa sobre Provisões e Contingências Passivas das Demonstrações Financeiras da Companhia.
(B)	Carteira de recebíveis baixada para incobráveis, cujo critério segue a Instrução Normativa SRF nº 093/1997, art. 24.
(C)	Em 31 de dezembro de 2015, as cobranças efetuadas por empresa terceirizada somaram R\$ 7,2 milhões e as cobranças judiciais foram de R\$ 28,7 milhões.

Contratos de Compra Futura de Energia	
(A)	Os custos incorridos nos contratos de compra de energia são reconhecidos no Resultado da Companhia, na linha de custos operacionais.
(B)	Os leilões de energia são o principal mecanismo através do qual a Companhia contrata a energia a ser distribuída em sua área de concessão e o longo período de suprimento contratado é inerente às características do negócio de distribuição de energia.
(C)	Em 2015, 58,3% do suprimento de energia para a Elektro foi realizado através de contratos provenientes de Leilões de Energia no Ambiente Regulado.

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

A. Investimentos

(i) Descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos:

Os investimentos realizados e previstos são destinados à expansão, melhorias, preservação do sistema elétrico e suporte operacional e estão dentro do nível histórico de investimentos realizados pela Companhia.

Para 2015, o valor previsto de investimentos era na ordem de R\$ 260,9 milhões, líquidos de despesas de pessoal capitalizadas. Observou-se que o valor realizado no mesmo ano foi de R\$ 260,9 milhões, reafirmando, portanto, a projeção divulgada.

R\$ Milhões

Capex por Categoria (sem capitalização)	2012	2013	2014	Plano 2015	2015 Real
Expansão (Novas ligações, obras de subestações e linhas de transmissão e Programas de Universalização)	121,6	124,4	121,3	149,1	149,5
Preservação do Negócio	34,7	38,9	37,8	42,2	45,2
Melhorias e atualizações tecnológicas	25,6	18,3	16,2	13,6	13,1
Suporte Operacional (Programas de Tecnologia da Informação, Infraestrutura e Frota)	25,1	36,8	51,1	44,0	41,0
Outros (Varejo)	5,6	3,4	3,2	2,8	1,9
Obras de Transmissão no âmbito da distribuidora				3,9	
Capitalização	26,4	24,1	18,6	22,7	21,2
Obrigações Especiais	(15,5)	(13,4)	(13,6)	(17,3)	(11,1)
Total (líquido de despesas de pessoal capitalizadas)	223,5	232,5	234,6	260,9	260,9

Para os anos de 2016 a projeção divulgada de R\$ 310,4 milhões foi revisada para R\$ 292,5 milhões; para 2017, a projeção é de R\$ 325,1 milhões (sem efeito de inflação).

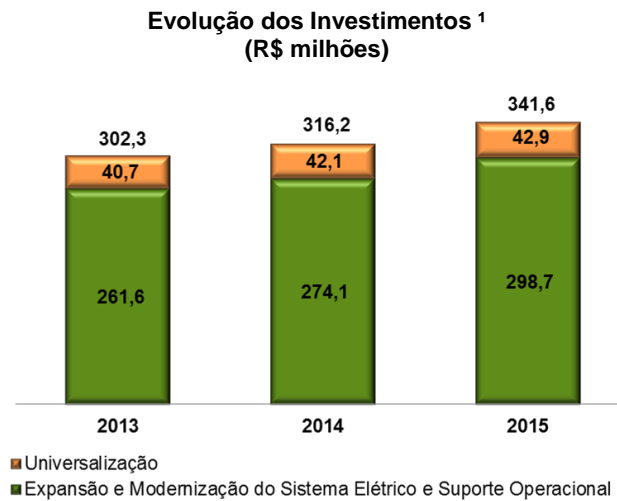
R\$ Milhões

	Plano 2015-2019	Plano 2016-2020	Plano 2016-2020
Capex por Categoria (sem capitalização)	2016		2017
Expansão (Novas ligações, obras de subestações e linhas de transmissão e Programas de Universalização)	183,5	133,7	159,3
Preservação do Negócio	36,3	40,5	36,9
Melhorias e atualizações tecnológicas	20,8	9,6	11,8
Suporte Operacional (Programas de Tecnologia da Informação, Infraestrutura e Frota)	38,6	41,7	38,4
Outros (Varejo)	2,9	3,2	2,4
Obras de Transmissão no âmbito da distribuidora	22,6	49,9	62,5
Capitalização	24,1	24,3	24,3
Obrigações Especiais	(18,1)	(10,5)	(10,5)
Total (líquido de despesas de pessoal capitalizadas)	310,4	292,5	325,1

As principais variações aconteceram nas linhas de expansão, melhorias e obras de transmissão no âmbito da distribuidora e de capitalização. Com a nova projeção a Elektro demonstra o seu comprometimento com a qualidade da prestação de serviço e da continuidade do negócio.

Além disso, a evolução dos investimentos da Companhia nos últimos 3 exercícios sociais, incluindo despesas capitalizadas, está descrita a seguir:

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios



¹ Exclui investimentos com recursos de clientes e inclui despesas capitalizadas.

2015

Em 2015, a Elektro investiu R\$ 353,3 milhões, dos quais R\$ 11,7 milhões correspondem a investimentos realizados com recursos de clientes.

Este montante representa um aumento de 8% em relação aos investimentos registrados no mesmo período do ano anterior (R\$ 325,6 milhões, dos quais R\$ 9,4 milhões referiam-se a investimentos realizados com recursos de clientes). Ressaltamos que os investimentos realizados estão de acordo com o planejamento anual da Companhia e referem-se a realizações de obras de expansão de redes, buscando o atendimento das necessidades de nossos clientes, bem como a manutenção da qualidade na distribuição de energia elétrica nos padrões elevados que são priorizados pela Elektro.

Os destaques do programa de investimentos foram:

- (i) R\$ 298,7 milhões na expansão, melhorias, preservação do sistema elétrico e suporte operacional, dos quais:
 - (a) R\$ 169,8 milhões estão associados a novas ligações e à expansão de subestações e de linhas de transmissão;
 - (b) R\$ 71,2 milhões foram investidos na preservação do sistema elétrico;
 - (c) R\$ 41,9 milhões foram investidos em programas de Tecnologia da Informação, Infraestrutura e na Frota;
 - (d) R\$ 15,8 milhões em melhorias e atualizações tecnológicas.
- (ii) R\$ 42,9 milhões no Programa de Universalização, em cumprimento à Lei nº 10.438 de abril de 2002, segregados da seguinte forma:
 - (e) R\$ 39,3 milhões referente a Programas de Universalização, que determina o atendimento de novas ligações a aumento de carga, sem ônus aos clientes com carga inferior a 50 kVA; e
 - (f) R\$ 3,6 milhões referentes a Programas Rurais, relacionados aos projetos de eletrificação de áreas rurais que viabilizam o fornecimento de energia elétrica a 175 novos clientes, por meio do Programa Luz para Todos.

Os investimentos realizados ao longo de 2015 foram superiores aos de 2014, refletindo o nível adequado de investimentos da Elektro para garantir a constante melhoria da qualidade de seus serviços prestados, bem como da geração de valor do negócio, mantendo seu compromisso com os clientes, a sociedade e a concessão.

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

2014

Em 2014, a Elektro investiu R\$ 316,2 milhões, dos quais R\$ 9,4 milhões correspondem a investimentos realizados com recursos de clientes. Este montante representa um incremento de 3,2% em relação aos investimentos registrados em 2013 (R\$ 315,6 milhões, dos quais R\$ 13,3 milhões referiam-se a investimentos realizados com recursos de clientes).

Os destaques do programa de investimentos foram:

- (iii) R\$ 274,0 milhões na expansão, melhorias, preservação do sistema elétrico e suporte operacional, dos quais:
 - (a) R\$ 137,2 milhões estão associados a novas ligações e à expansão de subestações e de linhas de transmissão;
 - (b) R\$ 63,6 milhões foram investidos na preservação do sistema elétrico;
 - (c) R\$ 51,0 milhões foram investidos em programas de Tecnologia da Informação, Infraestrutura e na Frota;
 - (d) R\$ 22,2 milhões em melhorias e atualizações tecnológicas.
- (iv) R\$ 42,1 milhões no Programa de Universalização, em cumprimento à Lei nº 10.438 de abril de 2002, segregados da seguinte forma:
 - (a) R\$ 39,0 milhões referente a Programas de Universalização, que determina o atendimento de novas ligações a aumento de carga, sem ônus aos clientes com carga inferior a 50 kVA; e
 - (b) R\$ 3,1 milhões referente a Programas Rurais, relacionados aos projetos de eletrificação de áreas rurais que viabilizam o fornecimento de energia elétrica a 144 novos clientes, por meio do Programa Luz para Todos.

Os investimentos realizados em 2014 foram superiores aos de 2013 principalmente pelo crescimento de investimentos nos Programas de Tecnologia da Informação, Infraestrutura e Frota, que são fundamentais para garantir a continuidade do negócio. Nestes dois anos, a Elektro também investiu fortemente na expansão do sistema elétrico com foco em obras de subestações, instalação de religadores e digitalização de subestações, o que permitiu o aumento da robustez da rede de distribuição visando uma melhoria sustentável nos indicadores de qualidade do fornecimento.

2013

Em 2013, a Elektro investiu R\$ 315,6 milhões, dos quais R\$ 13,3 milhões referem-se a investimentos realizados com recursos de clientes. Este montante representa um incremento de 3,7% em relação aos investimentos registrados em 2012 (R\$ 304,4 milhões, dos quais R\$ 12,4 milhões referiam-se a investimentos realizados com recursos de clientes).

Os principais programas de investimentos foram:

- (i) R\$ 261,6 milhões na expansão, melhorias, preservação do sistema elétrico e suporte operacional, dos quais:
 - (a) R\$ 132,8 milhões estão associados a novas ligações e à expansão de subestações e de linhas de transmissão;
 - (b) R\$ 69,2 milhões foram investidos na preservação do sistema elétrico;
 - (c) R\$ 23,9 milhões utilizados em melhorias e atualizações tecnológicas; e
 - (d) R\$ 35,7 milhões foram investidos em programas de Tecnologia da Informação, Infraestrutura e na Frota.
- (ii) R\$ 40,7 milhões no Programa de Universalização, em cumprimento à Lei nº 10.438 de abril de 2002, segregados da seguinte forma:
 - (a) R\$ 36,6 milhões referente a Programas de Universalização, que determinam o atendimento de novas ligações e aumento de carga, sem ônus aos clientes com carga inferior a 50 kVA; e
 - (b) R\$ 4,1 milhões referente a Programas Rurais, relacionados aos projetos de eletrificação de áreas rurais que viabilizaram o fornecimento de energia elétrica a 369 novos clientes, por meio do Programa Luz para Todos.

Os investimentos realizados em 2013 foram superiores aos de 2012 principalmente pelo crescimento de investimentos nos Programas de Tecnologia da Informação, Infraestrutura e Frota, que são fundamentais para garantir a continuidade do negócio. Nestes dois anos, a Elektro também investiu fortemente na expansão do sistema elétrico com foco em obras de subestações e instalação de religadores, o que permitiu o aumento da robustez da rede de distribuição visando uma melhoria sustentável nos indicadores de qualidade do fornecimento.

(ii) Fontes de financiamento dos investimentos:

A Elektro financia parte do seu Programa de Investimentos por meio de linhas de crédito providas do BNDES, Eletrobrás, FINEP e, adicionalmente a partir de 2013, com o Banco Europeu de Investimentos (BEI), com condições atrativas do ponto de vista de prazo e custo. O restante do investimento é realizado com recursos próprios da Elektro. A expectativa da companhia é continuar a financiar seus investimentos por meio de linhas de crédito de instituições de fomento.

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

Não se aplica.

B. Aquisições já divulgadas de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que podem influenciar materialmente a capacidade produtiva da companhia

Não aplicável, uma vez que a Companhia não adquiriu plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos nas condições acima.

C. Novos produtos e serviços**(i)/(iii) Descrição das Pesquisas e Projetos em andamento já divulgados**

De acordo com a subcláusula 6º do Contrato de Concessão da Companhia e com a Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004, art. 8º parágrafo 5 a Elektro está limitada ao serviço de distribuição de energia elétrica, não podendo ainda atuar em outros segmentos do setor como geração e comercialização de energia elétrica.

No entanto, o Contrato de Concessão da Companhia também estabelece a obrigação de aplicar, anualmente, o montante de 1% da receita operacional líquida em ações que tenham como objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica e o desenvolvimento tecnológico do setor elétrico. Esse montante é destinado aos Programas de Eficiência energética e Pesquisa e Desenvolvimento. A participação de cada um dos programas é definida pelas Leis nº 9.991/2000. Todos os gastos relacionados a esses projetos e pesquisas, realizados em parceria com empresas e universidades, são justificados a Aneel mediante a fiscalização.

Na relação disponibilizada a seguir não há segmentação entre pesquisa e desenvolvimento, dado que todos os projetos são desenvolvidos em parceria com Universidades e/ou pesquisadores e, portanto, envolvem dentro de suas etapas a pesquisa sobre os temas em questão:

Projeto	Status em 31/12/2014	Início de Execução	Término de Execução	Valor Gasto em 2015(em R\$)
COMPENSADOR SERIE DT CSC	Execução	2011	2016	298.161
CIDADE INTELIGENTE	Execução	2013	2016	2.888.787
MICRO REDES GD	Execução	2012	2016	16.365
TERMOSOLAR	Execução	2013	2016	454.428
BENCHMARKING REGULATORIO	Encerrado	2013	2015	8.834
SIASE –SISTEMA DE INTELIGENCIA ANALÍTICA DO SETOR ELÉTRICO	Encerrado	2014	2015	68.157
BID MONITOR	Execução	2011	2013	54.881
CUSTO DEFICT	Execução	2015	2017	-
APRIMORAMENTO DAS METODOLOGIAS DE REVISÃO TARIFÁRIA DO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	Encerrado	2013	2015	11.480
BOOK TARIFAS	Execução	2011	2016	666.750
GESTAO PROGRAMA P&D 2015	Execução	2014	2015	790.948
GESTAO PROGRAMA P&D 2014	Encerrado			521.444
SENSORES PIEZOELETRICOS	Execução	2012	2016	129.688
SEGURANÇA MEDIDORES	Execução	2011	2016	45.723
Total				5.955.644

Descrição dos Projetos:**COMPENSADOR SERIE DT CSC PD-0385-0028/2010**

O objetivo é construir um compensador série controlado eletronicamente, capaz de atender as dinâmicas de grandes cargas no sistema de distribuição, aumentando a confiabilidade, reduzindo perdas e melhorando a qualidade no fornecimento da energia elétrica em sistemas de distribuição. O compensador deverá atender aos requisitos de operação em redes inteligentes (*smart grids*), permitindo a atuação e controle a partir de um centro de operação.

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

CIDADE INTELIGENTE PD-0385-0062/2013

O projeto tem a finalidade de ser utilizado como um grande teste das novas tecnologias *smart grids* para simular e testar condições da rede e dos clientes sobre como será a distribuição de energia no futuro. Está em estudo e desenvolvimento um Modelo de Referência para *Smart Grid*, na cidade de São Luiz do Paraitinga, aplicado à implantação de Cidades Inteligentes contemplando soluções inovadoras para automação e operação da rede de energia, geração distribuída, tele-medição, inserção de veículos elétricos e oferta de novos serviços aos consumidores. O conhecimento será compartilhado para promover o desenvolvimento sustentável de todo o setor elétrico.

MICRO REDES GD PD-0385-0054/2012

A pesquisa proposta envolve a implantação de Micro Redes com Geração Distribuída em fontes alternativas e renováveis de energia, envolvendo as energias fotovoltaica, eólica e fotovoltaica com acumulação, em extratos diferenciados de perfis consumidores, considerando-se a conexão em baixa tensão, tendo como interfaces na conexão medidores eletrônicos bidirecionais com operação em quatro quadrantes. Neste contexto, a pesquisa desenvolverá a análise das mais recentes metodologias de medição de energias elétricas e conceito de redes inteligentes, com a finalidade de avaliar os possíveis erros de medição das plataformas comerciais escolhidas para estudos de casos, principalmente, considerando-se as medições de energias reativas, considerando ambientes com distorções harmônicas, assimetrias e cenários de Geração Distribuída. A pesquisa possibilitará o conhecimento e domínio das novas metodologias de aferição e medição de energias elétricas, com foco na energia reativa; avaliação do impacto de micro-redes de geração distribuída conectadas à rede em BT (Baixa Tensão, subsídios para os planos de atualização e substituição de tecnologias para o parque de medidores de EE (Energia Elétrica da concessionária), e subsídios para estudos de avaliação das perdas técnicas médias, custos marginais e tarifação de energia.

TERMOSOLAR PD-0385-0048/2012

Para enfrentar o aumento da demanda no futuro é necessário encarar o uso da energia sob a ótica da sustentabilidade, ou seja, aquele que atende às necessidades da geração atual sem prejuízo para as gerações futuras. Isso significa eliminar desperdícios e buscar fontes renováveis mais eficientes e seguras para o homem e o meio ambiente. Sob o ponto de vista de uma distribuidora de energia o atendimento de seus consumidores com qualidade e sustentabilidade é uma meta cada vez mais presente no interesse não só das companhias, mas também da sociedade brasileira. O conceito do projeto está baseado no termo Central de Concentração Solar e tem como objetivo implantar duas unidades piloto, inéditas no mundo, de centrais de concentração solar integradas a uma agroindústria com potencial de P&D e capacitar uma rede de fornecedores nacionais para construção de novas centrais no país. Esse tipo de sistema é ideal para indústrias com demanda combinada, favorecendo a eficiência energética.

BENCHMARKING REGULATÓRIO PD-0385-0055/2012

O projeto desenvolveu metodologia que, aplicando técnicas de benchmarking, paramétricas ou não paramétricas, pudesse estabelecer metas de eficiência, de qualidade no suprimento de energia e seu custo marginal em cada uma das unidades operacionais da Elektro. Esta nova ferramenta possibilitou a identificação de fatores que tornam determinada unidade operacional mais eficiente (especialmente em relação à qualidade do suprimento) e que, portanto, devem ser difundidos como melhores práticas em processos, gestão e tecnologia. Assim, o modelo desenvolvido poderá ser aplicado a outras empresas que desejam medir o custo marginal da qualidade para melhoria da eficiência e otimizados planos de investimento e manutenção. Esta "vantagem competitiva" poderá ser convertida em retorno aos consumidores através da melhora na qualidade do fornecimento.

SIASE PD-0385-0043/2011

O sistema de inteligência analítica dará publicidade ao conjunto de informações que detalha os resultados de reajuste e revisão tarifários, bem como irá gerar um banco de informação para pesquisas. Permitirá aos consumidores e sociedade o entendimento das tarifas, faturas e procedimentos tarifários; Melhorará as inter-relações entre os agentes do setor, otimizando e evoluindo os processos com os agentes; Atenderá aos dispositivos legais que tratam da gestão e do acesso à informação, sendo ferramenta de auditoria social do setor; Dará acesso às informações necessárias à definição de políticas públicas e desenvolvimento das rotinas operacionais dos agentes do setor. Dará acesso às informações de interesse social para os diferentes processos do setor e para o desenvolvimento estudos econômicos e sociais.

BID MONITOR PD-0385-0063/2015

Desenvolver um sistema capaz de capturar e monitorar diferentes fontes de informação para, construir uma base de dados com o maior número possível de informações do setor eletro-energético brasileiro e de outras fontes (como variáveis climatológicas e macroeconômicas), sendo que a maior parte das informações serão obtidas diretamente da internet. O sistema proposto permite acompanhar o comportamento dos dados relevantes à participação de um pequeno gerador ou de uma distribuidora em leilões de energia elétrica alertando e dando suporte prévio aos tomadores de decisão

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

para que eles sejam capazes de determinar com mais assertividade quando e qual a quantidade de energia elétrica se deve vender ou comprar, seja firmando contratos de longo prazo ou negociando no mercado de curto prazo.

CUSTO DEFICT PD-0642-0002/2014

O objetivo deste projeto é desenvolver uma metodologia de implantação de um sistema de gerenciamento de decisão para o processo de gestão de perdas não técnicas, visando a otimização do processo através da adoção dessa tecnologia. O projeto se propõe também a buscar e avaliar a aplicabilidade e riscos da metodologia de implantação de sistemas de gerenciamento de decisão para os demais processos da distribuição.

APRIMORAMENTO DAS METODOLOGIAS DE REVISÃO TARIFÁRIA DO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PD-6600-1301/2013

Desenvolvimento de novas metodologias regulatórias e adequações de existentes, concernentes ao processo de revisão tarifária periódica das empresas distribuidoras de energia elétrica. Como subprodutos, as metodologias oferecerão novos resultados, mais robustos e maduros, de interesse setorial. O estudo resultou no livro intitulado REGULAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA EM MONOPÓLIOS NATURAIS - Reflexões conceituais e metodológicas no setor de distribuição de energia elétrica, que tratou em profundidade de novas metodologias regulatórias e proposições incrementais às atualmente existentes, concernentes ao processo de revisão tarifária periódica das empresas distribuidoras de energia elétrica. Investigação, análise, estudos dirigidos e novas proposições referentes ao desenvolvimento de metodologias regulatórias de revisão tarifária.

BOOK TARIFAS PD-0385-0039/2011

O objetivo do projeto é o desenho, a simulação e a aplicação piloto de uma nova estrutura tarifária para os consumidores da Elektro. Esta proposta de nova estrutura tarifária estará fundamentada em conceitos econômicos considerando a análise dos mercados consumidores (grupos A e B) pelo lado da demanda (elasticidade, renda, uso final da energia) e análise da aplicabilidade de tecnologias *smart grids* em novas modalidades.

GESTÃO DO PROGRAMA P&D 2015

Trata-se da Gestão do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Elektro ao longo de 2015.

GESTÃO DO PROGRAMA P&D 2014

Trata-se da Gestão do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Elektro ocorrido em 2014.

SENSORES PIEZOELETRICOS PD-0385-0054/2012

O desenvolvimento dessa pesquisa visa contribuir com novas tecnologias através da geração de protótipo sensores acústicos piezoelétricos caracterizados pela maleabilidade, baixo custo e aderente a *smart grid*, e sua eficiente aplicabilidade na detecção de defeitos nos transformadores elétricos, no intuito de reduzir custos de manutenção, reparos e número de interrupções em suas linhas de distribuição.(Redução taxas de falhas nos ativos da rede de distribuição transformadores).

SEGURANÇA DE MEDIDORES PD-0385-0050/2012

Os produtos deste projeto, destacando a metodologia para avaliação de segurança, com métodos e procedimento de testes para aos medidores eletrônicos e de *smart meter*, poderão ser utilizados pelas diversas concessionárias do setor elétrico, em laboratórios próprios ou terceirizados, para realização de análises e perícias antifraude, com foco em segurança destes novos medidores. Os procedimentos utilizados como insumo para criação de outros laboratórios do mesmo gênero no país, onde os mesmos testes práticos poderão ser replicados, seguindo a metodologia estabelecida. Por fim, os requisitos mínimos de segurança para medidores eletrônicos e de *smart meter*, definidos a partir dos resultados dos testes de segurança, poderão ser utilizados tanto pelo INMETRO para incorporação de requisitos legais, quanto pelas concessionárias para avaliar a compra de um determinado medidor eletrônico, preparando o setor para o novo cenário de *smart grids*.

(ii)/(iv) montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas e no desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Em 2015, os investimentos realizados em Pesquisa e Desenvolvimento foram de R\$ 6,0 milhões, conforme distribuição entre projetos informada no item 10.10.C.(i/iii).

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

10.9. OUTROS FATORES QUE INFLUENCIARAM DE MANEIRA RELEVANTE O DESEMPENHO OPERACIONAL E QUE NÃO TENHAM SIDO IDENTIFICADOS OU COMENTADOS NOS DEMAIS ITENS DESTA SEÇÃO

Todas as informações relevantes e pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.