

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	8
5.4 - Programa de Integridade	12
5.5 - Alterações significativas	16
5.6 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos	17

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	18
10.2 - Resultado operacional e financeiro	52
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	78
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	80
10.5 - Políticas contábeis críticas	82
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	85
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	86
10.8 - Plano de Negócios	87
10.9 - Outros fatores com influência relevante	89

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos**5. Política de gerenciamento de riscos e controles internos****5.1 Em relação aos riscos indicados no item 4.1, informar:****a. Se o emissor possui uma política formalizada de gerenciamento de riscos, destacando, em caso afirmativo, o órgão que a aprovou e a data de sua aprovação, e, em caso negativo, as razões pelas quais o emissor não adotou uma política**

A CPFL Energia possui uma Política de Gestão Corporativa de Riscos aprovada pelo Conselho de Administração em reunião realizada em julho de 2009, com atualizações em 2015 e 2016 e 2017, a qual é observada e integralmente cumprida pela Companhia..

Todos os principais riscos aos quais a Companhia está exposta são consolidados nesta política, representados no Mapa Corporativo de Riscos. A política prevê modelos, indicadores e limites de exposição aos riscos, aprovados pelo Conselho de Administração, bem como detalha o tratamento a ser dispensado e reportes necessários em caso de extrapolação das referências de risco. Além disso, aborda a estrutura de gerenciamento de riscos da Companhia, com definição de papéis e responsabilidades, a qual é melhor detalhada no item (b.iii) deste formulário.

A Companhia esclarece, ainda, que não adota o Código Brasileiro de Governança Corporativa e, consequentemente, não possui Código de Conduta ou Integridade instituído. Não obstante é importante esclarecer que todas as companhias do Grupo CPFL, atendem ao código de ética instituído e descrito abaixo.

O código de ética do Grupo CPFL foi elaborado, a fim de perpetuar a atuação dos colaboradores do grupo, segundo princípios que assegurem a ética, a integridade, a responsabilidade, a transparência e a eficiência, dispondo que estes são essenciais para a construção e defesa da reputação do Grupo CPFL, bem como para que as suas atividades aconteçam em linha com as expectativas de seu público.

A conduta de ética do Grupo CPFL consolida suas crenças e tem o objetivo de orientar a conduta de todos seus colaboradores, devendo seus valores e diretrizes serem observados indistintamente por todos os seus profissionais, incluindo os membros dos: (i) Conselhos de Administração; (ii) Conselho Fiscal; (iii) Comitês de assessoramento; e (iv) diretoria executiva, bem como os diretores, gerentes, líderes, funcionários e terceirizados do Grupo CPFL.

Nosso Código de Conduta Ética se encontra disponível em nosso website em <https://www.cpfl.com.br/institucional/etica-na-rede/o-codigo-de-etica/Paginas/default.aspx>. (Esse URL somente deve ser considerado como referência textual. Ele não tem o propósito de ser um hyperlink ativo em nosso website. As informações de nosso website, que podem ser acessadas por meio de hyperlink resultante dessa URL, não são e não devem ser consideradas como parte integrante do presente formulário).

b. Os objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos, quando houver, incluindo:**i. os riscos para os quais se busca proteção**

Os riscos para os quais a Companhia busca proteção são:

- Descumprimento dos termos dos contratos de concessão, autorizações ou permissões;
- Impossibilidade de repassar integralmente o custo de compra de energia elétrica ao consumidor e a necessidade de, para satisfazer à demanda, firmar contratos de curto prazo para aquisição de energia elétrica, a preços consideravelmente mais altos do que aqueles estabelecidos nos contratos de longo prazo;
- Riscos de exposição, no negócio de comercialização de energia, decorrente de posições de energia assumidas (comprado ou vendido) e variações de preço no mercado *spot*;

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

- Riscos inerentes à construção, ampliação e operação das instalações e equipamentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica;
- Impacto adverso na operação de desenvolvimento de negócios decorrente da não conclusão do programa de investimento proposto no cronograma previsto;
- Risco de as apólices de seguro contratadas não serem suficientes para cobrir totalmente as perdas decorrentes da responsabilidade por quaisquer perdas e danos decorrentes da prestação inadequada de serviços de energia elétrica;
- Comprometimento da capacidade de conduzir as atividades operacionais e realizar o pagamento dos financiamentos contratados em virtude do grau de endividamento e das obrigações de serviço de dívidas;
- Efeito adverso sobre os negócios e resultados operacionais de uma escassez de energia elétrica e do racionamento dela decorrente, a exemplo do ocorrido em 2001 e 2002;
- Risco de o nível de inadimplência dos consumidores afetar adversamente os negócios, resultados operacionais e/ou situação financeira;
- Aumento das taxas de juros praticadas pelo mercado e riscos cambiais;
- Risco regulatório;
- Aumento de obrigações e investimentos em decorrência de novas regulamentações ambientais ou de saúde; e
- Efeitos adversos de más condições hidrológicas sobre os resultados operacionais.

Para mais informações sobre esses riscos, vide o item 4.1.

A Companhia considera como mecanismos de proteção aos riscos descritos no item 4.1 (i) o monitoramento periódico das exposições frente aos limites aprovados pelo Conselho de Administração, (ii) os planos de mitigação para tratamento das principais exposições e (iii) o reporte periódico de tais informações aos fóruns competentes, a saber, executivos da Companhia, Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Comitês de Assessoramento.

Desta forma, a Companhia possui como prática, definida na Política de Gestão Corporativa de Riscos, realizar o monitoramento regular dos riscos aos quais está exposta, avaliando o nível de exposição e adotando medidas de mitigação a fim de reduzir os riscos sempre que estes se aproximarem ou extrapolarem os limites estabelecidos.

ii. os instrumentos utilizados para proteção

O monitoramento das exposições é feito através do uso de indicadores e/ou modelos para simulação ou projeção de cenários de risco, com base nas diretrizes previstas na Política de Gestão Corporativa de Riscos. Além disso, a Companhia trabalha com limites de exposição a estes riscos, aprovados pelo Conselho de Administração. Em casos de aumento da exposição ou extrapolação de limites, planos de mitigação devem ser estruturados pelas áreas de negócio, em conjunto com a Gerência de Auditoria Interna e Riscos Corporativos e, posteriormente, reportados ao Conselho de Administração.

Além disso, a Companhia avalia permanentemente alterações regulatórias, condições ambientais e de mercado, faz uso de mecanismos regulatórios disponíveis e monitora o desempenho de suas operações de forma a mitigar a exposição a eventuais riscos regulatórios, operacionais, ambientais e de mercado.

Outros instrumentos de proteção contratados pela Companhia e suas controladas são *swaps* de moeda ou taxas de juros sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou

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

ajustes periódicos. Adicionalmente, a Companhia e suas controladas não realizam transações envolvendo derivativos de caráter especulativo.

iii. a estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

No Grupo CPFL, a gestão de riscos é conduzida através de uma estrutura que envolve o Conselho de Administração, assessorado pelo Comitê de Processo de Gestão, Riscos e Sustentabilidade, o Conselho Fiscal, com funções de *Audit Committee*, a Diretoria Executiva, Gerência de Auditoria Interna e Riscos Corporativos e as áreas de negócio. Essa gestão é regulamentada pela Política de Gestão Corporativa de Riscos que descreve o modelo de gestão de riscos assim como as atribuições de cada agente.

Compete ao Conselho de Administração da CPFL Energia orientar a condução dos negócios, observando, dentre outros, o monitoramento dos riscos empresariais, exercido através do modelo de gerenciamento corporativo de risco adotado pela Companhia, deliberar sobre as metodologias de limite de risco recomendadas pela Diretoria Executiva, além de conhecer as exposições e planos de mitigação apresentados em caso de eventual ultrapassagem desses limites. Adicionalmente, cabe ao Conselho de Administração, tomar conhecimento e acompanhar eventuais importantes fragilidades de controles e/ou processos, assim como falhas de aderência regulatória relevantes acompanhando planos propostos pela Diretoria Executiva para saná-los.

Cabe aos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, em especial ao Comitê de Processos de Gestão, Riscos e Sustentabilidade, desempenhando seu papel de órgão técnico, tomar conhecimento (i) dos modelos de monitoramento dos riscos, (ii) das exposições aos riscos e (iii) dos níveis de controle (incluindo sua eficácia), apoiando o Conselho de Administração no desempenho do seu papel estatutário relativo à gestão de riscos. Cabe ainda a este comitê orientar os trabalhos de Auditoria Interna e elaboração de propostas de aprimoramento.

Ao Conselho Fiscal da CPFL Energia compete, entre outros, certificar que a Administração tem meios para identificar os riscos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras aos quais o Grupo CPFL está exposto, tomar conhecimento dos relatórios da Auditoria Interna, dos auditores independentes e da controladoria, analisando as suas respectivas recomendações e pareceres bem como monitorar a eficácia do ambiente de controles e recomendar mudanças, caso necessárias.

Nesse seu papel, a Diretoria Executiva da CPFL Energia cabe a condução dos negócios dentro dos limites de risco definidos, devendo esta tomar as medidas necessárias para evitar que a exposição aos riscos exceda tais limites e reportar eventuais ultrapassagens ao Conselho de Administração da CPFL Energia, apresentando ações de mitigação.

A Gerência de Auditoria Interna e Riscos Corporativos é responsável pela coordenação do processo de gestão de riscos no Grupo CPFL, desenvolvendo e mantendo atualizadas metodologias de Gestão Corporativa de Riscos que envolvam a identificação, mensuração, monitoramento e reporte dos riscos aos quais o Grupo CPFL está exposto.

Realiza ainda, tanto revisões regulares como *ad hoc* para assegurar o alinhamento dos processos às diretrizes e estratégias da Administração da CPFL Energia. A Gerência de Auditoria Interna e Riscos Corporativos é subordinada hierarquicamente ao Conselho de Administração.

As **áreas de negócio** possuem responsabilidade primária pela gestão dos riscos inerentes aos seus processos, devendo conduzi-los dentro dos limites de exposição definidos e implementando planos de mitigação para as principais exposições.

Por fim, a Companhia esclarece que o gerenciamento de riscos do Grupo CPFL também é auxiliado pelos trabalhos de Comitês de Assessoramento.

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

Além do papel na melhoria da gestão de riscos do Grupo CPFL, a área de Excelência Empresarial, por meio da atuação da Coordenação de Controles Internos coordena os esforços de avaliação dos

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

controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras no que compreende: (i) identificação dos principais processos de negócios, controles e riscos com influência nas demonstrações financeiras; (ii) autoavaliação da efetividade de processos e controles; (iii) testes de efetividade dos controles internos relevantes para as demonstrações financeiras, realizados com técnicas e padrões de auditoria; (iv) acompanhamento das implantações dos planos de ação e melhorias nos controles internos; (v) discussão com os executivos do emissor e reporte ao Conselho Fiscal, Conselho de Administração, Comitês de Assessoramento e outros fóruns de governança; (vi) gestão do sistema de avaliação dos controles internos (ferramenta tecnológica); e (vii) coordenação do processo de certificação ascendente, cujo procedimento de validação dos resultados dos controles internos sobre os relatórios financeiros, realizado de forma eletrônica, é iniciada pelos gestores concluindo-se pelo Vice-Presidente Financeiro e de relações com o mercado investidor (CFO) e pelo Presidente (CEO).

Os resultados dos trabalhos desempenhados dão subsídio ao presidente (CEO) e ao vice-presidente financeiro e de relações com o mercado investidor (CFO) para atestarem seu estado de responsabilidade sobre a efetividade do ambiente de controles internos, conforme requerido pelas seções 302 e 404 da lei Sarbanes-Oxley, ao qual o emissor (CPFL Energia) está sujeito por ser uma empresa listada na NYSE (New York Stock Exchange), e pelo item 5.3 deste formulário de referência.

O Grupo CPFL conta ainda com a atuação da Gerência de Auditoria Interna e Riscos Corporativos, subordinada hierarquicamente ao Conselho de Administração, que através da execução do seu Plano Anual de Auditoria, acompanha e monitora a execução das práticas, políticas e procedimentos vigentes na Companhia.

A Companhia entende que todos os órgãos e procedimentos estabelecidos pelo Grupo CPFL são adequados para mitigar e controlar eventuais riscos. Além disso, a estrutura operacional dos órgãos de gerenciamento de riscos, liderada pela Área de Excelência empresarial, está sempre atualizando os procedimentos de controles internos, a fim de se manter em conformidade com os padrões estabelecidos pelo mercado.

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**

A CPFL Energia possui uma Política de Gestão Corporativa de Riscos aprovada pelo Conselho de Administração em reunião realizada em julho de 2009, com atualizações em 2015, 2016 e 2017.

Todos os principais riscos aos quais a Companhia está exposta são consolidados nesta política, representados no Mapa Corporativo de Riscos. A política prevê modelos, indicadores e limites de exposição aos riscos, aprovados pelo Conselho de Administração, bem como detalha o tratamento a ser dispensado e reportes necessários em caso de extrapolação das referências de risco. Além disso, aborda a estrutura de gerenciamento de riscos da Companhia, com definição de papéis e responsabilidades, a qual é melhor detalhada nos itens (5.1 b iii) e (5.2 b vi) deste formulário.

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

i. riscos de mercado para os quais se busca proteção

A Companhia considera como mecanismos de proteção aos riscos descritos no item 4.2 (i) o monitoramento periódico das exposições frente aos limites aprovados pelo Conselho de Administração, (ii) os planos de mitigação para tratamento das principais exposições e (iii) o reporte periódico de tais informações aos fóruns competentes, a saber, executivos da Companhia, Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Comitês de Assessoramento.

Desta forma, a Companhia possui como prática, definida na Política de Gestão Corporativa de Riscos, realizar o monitoramento regular dos riscos aos quais está exposta, avaliando o nível de exposição e adotando medidas de mitigação a fim de reduzir os riscos sempre que estes se aproximarem ou extrapolem os limites estabelecidos. Riscos de Mercado de Energia:

O monitoramento dos riscos de Mercado de Energia na CPFL (Sub/Sobrecontratação das Distribuidoras, Risco da Geração e Risco de Mercado das Comercializadoras) é realizado através de testes de estresse de variáveis mediante uso de modelos computacionais.

1. Risco de Mercado de Energia

- 1.1. Risco de Sub/Sobrecontratação das Distribuidoras:** alterações nas previsões da demanda e nas expectativas de preços são regularmente monitoradas pela Companhia. As distribuidoras do Grupo CPFL fazem uso dos mecanismos regulatórios disponíveis para ajuste de contratos a fim de manter os níveis de contratação dentro dos limites regulatórios. Além disso, a CPFL Energia acompanha eventuais alterações na regulação que possam, de alguma forma, impactar este risco.
- 1.2. Risco de mercado das geradoras:** as condições hidrológicas, níveis de GSF e expectativa de preços são acompanhados regularmente pela Companhia. A proteção a este risco é feita através da compra de energia para minimizar exposição de balanço.
- 1.3. Risco de mercado das comercializadoras:** as posições de balanço das comercializadoras da CPFL, as condições de mercado e as expectativas de preços de curto, médio e longo prazo são monitoradas regularmente. Previamente à sua aprovação, todas as propostas de compra e venda de energia são avaliadas em relação ao limite de risco.

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

2. Risco de Crédito:

Para o segmento de distribuição, cujo mercado é pulverizado, a proteção ao risco de crédito é feita mediante monitoramento da inadimplência, ações de cobrança, negativação e corte no fornecimento de energia de clientes inadimplentes. No que tange os segmentos de Geração, Comercialização e Serviços, a proteção ocorre através da exigência de garantias financeiras.

3. Risco de Juros e Câmbio:

A Companhia e suas controladas têm a prática de monitorar os riscos de variação cambial, flutuação de taxas de juros e índices de preços, e de contratar instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas.

Com relação ao risco cambial, a exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está substancialmente coberta por operações financeiras de swap, o que permitiu à Companhia e suas controladas trocar os riscos originais da operação para o custo relativo à variação do CDI. A exposição relativa à receita da ENERCAN foi protegida com a contratação de instrumento financeiro do tipo zero cost collar, descrito em nossas demonstrações financeiras. Ainda, o mecanismo de compensação - CVA protege as controladas de distribuição de eventuais perdas econômicas relativas à possível variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu.

Com relação ao risco de taxas de juros, as controladas têm buscado aumentar a participação de empréstimos pré-indexados ou atrelados a indicadores com menores taxas e baixa flutuação no curto e longo prazo. Adicionalmente, o risco da alta de taxa de juros pode ser parcialmente compensado pela posição de ativos financeiros da concessão indexada ao IPCA.

4. Risco Regulatório:

Para os riscos relacionados aos processos de revisões e reajustes tarifários inerentes ao mercado regulado em que atua, o monitoramento é efetuado por todas as áreas diretamente envolvidas, em especial pela Vice Presidência de Operações Reguladas, responsável pelas interações junto à Agência Reguladora.

5. Risco de Aceleração de dívidas

A Administração da Companhia e de suas controladas monitora os índices de aceleração de dívidas e alavancagem de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. Os resultados do acompanhamento são reportados periodicamente aos diretores executivos e ao Conselho de Administração.

Além disso, a Companhia e suas controladas atendem aos requisitos da Lei *Sarbanes-Oxley* tendo, portanto, políticas internas de controles que primam por um ambiente rígido de controle para a minimização da exposição aos riscos relacionados à elaboração e divulgação das demonstrações financeiras.

ii. a estratégia de proteção patrimonial (hedge):

A Companhia e suas controladas possuem política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge*) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros, não possuindo, portanto, objetivos especulativos na utilização dos instrumentos derivativos. A Companhia e suas controladas possuem *hedge* cambial em volume compatível com a exposição cambial líquida, incluindo todos os ativos e passivos atrelados à variação cambial.

iii. os instrumentos utilizados para proteção patrimonial (hedge):

Os instrumentos de proteção contratados pela Companhia e suas controladas são *swaps* de moeda ou taxas de juros sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos. A Companhia e suas controladas não realizam transações envolvendo derivativos de caráter especulativo. Adicionalmente, a controlada CPFL Geração contratou, em 2015, derivativo do tipo *zero-cost collar* (vide nota 33 b.1 das nossas demonstrações financeiras).

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado**iv. os parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos;**

Para o gerenciamento dos riscos inerentes aos instrumentos financeiros e de modo a monitorar os procedimentos estabelecidos pela administração, a Companhia e suas controladas utilizam-se de sistema de *software* (Luna e Bloomberg), tendo condições de calcular o *Mark to Market*, *Stress Testing* e *Duration* dos instrumentos, e avaliar os riscos aos quais a Companhia e suas controladas estão expostas. Historicamente, os instrumentos financeiros contratados pela Companhia e controladas suportados por estas ferramentas, têm apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos. Ressalta-se que a Companhia e suas controladas têm a prática de contratação de instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas, somente quando há uma exposição a qual a administração considera como risco. Adicionalmente, o Grupo não realiza transações envolvendo derivativos especulativos.

O risco de sub/sobrecontratação das distribuidoras é monitorado através de modelos estatísticos, tendo como métricas de referência a probabilidade de qualquer perda e a perda média (média dos cenários de perda) em relação ao EBITDA das distribuidoras.

O risco de inadimplência é acompanhado através do aging list do “contas a receber” e da evolução da Provisão para Devedores Duvidosos.

O risco de juros é avaliado através de análise de sensibilidade dos índices da dívida.

O risco regulatório é monitorado através de um conjunto de indicadores que visam medir aderência à legislação setorial (quantidade de notificações, taxa de conversão em penalidades, exposição total em carteira, taxa de recuperação após recursos administrativos e desembolso total), sendo também acompanhadas possíveis alterações na regulação que possam impactar os negócios do Grupo CPFL.

O Risco de Aceleração da Dívida é acompanhado com base nas projeções dos índices de alavancagem.

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

A Companhia e suas controladas não operam instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial (*hedge*), mas tão somente para proteger-se contra os riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros.

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

Vide item 5.1.(b.iii) deste Formulário de Referência.

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

Vide item 5.1.(c) deste Formulário de Referência.

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

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

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

Anualmente, todos os processos e controles internos relevantes para nossas demonstrações financeiras são avaliados e certificados eletronicamente pelos nossos gestores, através de um sistema automático de Gerenciamento de Controles Internos, SAP GRC Process Control. Nossa administração tem avaliado a eficácia de nossos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações, baseada nos critérios estabelecidos em "Controles Internos - Estrutura Integrada" emitido em 2013 pelo COSO (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*).

Baseada nesses critérios de avaliação, nossa administração concluiu que nossos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017 são eficazes.

Controles Internos de Informações Financeiras

Nossa administração é responsável por estabelecer e manter controles internos adequados sobre a elaboração e divulgação de informações financeiras, cujo procedimento é projetado para prover garantias razoáveis com relação à confiabilidade das informações financeiras e a preparação de nossas demonstrações financeiras de propósitos externos de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos. Nossos controles internos sobre a divulgação de informações financeiras incluem políticas e procedimentos que: (i) dizem respeito à manutenção de registros que razoavelmente detalhados, refletem de maneira acurada e justa as transações e a disposição dos ativos; (ii) proveem razoável segurança de que são registradas conforme o necessário para permitir a preparação de nossas demonstrações financeiras de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos, e que os gastos e despesas estão sendo realizados em conformidade com as autorizações da nossa administração e diretoria; e (iii) proveem razoável segurança com relação à prevenção ou detecção a tempo de aquisição não autorizada, uso ou disposição de nossos ativos que poderiam gerar efeito material adverso em nossas demonstrações financeiras.

Por motivo de limitações inerentes, o controle interno sobre a divulgação de informações financeiras pode não prevenir ou detectar declarações incorretas. Ademais, a eficácia de projeções e avaliações com relação a períodos futuros é sujeita ao risco de que os controles podem ser inadequados por motivo de mudanças de condições e que o grau de conformidade com esses procedimentos e políticas pode se deteriorar.

A Companhia acredita que o grau de eficiência dos controles internos adotados para assegurar a elaboração das demonstrações financeiras é satisfatório. A Companhia está atenta às novas tecnologias e investe constantemente em seus controles a fim de aprimorá-los cada vez mais.

A eficácia dos controles internos sobre o processo de elaboração e divulgação das demonstrações financeiras do período findo em 31 de dezembro de 2017 foi auditada pela KPMG, uma companhia de auditores independentes, conforme declarado em seu relatório.

b) as estruturas organizacionais envolvidas

As áreas de negócio possuem responsabilidade primária para garantir a atualização da documentação dos processos de negócio sob sua responsabilidade sempre que houver alterações nas atividades de controle que possam comprometer o seu desenho e a sua eficácia.

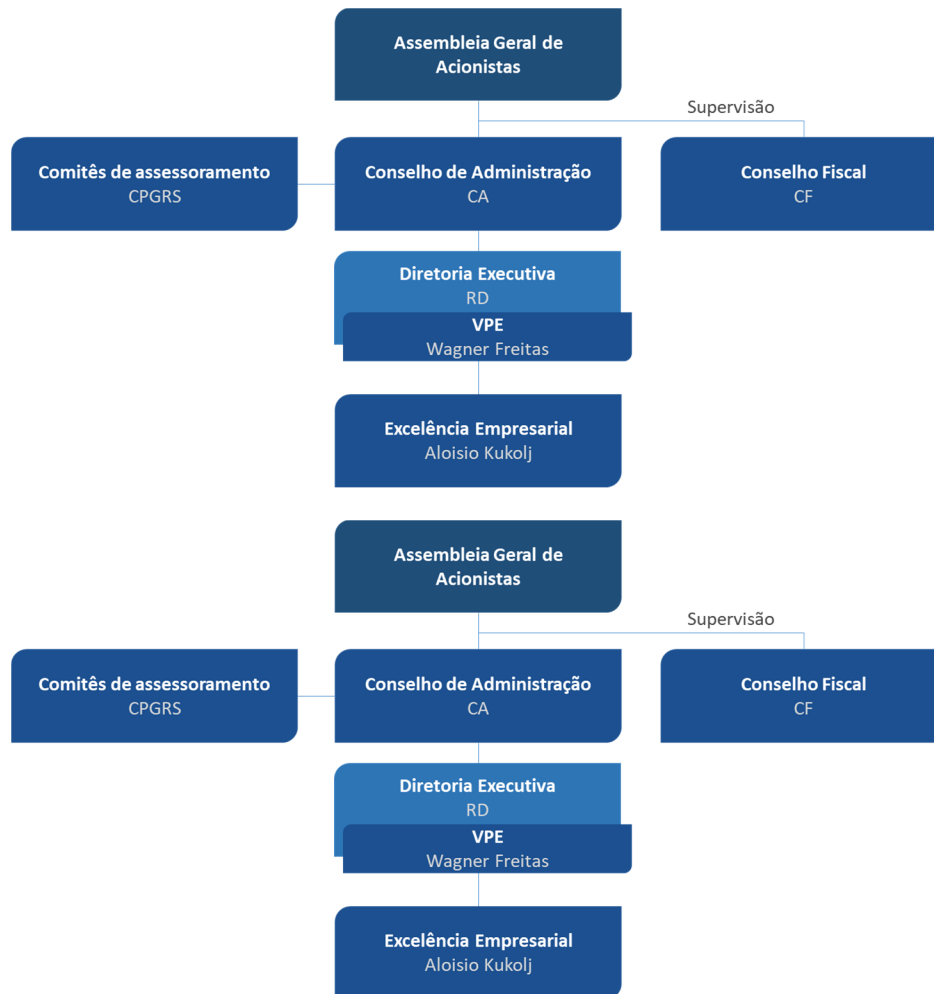
A área de Excelência Empresarial é responsável pelo processo anual de avaliação e certificação dos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras.

Os resultados obtidos dão subsídio à Presidência (CEO) e à Vice-Presidência Financeira e de Relações com Investidores (CFO) para atestarem sua responsabilidade sobre a efetividade do ambiente de controles internos, conforme requerido pelas seções 302 e 404 da lei Sarbanes-Oxley, ao qual o emissor (CPFL Energia) está sujeito por ser uma empresa listada na NYSE (*New York Stock Exchange*).

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

Os assuntos de maior relevância são levados ao conhecimento do Conselho Fiscal, Conselho de Administração, Comitês de Assessoramento e outros fóruns de governança.

As estruturas organizacionais envolvidas estão representadas na figura abaixo:



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

No Grupo CPFL, a avaliação dos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras é conduzida através de uma estrutura que envolve o Conselho de Administração e Conselho Fiscal, Comitês de Assessoramento, Diretoria Executiva, Excelência Empresarial, Auditoria Interna e áreas de negócio. Essa gestão é regulamentada por meio de controles internos no nível da entidade (*Entity Level Controls*) e pela Norma de Avaliação dos Controles Internos que descreve o modelo de gestão de riscos assim como as atribuições de cada agente.

Compete ao Conselho de Administração da CPFL Energia ter ciência das deficiências significativas e fraquezas materiais encontradas no ambiente de controles internos da CPFL Energia e acompanhar a implantação dos planos de ação, quando aplicável.

Cabe aos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, em especial ao Comitê de Processos de Gestão de Riscos e Sustentabilidade, assessorar o Conselho de Administração nos seguintes temas: (i) avaliação da robustez das informações prestadas ao Conselho de Administração; (ii) elaboração de propostas de melhoria dos processos de gestão de negócios; (iii) avaliação das principais áreas de risco dos negócios da CPFL Energia; e (iv) orientação dos trabalhos de Auditoria Interna e elaboração de propostas de aprimoramento.

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

Ao Conselho Fiscal da CPFL Energia compete:

- Avaliar a eficácia dos controles internos da Companhia e recomendar mudanças, caso necessárias, para os controles no nível da entidade (*Entity Level Controls*) e para os controles dos processos (*Process Level Controls*), certificando-se de que a Administração tem meios para identificar preventivamente e por meio de um sistema de informações adequado, (a) os principais riscos aos quais a Companhia está exposta, (b) sua probabilidade de materialização e (c) as medidas e os planos adotados;
- Discutir, com os auditores independentes, Gerência de Auditoria Interna, Diretoria Executiva da CPFL Energia, Diretor Vice-Presidente Financeiro e Excelência Empresarial, o resultado da avaliação do sistema de controles internos, visando seu aprimoramento e certificando-se de que as recomendações efetuadas e aprovadas pela diretoria executiva sejam implementadas no prazo programado;
- Ter ciência das deficiências significativas e fraquezas materiais encontradas no ambiente de controles internos da CPFL Energia;
- Tomar conhecimento das denúncias relacionadas às demonstrações financeiras, recebidas pela Companhia através do canal de denúncias, o qual estabelece os procedimentos utilizados pela Companhia para processar e tratar denúncias relacionadas a questões contábeis, de controles contábeis e matérias de auditoria, assegurando mecanismos que garantam o sigilo e anonimato das informações; e
- Ter ciência dos riscos bem como dos apontamentos identificados pelos auditores da CPFL Energia através da Carta de Controles Internos emitida pela firma de auditoria independente.

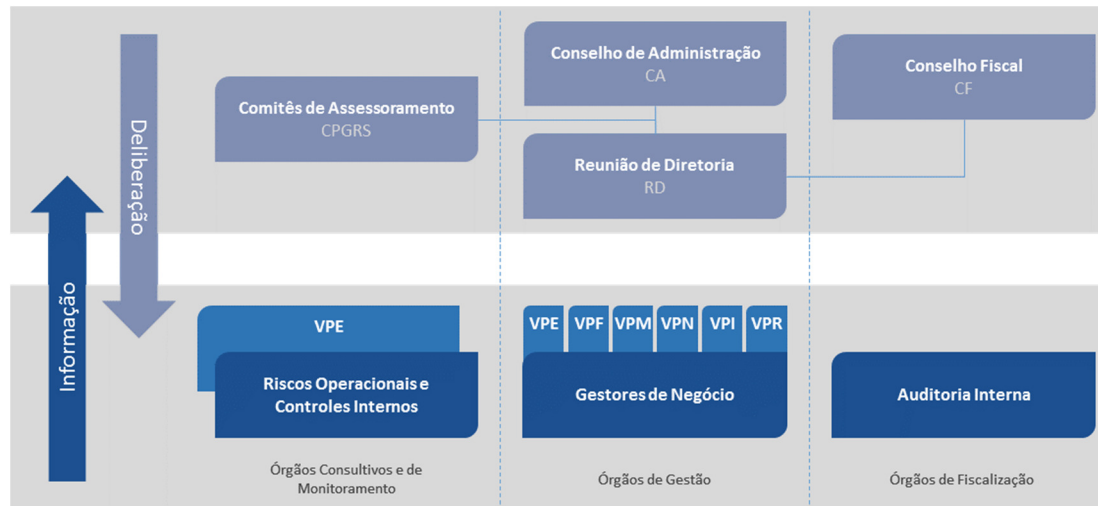
À Diretoria Executiva da CPFL Energia compete:

- Aprovar o escopo anual dos trabalhos, no que diz respeito à extensão (seleção de processos), prazos, materialidade, estratégia de testes;
- Acompanhar periodicamente a evolução dos trabalhos através de apresentações feitas em Reunião de Diretoria e relatórios emitidos pela área de Excelência Empresarial;
- Garantir a implantação de ações definidas pelos gestores a eles subordinados;
- Efetuar a certificação ascendente no período definido; e
- Patrocinar as melhorias no ambiente de controles internos buscando sempre o equilíbrio entre a eficácia dos processos, dos controles e dos custos, bem como o alinhamento com os objetivos estratégicos da CPFL Energia.

A Auditoria Interna realiza tanto revisões regulares como ad hoc para assegurar o alinhamento dos processos às diretrizes e estratégias da Administração.

Esta governança pode ser ilustrada pela figura abaixo:

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



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

Considerando os trabalhos realizados pelos auditores independentes para avaliar a estrutura de controles internos, que tem como objetivo garantir a adequação das demonstrações financeiras, nossa Administração atualmente não tem conhecimento de fatos ou aspectos que possam indicar a presença de deficiências significativas nos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

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

Não é de conhecimento de nossa Administração fatos ou aspectos que possam indicar a presença de deficiências significativas nos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2017. Ainda assim, as demais deficiências identificadas são encaminhadas aos diretores responsáveis para definição dos planos de ação. Tanto a Coordenação de Controles Internos, como a Gerência de *Compliance*, Auditoria Interna e Riscos Corporativos realizam o acompanhamento e verificação do atendimento do plano de ação ao longo do exercício fiscal. A Comunicação de Deficiências de Controles Internos, emitida pelos Auditores Independentes, é anualmente arquivada no órgão regulador, ANEEL. Os status dos planos de ação são acompanhados por nosso Conselho Fiscal, órgão independente da Administração e da auditoria externa, que desempenha as funções do Comitê de Auditoria.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Programa de Integridade

5.4	Em relação aos mecanismos e procedimentos internos de integridade adotados pelo emissor para prevenir, detectar e sanar desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, nacional ou estrangeira, informar:
------------	--

a) Se o emissor possui regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos praticados contra a administração pública, identificando, em caso positivo:

i. os principais mecanismos e procedimentos de integridade adotados e sua adequação ao perfil e riscos identificados pelo emissor, informando com que frequência os riscos são reavaliados e as políticas, procedimentos e as práticas são adaptadas

Um dos mecanismos de integridade refere-se ao Sistema de Gestão e Desenvolvimento da Ética – SGDE que é composto por 7 elementos, os quais são:

- **Código de Conduta Ética:** É o coração do sistema onde encontra-se toda nossa diretrizes éticas a serem seguidas por colaboradores e terceiros com relacionamento direto com o Grupo CPFL (Holding e Controladas);
- **Comitê de Ética e Conduta Empresarial:** É formado por cinco membros, sendo três vice-presidentes executivos da Holding CPFL Energia e dois Membros Externos e Independentes;
- **Regimento Interno do Comitê de Ética:** Nele estão definidos os fluxos de processos e procedimentos a serem adotados desde o recebimento de registros éticos até a sua conclusão;
- **Comissão de Processamento de Denúncias (CPD):** Implantada para apoiar o Comitê de Ética e Conduta Empresarial na apuração de denúncias recebidas dos colaboradores e demais públicos de relacionamento do Grupo CPFL;
- **Canal Externo de Ética:** Empresa independente especializada no recebimento de registros éticos (denúncias, consultas e sugestões), reconhecida pela qualidade de seus controles, e por assegurar a integridade e confidencialidade das informações, o anonimato dos usuários e independência durante todo o processo;
- **Plano de Divulgação:** Abrange as atividades de comunicação dos princípios éticos e das ações realizadas pelo Comitê no âmbito das empresas do Grupo;
- **Capacitação:** Treinamentos (e-learning e presenciais) disponibilizados para todos seus stakeholders.

Em abril de 2014, o Conselho de Administração da CPFL Energia aprovou a Política Anticorrupção da CPFL Energia (Ata RCA aprovação Política Anticorrupção - item vii) e sua publicação no sistema de gerenciamento eletrônico de documentos da empresa ocorreu no mês seguinte, mediante aprovação do Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores (GED 16.027 Anticorrupção). Este documento é aplicável a todas as empresas do Grupo CPFL que sejam abrangidas pelo Código de Conduta Ética.

A Política Anticorrupção suplementa, mas não substitui o Código de Conduta Ética, tendo o objetivo de estabelecer os princípios para controle e combate da corrupção, orientando a conduta de colaboradores e prestadores de serviços do Grupo CPFL de forma a prevenir e combater esta prática.

Amparada nos preceitos da conduta anticorrupção, e também das normas internas vigentes, a Política estabelece regras e procedimentos para, por exemplo: (i) transações comerciais realizadas; (ii) vendas e prestação de serviços; (iii) contratação de representantes, prepostos e terceirizados em negócios com o poder público; (iv) viagens, refeições e entretenimentos; (v) brindes, presentes, vantagens e favores; (vi) contribuições beneficentes; (vii) contribuições a partidos políticos; (viii) patrocínios e (ix) fusões e aquisições.

ii. as estruturas organizacionais envolvidas no monitoramento do funcionamento e da eficiência dos mecanismos e procedimentos internos de integridade,

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Programa de Integridade

indicando suas atribuições, se sua criação foi formalmente aprovada, órgãos do emissor a que se reportam, e os mecanismos de garantia da independência de seus dirigentes, se existentes

Em 2002, começou a ser desenvolvido o Sistema de Gestão e Desenvolvimento da Ética (SGDE) que contempla os setes elementos citados/mencionados acima, desta maneira, podemos destacar a nova versão do Código de Conduta Ética aprovado pela Diretoria Executiva da CPFL Energia em dezembro de 2015 (RD nº 2015135-E – Alteração do Código de Ética e Conduta Empresarial e Reestruturação do Sistema de Ética). As propostas constantes dessa RD foram aprovadas pelo Conselho de Administração da CPFL na 283ª. Reunião do Conselho de Administração, realizada em 27 de janeiro de 2016 (Sumário das Deliberações da 283ª Reunião do Conselho de Administração-RCA – 27 jan 2016). Em nossa diretriz nº 34 Comitê de Ética e Conduta Empresarial (Comitê) refere-se:

- a) O número de membros será definido pelo Conselho de Administração da CPFL;
- b) De acordo com a proposta da Diretoria Executiva, aprovada pelo Conselho de Administração, o Comitê será composto por Diretores Vice-presidentes e, ao menos, por um membro externo ao quadro de profissionais da CPFL, com mandato de dois anos, sendo permitida a recondução. O auditor interno participará como ouvinte do Comitê;
- c) O Comitê será dirigido por um presidente e por um vice-presidente, a quem cabe substituir o presidente em caso de ausência ou impedimento, sendo ambos indicados dentre os profissionais da CPFL escolhidos para participar do Comitê; e
- d) O Comitê decidirá sobre as denúncias de violação do Código e orientará sobre aplicação de suas normas por meio de campanhas de divulgação, resposta a consultas e emissão de súmulas.

iii. se o emissor possui código de ética ou de conduta formalmente aprovado, indicando:

- **se ele se aplica a todos os diretores, conselheiros fiscais, conselheiros de administração e empregados e se abrange também terceiros, tais como fornecedores, prestadores de serviço, agentes intermediários e associados**

O Código de Conduta Ética aplica-se a toda a Companhia, bem como a terceiros, como fornecedores, prestadores de serviço, agentes intermediários e associados.

- **se e com que frequência os diretores, conselheiros fiscais, conselheiros de administração e empregados são treinados em relação ao código de ética ou de conduta e às demais normas relacionadas ao tema**

A CPFL se vale de seus canais tradicionais de comunicação interna, tais como cartazes, banners, Intranet, e-mails, por meio dos quais são divulgadas recorrentemente peças alusivas ao tema. Além disso, anualmente é realizada a Semana da Integridade, em período próximo ao Dia Internacional de Combate da Corrupção (9 de dezembro), concentrando palestras, exibição de filmes e outras ações que visam promover a reflexão sobre o tema. Buscando ir além dos limites de suas relações contratuais, a CPFL mantém programação aberta a toda a sociedade, inclusive com transmissão pela internet e veiculação em canal de televisão aberta, denominado "Café Filosófico", voltada à reflexão sobre diversos valores sociais, incluindo a ética e a integridade.

Eventualmente, são estabelecidas estratégias de comunicação com finalidades específicas, tais como o Plano de Comunicação de Implantação da versão revisada do Código de Conduta Ética e da Reestruturação do SGDE em 31 de agosto de 2016. A preparação desse Plano aconteceu no primeiro semestre de 2016 e foi acompanhada a cada dois meses nas reuniões conjuntas do Comitê de Processos de Gestão, de assessoramento ao Conselho de Administração; do Conselho Fiscal e em reportes à Diretoria Executiva.

Divulgação de mensagem do Presidente da CPFL Energia e dos Membros do Comitê de Ética e Conduta Empresarial a todos os profissionais do Grupo. O vídeo está disponível na intranet, acessível para os profissionais do Grupo CPFL.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Programa de Integridade

Realização de workshops e eventos de divulgação e discussão sobre a importância da integridade e da ética para a CPFL, e sobre as diretrizes éticas da CPFL. Em 2017 realizamos 10 treinamentos referente ao tema da 1ª Linha de Defesa (Auditoria, Riscos, Compliance e Ética).

Adicionalmente é importante ressaltar que todos novos colaboradores em sua integração contam com o treinamento obrigatório de Ética em sua grade de conhecimentos, bem como, para os novos líderes no programa Decola Líder.

- **as sanções aplicáveis na hipótese de violação ao código ou a outras normas relativas ao assunto, identificando o documento onde essas sanções estão previstas**

O Código de Conduta Ética estabelece em sua diretriz nº 12, em seu item "d" *que "condutas não alinhadas com o Código serão passíveis de medidas disciplinares"*.

Assim, cabe ao Comitê de Ética e Conduta Empresarial, após análise do relatório de investigação de denúncia, e deliberação quanto à procedência da denúncia, recomendar a aplicação de medida disciplinar ao profissional denunciado. A dosimetria da medida disciplinar é definida pelo Comitê e a aplicação segue os procedimentos definidos pela Norma Administrativa nº 17055 – Medidas Disciplinares e Ressarcimento de Danos.

- **órgão que aprovou o código, data da aprovação e, caso o emissor divulgue o código de conduta, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado**

O Código de Ética foi aprovado pela Diretoria Executiva em dezembro de 2015 e está disponível no site da CPFL Energia, através do link: <https://www.cpfl.com.br/institucional/etica-na-rede/o-codigo-de-etica/Paginas/default.aspx>.

b) se o emissor possui canal de denúncia, indicando, em caso positivo:

- **se o canal de denúncias é interno ou se está a cargo de terceiros**

O canal está a cargo de terceiros, gerenciado pela empresa Contato Seguro.

- **se o canal está aberto para o recebimento de denúncias de terceiros ou se recebe denúncias somente de empregados**

O Canal Externo de Ética está aberto à apresentação de registros por todos os públicos de relacionamento das empresas do Grupo CPFL.

- **se há mecanismos de anonimato e de proteção a denunciantes de boa-fé**

Ao usuário do canal, é assegurado o anonimato, bem como o sigilo e a confidencialidade do registro apresentado. O Canal Externo de Ética, no ato do registro, atribui um número de identificação sequencial que permite o seu acompanhamento do usuário mediante número de protocolo.

Canal Executivo nº 433 A CPFL assegura a confidencialidade dessas informações e a proteção dos profissionais contra eventuais medidas de retaliação ou perseguição.

- **órgão do emissor responsável pela apuração de denúncias**

Comissão de Processamento de Denúncias (CPD) foi implantada para apoiar o Comitê de Ética e Conduta Empresarial na apuração de denúncias recebidas dos colaboradores e demais públicos de relacionamento do Grupo CPFL.

A CPD é gerida pelo Diretor Jurídico (Coordenador) – Diretor de RH (Vice Coordenador) e a área de Auditoria Interna.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Programa de Integridade**c) se o emissor adota procedimentos em processos de fusão, aquisição e reestruturações societárias visando à identificação de vulnerabilidades e de risco de práticas irregulares nas pessoas jurídicas envolvidas**

Durante os processos de fusões, aquisições e reestruturações societárias, a CPFL adota as melhores práticas de mercado, buscando a identificação e mitigação de riscos e realizando, de acordo com as características de cada projeto, ações de diligência, avaliação de riscos, entre outras ações relevantes.

Tais atividades são realizadas utilizando-se de equipes internas e externas, utilizando-se das melhores informações disponíveis e aplicáveis.

d) caso o emissor não possua regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos praticados contra a administração pública, identificar as razões pelas quais o emissor não adotou controles nesse sentido

Não se aplica.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.5 - Alterações significativas

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

Em relação ao último exercício social (2017), não houve alterações significativas nos riscos acompanhados. Entretanto, alguns pontos continuam sendo monitorados devido ao nível de exposição.

As expectativas quanto à assertividade do nível de contratação das distribuidoras foram prejudicadas devido à desaceleração da economia brasileira, responsável por variações significativas na demanda por energia. Caso nossa previsão de demanda se mostre incorreta e compremos energia elétrica em quantidade menor ou maior do que nossas necessidades poderemos não ser capazes de realizar o repasse integral dos custos de nossas compras de energia e sermos forçados a acessar o mercado spot para compra ou venda da energia a preços substancialmente maiores ou menores do que aqueles celebrados em contratos de longo prazo. A CPFL tem participado dos mecanismos regulatórios disponíveis para mitigação do risco de Sub/Sobrecontratação e tem acompanhado possíveis alterações regulatórias que, de alguma forma, possam impactar este risco.

Embora a Companhia trabalhe com mecanismos de mitigação do risco de crédito, há uma expectativa de possibilidade de aumento deste risco em função dos seguintes fatores: (i) desaceleração da economia em 2016 e tímida recuperação em 2017; (ii) piora dos indicadores macroeconômicos; (iii) aumento das tarifas de energia; e (iv) perspectivas de manutenção da recuperação lenta da economia até o fim de 2017. A Companhia entende que estes fatores podem piorar a capacidade de pagamento dos nossos consumidores e contrapartes.

Adicionalmente, a Companhia considera que os fatores econômicos supracitados podem gerar um aumento de exposição ao risco com fornecedores dada a possibilidade de deterioração financeira dos mesmos.

Quanto a alterações na Política de Riscos, o Conselho de Administração da CPFL aprovou as atualizações na Política de Gestão Corporativa de Riscos em 2015, 2016 e 2017 conforme mencionado nos itens 5.1.(a) e 5.2.(a). As alterações realizadas objetivaram refletir os avanços do Modelo de Gerenciamento de Riscos da Companhia. Dentre as principais modificações, destacam-se:

- Atualização da estrutura organizacional: a Diretoria de Gestão de Riscos e Controles Internos foi descontinuada e o processo de gestão de riscos corporativos migrou para a Gerência de Auditoria Interna e Riscos Corporativos;
- Atualização do modelo de governança da gestão de riscos corporativos, com a descontinuação do Comitê Executivo de Riscos; e
- Atualização do Mapa Corporativo de Riscos.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.6 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e

5.6 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Todas as informações pertinentes foram divulgadas nos itens 5.1 a 5.5 deste formulário de referência.

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

10.Comentários dos Diretores

10.1 Os diretores devem comentar sobre:

As demonstrações financeiras consolidadas de 2017, 2016 e 2015 estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (*International Financial Reporting Standards* – “IFRS”), emitidas pelo *International Accounting Standard Board* – IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”).

a) Condições financeiras e patrimoniais gerais

▪ 2017

O ano de 2017 foi marcado por novas perspectivas e possibilidades para o grupo CPFL, após a conclusão da operação de compra do controle da Companhia pela chinesa State Grid, maior *player* global do setor elétrico. A visão estratégica de longo prazo e desenvolvimento tecnológico da State Grid trazem grande contribuição para os próximos passos da CPFL. O grupo CPFL também continuou bastante ativo neste ano, promovendo melhorias em suas operações e gestão, participando ativamente nas discussões sobre aperfeiçoamento do marco legal do setor elétrico e acompanhando os desdobramentos dos cenários político e econômico do Brasil em seus mercados.

Os resultados do ano de 2017 refletiram tais avanços e as condições de mercado no período. O fornecimento de energia elétrica (quantidade de energia faturada para consumidores finais) totalizou 53.376 GWh, um aumento de 14,6%. Desconsiderando-se o efeito positivo da aquisição da RGE Sul, o aumento é de 2,7%. As classes residencial e industrial registraram aumentos de 2,6% e 7,1%, respectivamente, refletindo a baixa base comparativa de 2016 e a retomada da atividade econômica, enquanto a classe comercial apresentou redução de 4,5%. O suprimento de energia elétrica, por meio de outras concessionárias, permissionárias e autorizadas, atingiu 16.337 GWh, um aumento de 33,3%.

No âmbito financeiro, a geração de caixa operacional do grupo CPFL, medida pelo EBITDA, atingiu R\$ 4.864 milhões em 2017, um aumento de 17,9%, refletindo principalmente a contribuição da consolidação integral da RGE Sul e a melhora nos resultados dos segmentos de Geração Convencional, Geração Renovável, Comercialização e Serviços. A alavancagem consolidada da CPFL Energia alcançou 3,20 dívida líquida/EBITDA ao final do ano, no critério de medição de nossos *covenants* financeiros, estável em relação ao ano anterior. Vale ressaltar que as reduções nas taxas de juros verificadas ao longo do ano estão beneficiando a Companhia, que tem cerca de 3/4 de sua dívida atrelada ao CDI.

Além disso, a Companhia apresentou inúmeros avanços e conquistas ao longo do ano. Foram promovidas revisões organizacionais com objetivo de simplificar os processos e estrutura da Companhia, visando maior foco nos negócios. Vale destacar também a criação da Envo, voltada para o mercado de geração distribuída solar para residências e clientes comerciais de pequeno porte, a entrega do projeto Morro Agudo (transmissão), a inauguração do complexo eólico Pedra Cheirosa (48 MW de capacidade instalada), o elevado valor de investimentos na base de ativos das distribuidoras CPFL Paulista, RGE e RGE Sul, que passarão pelo processo de revisão tarifária em 2018, a conquista do prêmio ABRADÉE pela CPFL Santa Cruz como melhor distribuidora nacional em sua categoria e pela RGE como melhor distribuidora da região Sul, a integração da RGE Sul, o lançamento do “CPFL Inova”, programa de inovação aberta criado pela CPFL em parceria com a Endeavor Brasil, entre outros

Cabe ressaltar ainda que a CPFL promoveu a incorporação das distribuidoras CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa (em conjunto, as “Incorporadas”) pela CPFL Jaguari (“Incorporadora”). O agrupamento das concessões das 5 empresas se realizou mediante incorporação do acervo patrimonial das Incorporadas pela Incorporadora em 31 de dezembro de 2017.

A alienação do controle da Companhia foi concluída no dia 23 de janeiro de 2017, quando a State Grid tornou-se acionista controladora da CPFL Energia, com participação acionária de 54,64%. Em virtude do fechamento da transação que resultou na alienação direta do controle da CPFL Energia e em atendimento à regulamentação aplicável, a State Grid realizou oferta pública para aquisição da totalidade das ações ordinárias de titularidade dos acionistas remanescentes da CPFL Energia em 30 de novembro de 2017. Conforme informado no Fato Relevante e no Comunicado ao Mercado divulgados

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

em 30 de novembro e em 5 de dezembro de 2017, respectivamente, como resultado do leilão, a State Grid adquiriu 408.357.085 ações ordinárias de emissão da Companhia, representativas de 88,44% do total de ações objeto da OPA e 40,12% do capital social da Companhia. As ações ordinárias foram adquiridas pelo preço de R\$ 27,69, totalizando o valor de R\$ 11.307.407.683,65. A State Grid passou a deter, em conjunto com a ESC Energia, 964.521.902 ações ordinárias de emissão da Companhia, elevando sua participação conjunta de 54,64% para 94,75% do capital social total da Companhia.

A Companhia segue trabalhando em iniciativas de valor para seus acionistas e em seu plano de investimentos (cerca de R\$ 2,1 bilhões para 2018 e mais de R\$ 11,4 bilhões para os próximos 5 anos), com disciplina financeira, empenho e comprometimento de suas equipes e a confiança de seus acionistas controladores, reforçando o compromisso do grupo CPFL com sua estratégia de desenvolvimento de longo prazo.

Finalmente, a administração da CPFL segue otimista em relação aos avanços do setor elétrico brasileiro e continua confiante em sua plataforma de negócios, estando cada vez mais preparada e bem posicionada para enfrentar os desafios do país.

No final de 2017, a dívida financeira bruta (incluindo derivativos) da companhia atingiu R\$ 19.615 milhões, apresentando uma redução de 8,2%. As disponibilidades totalizaram R\$ 3.250 milhões, uma redução de 47,3%. Com isso, a dívida líquida passou para R\$ 16.366 milhões, registrando um aumento de 7,7%. Comparado ao EBITDA do exercício, nossa alavancagem líquida ficou em 3,37, uma redução de 8,6% em relação a 2016.

Os índices de Liquidez Corrente e Liquidez Geral da companhia foram respectivamente de 0,84 e 0,66 ao final de 2017 (redução de 33,3% e aumento de 4,2% em relação a 2016, respectivamente). A redução da liquidez corrente foi obtido majoritariamente devido à redução do caixa e equivalentes (R\$ 2.915 milhões) e aumento da dívida de curto prazo (R\$ 1.870 milhões) que compensado pela redução da dívida de longo prazo (R\$ 3.745 milhões) contribuiu para o aumento da liquidez geral (para maiores detalhes sobre as variações patrimoniais, ver item 10.1.c).

Em 2017 o índice de Retorno sobre Patrimônio Líquido foi de 0,111, redução de 31,1% em relação a 2016. O Lucro Líquido do período atingiu R\$ 1.243 milhões, com aumento de 41,4% (R\$ 656 milhões), compreendendo aos aumentos (i) de 17,9% no EBITDA (R\$ 738,1 milhões); (ii) de 2,3% nas despesas financeiras líquidas (R\$ 34,1 milhões); (iii) de 18,4% nas despesas com depreciação e amortização (R\$ 237,9 milhões) principalmente pelo efeito da aquisição da RGE Sul em outubro de 2016, e (iv) de 33,8% nas despesas com impostos sobre a renda (R\$ 466,1 milhões). Para maiores detalhes sobre as variações no resultado da Companhia, ver Variação da Demonstração do Resultado no item 10.1.h.

A diretoria entende que a Companhia apresenta atualmente (e também apresentou nos três últimos exercícios) condições financeiras e patrimoniais suficientes para desenvolver as atividades do seu negócio, assim como para cumprir suas obrigações de curto e médio prazo.

Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia apresentou nas demonstrações financeiras o capital circulante líquido negativo no montante de R\$ 1.797 milhões. A Companhia vem trabalhando nos planos de redução do capital circulante líquido negativo e em janeiro de 2018 as controladas captaram debentures no montante de R\$ 2.610 milhões. Adicionalmente, a Companhia tem histórico de lucros, bem como projeção de lucratividade e geração de caixa, o que suporta e viabiliza o plano de renegociação para redução nos custos da dívida da Companhia.

▪ 2016

O ano de 2016 foi marcado por grandes mudanças para a CPFL Energia. Após três meses de transição, Andre Dorf assumiu a presidência do Grupo no dia 1º de julho, em substituição a Wilson Ferreira Junior, com a missão de liderar a nova fase de crescimento e assegurar que processos e sistemas se tornem cada vez mais simples e eficientes, garantindo maior agilidade à empresa, a fim de enfrentar desafios e aproveitar as oportunidades de crescimento e geração de valor.

Em 31 de outubro, a CPFL Energia retomou o processo de consolidação do setor elétrico com a conclusão da aquisição da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. ("AES Sul"), que passou a se chamar RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE Sul"), uma distribuidora que atende aproximadamente de 1,3 milhão de clientes em 118 municípios do Rio Grande do Sul. Com esse passo, a CPFL Energia ampliou

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

sua escala e presença naquele estado, atendendo 382 municípios e alcançando um *market share* de 65%. No Brasil, a CPFL Energia passou a deter fatia superior a 14% no segmento de distribuição, atendendo cerca de 9 milhões de clientes em 9 concessionárias nas regiões Sul e Sudeste. A gestão da CPFL na RGE Sul se iniciou no dia 1º de novembro e os planos contemplam investimentos da ordem de R\$ 1 bilhão no período 2017-2019, visando implantar o padrão CPFL na prestação de serviços e cumprir o plano de melhoria estabelecido pela ANEEL.

Ainda em 2016, no início de julho, a CPFL Energia foi informada por um de seus acionistas controladores, a Camargo Corrêa S.A., que esta havia recebido e aceitado proposta da State Grid Corporation of China ("State Grid") para aquisição de sua participação no bloco de controle da Companhia pelo valor de R\$25,00 por ação. No dia 2 de setembro, foi assinado o contrato definitivo de compra e venda de ações (SPA) entre State Grid e Camargo Corrêa. Em seguida, a proposta foi estendida aos demais acionistas controladores que, ao longo do mês de setembro, decidiram alienar suas participações em conjunto com a Camargo Corrêa.

A referida transação passou por todas as aprovações cabíveis e foi concluída no dia 23 de janeiro de 2017, quando a State Grid se tornou acionista controlador da CPFL Energia, com participação acionária de 54,64%. Em virtude do fechamento da transação que resultou na alienação direta do controle da CPFL Energia, e na consequente alienação indireta do controle da CPFL Energias Renováveis S.A. (CPFL Renováveis), e em atendimento à regulamentação aplicável, a State Grid irá realizar ofertas públicas para aquisição da totalidade das ações ordinárias de titularidade dos acionistas remanescentes da CPFL Energia e da CPFL Renováveis. Conforme informado nos Fatos Relevantes divulgados por ambas as companhias em 23 de fevereiro de 2017, a State Grid realizou os protocolos de documentação relativa às respectivas OPAs Unificadas perante a CVM, no dia 22 de fevereiro de 2017; o registro agora está sob análise da CVM.

Em meio a essas mudanças, a CPFL Energia seguiu sua trajetória de crescimento. Em 2016, novos projetos de energia renovável entraram em operação: em maio, foi a vez da PCH Mata Velha, com 24 MW de capacidade instalada, enquanto os Complexos Eólicos Campo dos Ventos e São Benedito tiveram sua entrada gradual ao longo do ano, com obras encerradas em dezembro, totalizando 231 MW de capacidade instalada.

Ainda no segmento de geração, no tema do risco hidrológico (GSF), foi concluída a repactuação da usina de Baesa (Energética Barra Grande Energia), protegendo-a de 100% dos efeitos do GSF até o final dos contratos regulados. Isso gerou um ganho de R\$ 5 milhões no resultado de participação societária da Companhia em 2016. As demais usinas já haviam sido repactuadas em 2015. A estratégia de repactuar esse risco teve por objetivo devolver a previsibilidade e estabilidade dos fluxos de caixa dos geradores hidrelétricos.

No segmento de distribuição, a Companhia continuou impactada pela retração econômica, que afetou o consumo na área de concessão. A despeito da aquisição da RGE Sul a partir de novembro, o mercado faturado na área de concessão do Grupo CPFL registrou queda de 1,0%. Desconsiderando o efeito da aquisição da RGE Sul, a redução seria de 3,5%, com quedas de 0,7%, 3,7% e 7,6% respectivamente para as classes residencial, comercial e industrial. O cenário macroeconômico desfavorável também influenciou os níveis de inadimplência, exigindo que a Companhia fortalecesse suas ações de cobrança, incrementando em mais de 50% o número de cortes, cobranças e negativas, entre outras ações.

No âmbito financeiro, é importante destacar a redução na alavancagem, que chegou a um patamar de 3,21x dívida líquida/EBITDA ao final de 2016, refletindo não somente melhores resultados, mas também a consistente monetização de ativos financeiros setoriais ao longo do ano. Em dezembro, as distribuidoras do Grupo, incluindo a RGE Sul, acumulavam um passivo financeiro setorial de R\$ 891 milhões, reflexo dos reajustes tarifários e da redução de custos com compra de energia e encargos verificados ao longo de 2016. Em sentido contrário, a aquisição da RGE Sul pressionou esse indicador.

Cabe ressaltar ainda que seis das nove distribuidoras – CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari – já se encontram no 4º ciclo de Revisão Tarifária, auferindo benefícios relacionados aos investimentos realizados no ciclo anterior e às melhores condições oferecidas no novo ciclo. Ainda a respeito de tarifas, foi aplicada bandeira verde em grande parte do ano de 2016, o que contribuiu para menores tarifas, após as fortes elevações de 2015.

A sobrecontratação das distribuidoras brasileiras, tema regulatório de grande importância, foi amplamente discutida pelos agentes em 2016 e muitos avanços já foram obtidos. Diversas medidas

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

foram tomadas para mitigação de sobras e definição de seu caráter involuntário, tais como o tratamento de sobras involuntárias decorrentes de quotas, a viabilização de acordos bilaterais entre geradores e distribuidoras, o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD de energia nova e as mudanças nas regras dos leilões.

A Lei no. 13.360/2016 também implantou mudanças importantes para o setor, com impactos e oportunidades para os diferentes segmentos de negócio. A segurança de um marco regulatório sólido é fundamental para que haja uma retomada de investimentos e crescimento sustentável no longo prazo.

No final de 2016, a dívida financeira bruta (incluindo derivativos) da companhia atingiu R\$ 21.358 milhões, apresentando um aumento de 9,6%. As disponibilidades totalizaram R\$ 6.165 milhões, um aumento de 8,5%. Com isso, a dívida líquida passou para R\$ 15.193 milhões, registrando um aumento de 10,0%. Comparado ao EBITDA do exercício, nossa alavancagem líquida ficou em 3,68, um aumento de 10,5% em relação a 2015 (reapresentado). O aumento da dívida financeira bruta tem o objetivo de suportar a estratégia de expansão dos negócios do Grupo, por exemplo, o financiamento dos projetos greenfield na CPFL Renováveis.

Os índices de Liquidez Corrente e Liquidez Geral da companhia foram respectivamente de 1,26 e 0,63 ao final de 2016 (reduções de 3,9% e 7,7% em relação a 2015, respectivamente). Este resultado foi obtido majoritariamente devido à liquidação do ativo financeiro setorial circulante de R\$ 1.464 milhões e à constituição de passivo financeiro setorial circulante de R\$ 597 milhões no exercício (para maiores detalhes sobre as variações patrimoniais, ver item 10.1.c).

Em 2016 o índice de Retorno sobre Patrimônio Líquido foi de 0,085, redução de 1,9% em relação a 2015 (reapresentado). O Lucro Líquido do período atingiu R\$ 879 milhões, com aumento de 0,4% (R\$ 3,8 milhões), compreendendo a redução de 0,4% no EBITDA (R\$ 17,6 milhões), aliada a um aumento de 3,2% nas despesas financeiras líquidas (R\$ 45,6 milhões) e de 0,8% nas despesas com depreciação e amortização (R\$ 10,7 milhões), compensada por uma redução de 13,4% nas despesas com impostos sobre a renda (R\$ 77,7 milhões). Para maiores detalhes sobre as variações no resultado da Companhia, ver Variação da Demonstração do Resultado no item 10.1.h.

▪ 2015

O ano de 2015 se provou um dos mais desafiadores da história da CPFL Energia. Porém, ao traçarmos um paralelo da situação que o setor elétrico enfrentava no início de 2015 com o seu atual panorama, é notória a evolução alcançada ao longo do último ano.

No começo do ano de 2015, o risco de racionamento era iminente. Com um período úmido onde a Energia Natural Afluente (ENA) no Sistema Interligado Nacional (SIN) atingiu apenas 71% da média de longo termo (MLT), os reservatórios do SIN chegaram ao final de abril com 35% de sua capacidade. A recuperação veio com uma ENA de 113% da MLT no período seco, aliada à queda da carga no Brasil de 1,7% no ano de 2015. Agora, no começo de 2016, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) calculou o risco de racionamento em 0% trazendo uma preocupação a menos aos agentes do setor.

No campo regulatório, os avanços foram significativos. As distribuidoras de energia começaram o ano com a ameaça de desequilíbrios de caixa, sem poder contar com os recursos da conta ACR ou aportes do Tesouro, que antes subsidiavam as tarifas. No entanto, a ANEEL autorizou uma Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), implementada em 1º de Março de 2015, que aliviou parte dos incrementos nos custos de Parcela A (não-gerenciáveis) das Distribuidoras. A Parcela A estava pressionada em especial pelo aumento na CDE, um encargo setorial que foi reajustado de forma significativa no início de 2015. Outro mecanismo implementado no início do ano foi o de Bandeiras Tarifárias, instrumento de reação mais imediata que permite acionar uma cobrança adicional nas tarifas para cobrir custos de geração térmica e exposição das distribuidoras ao PLD (risco hidrológico, ESS e exposição involuntária). Mesmo assim, o descasamento de caixa continuou e o grupo CPFL Energia chegou a registrar um acúmulo de CVAs da ordem de R\$ 1,9 bilhão no final do 3T15, quase o equivalente a um ano de geração de caixa de suas distribuidoras de energia. No 4T15, esse cenário de acúmulo de ativos regulatórios começou a ser revertido, dando um alívio ao capital de giro da Companhia, que encerrou 2015 com cerca de R\$1,7 bilhão em CVAs acumuladas.

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

Apesar de essencial para mitigar os descasamentos no fluxo de caixa das distribuidoras, o “Realismo Tarifário” que permitiu os reajustes nos preços de energia, aliado à deterioração no cenário macroeconômico, levou a uma retração nas vendas de energia, que registraram uma queda consolidada de 4,0% no ano, sendo 2,0% a queda na classe residencial, 1,0% na classe comercial e 6,9% na classe industrial.

Começamos o ano também com indefinições quanto à renovação das concessões de distribuição, cujas condições não haviam sido definidas na MP579/2012, que tratou apenas dos empreendimentos de Geração e Transmissão. Durante o ano, a ANEEL endereçou o tema e estabeleceu parâmetros de sustentabilidade econômico-financeira e qualidade que são fundamentais para garantir um serviço adequado ao consumidor. Em 8 de dezembro de 2015, assinamos os novos contratos de cinco Distribuidoras que passaram por esse processo e garantiram a extensão de suas concessões por mais 30 anos: CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari.

Outro avanço importante de 2015 foi a conclusão da AP23/2014, que tratava das metodologias de Revisão Tarifária das Distribuidoras. A maior parte das metodologias foi publicada ainda no 1T15, como o WACC regulatório e itens como Custos Operacionais, Outras Receitas, Perdas, Procedimentos Gerais e Outros. Em dezembro, as metodologias para o tratamento da Base de Remuneração Regulatória foram publicadas, finalizando então o processo. A primeira empresa do grupo a passar pelo 4º ciclo de Revisão Tarifária foi a CPFL Piratininga, cujo evento tarifário se deu em 23 de Outubro de 2015. O avanço obtido com as novas condições permitiu à CPFL Piratininga um incremento de 5,31% em sua Parcela B (Parcela que remunera o Investimento, cobre os custos operacionais e o custo dos Investimentos). O aumento médio de tarifa da CPFL Piratininga foi de 21,11%.

Por fim, a repactuação do risco hidrológico dos geradores hidrelétricos (GSF) também foi um avanço para o setor, conquistado ao longo de 2015 após quatro rodadas de Audiência Pública. Além do impacto das condições hidrológicas desfavoráveis, a geração hidrelétrica começou a ser reduzida também por fatores não previstos e alheios ao controle das usinas hidrelétricas, como o despacho térmico fora da ordem de mérito e o crescimento da capacidade de energia de reserva, composta basicamente por energia eólica, uma fonte não despachável. Tais condições vinham impactando negativamente o balanço dos geradores desde o final de 2013. As usinas receberam então a possibilidade de pagar um prêmio para repactuar esse risco. A CPFL Energia optou por aderir à repactuação de seus contratos elegíveis no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), na modalidade SP100, protegendo-se de 100% do GSF até o final dos contratos. A repactuação do risco hidrológico devolve a previsibilidade e a estabilidade dos fluxos de caixa aos geradores hidrelétricos.

No final de 2015, a dívida financeira bruta (incluindo a posição líquida dos derivativos) da companhia atingiu R\$ 19.489 milhões, apresentando um aumento de 5,0%. As disponibilidades totalizaram R\$ 5.683 milhões, um aumento de 30,4%. Com isso, a dívida líquida passou para R\$ 13.806 milhões, registrando uma queda de 2,8%. Comparado ao EBITDA do exercício, nossa alavancagem líquida ficou em 3,68, uma redução de 2,5% em relação a 2014. O aumento da dívida financeira bruta tem o objetivo de suportar a estratégia de expansão dos negócios do Grupo, por exemplo, o financiamento dos projetos *greenfield* na CPFL Renováveis.

Os índices de Liquidez Corrente e Liquidez Geral da companhia foram respectivamente de 1,31 e 0,69 ao final de 2015 (aumentos de 5,7% e 10,9% em relação a 2014, respectivamente). Este resultado foi obtido majoritariamente devido a um aumento no saldo de disponibilidades de R\$ 1.325 milhões (ver os motivos descritos no item 10.1.c).

Em 2015 o índice de Retorno sobre Patrimônio Líquido foi de 0,086, redução de 8,4% em relação a 2014. O Lucro Líquido do período atingiu R\$ 875 milhões, com redução de 1,3% (R\$ 11 milhões), refletindo principalmente a redução de 0,3% no EBITDA (R\$ 11 milhões). Os motivos desta variação estão descritos na Variação da Demonstração do Resultado no item 10.1.h.

b) estrutura de capital:

Estrutura de Capital	2017	2016	2015
Capital próprio	41%	41%	42%
Capital de terceiros	59%	59%	58%

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**c) capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos****Liquidez e Recursos de Capital****▪ 2017**

Em 31 de dezembro de 2017, nosso capital de giro refletia um déficit (excedente do passivo circulante em relação ao ativo circulante) de R\$ 1.797 milhões, uma redução de R\$ 4.158 milhões quando comparado com o superávit de R\$ 2.361 milhões em 31 de dezembro de 2016.

Essa redução se deu basicamente decorrente da redução do caixa e equivalentes de caixa de R\$ 2.915 milhões (com as razões descritas no item 10.1.h a seguir), somado ao aumento das parcelas de empréstimos, financiamentos e debêntures de curto prazo de R\$ 1.870 milhões.

Outras variações que contribuíram para a redução do capital de giro:

- Aumento das contas a pagar de fornecedores de R\$ 569 milhões decorrente basicamente da energia elétrica adquirida (R\$ 380 milhões), encargos do uso da rede elétrica (R\$ 130 milhões), energia livre (R\$ 13 milhões), materiais e serviços (R\$ 105 milhões), compensado pela redução com encargos de serviço do sistema de distribuição/transmissão (R\$ 60 milhões);
- Aumento das obrigações com taxas regulamentares de R\$ 216 milhões; e
- Aumento de outras contas a pagar líquidas de R\$ 164 milhões.

Compensados parcialmente por:

- Aumento das contas a receber de consumidores, concessionárias e permissionárias de R\$ 535 milhões;
- Aumento de derivativos ativo de R\$ 281 milhões; e
- Aumento do ativo financeiro setorial (líquido da redução do passivo financeiro setorial) de R\$ 768 milhões.

A tabela abaixo resume as obrigações contratuais e os compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2017 (inclui outras obrigações contratuais de longo prazo):

Obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2017:	Pagamentos devidos por período (milhões R\$)				
	Total	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos
Fornecedores	3.677	3.549	-	-	128
Empréstimos, debêntures e financiamentos - principal e encargos ¹	13.362	4.187	5.267	1.486	2.422
Uso do bem público ¹	258	20	42	47	149
Entidade de previdência privada ²	1.557	131	303	313	811
Taxas regulamentares	582	582	-	-	-
Outros	243	181	-	-	62
Total dos itens do Balanço Patrimonial ¹	19.679	8.650	5.612	1.846	3,572
Arrendamento e aluguéis	226	17	29	25	155
Contratos de compra de energia ³	112.551	13.152	22.999	21.729	54,671
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão ⁴	32.970	2.614	5.759	6.599	17.998
Prêmio de risco – repactuação do risco hidrológico ⁵	364	27	13	47	276
Projetos de construção de usina ⁶	108	97	11	-	-
Fornecedores -Suprimentos	1.591	102	238	245	1.006
Total de outros compromissos	147.810	16.009	29.049	28.646	74.106
Total das Obrigações Contratuais	167.489	24.659	34.661	30.492	77.678

1. Inclui pagamentos de juros, incluindo juros futuros projetados sobre fluxo de caixa não descontado, através de projeções de índices. Estes juros futuros não são registrados em nosso balanço.
2. Futuras contribuições estimadas para os planos de pensão.
3. Valores a pagar nos termos de contratos de compra de energia elétrica de longo prazo, que estão sujeitas a variações de preços e estabelecem a renegociação em determinadas circunstâncias. A tabela representa os valores a serem pagos pelos volumes contratados aplicando-se os preços ao final do ano 2017 Veja item 10.2.b Preços para a Energia Elétrica Adquirida deste Formulário e a nota explicativa 36 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.
4. Despesas estimadas com encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão, até o fim do período de concessão.
5. Despesas estimadas por pagamentos de prêmio de risco de cobertura do risco hidrológico (GSF).
6. Os projetos de construção de usinas de energia incluem compromissos assumidos basicamente para disponibilizar fundos para a construção e aquisição de concessão relacionada a controladas do segmento de energia renovável.

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

Nossas necessidades de recursos destinam-se principalmente aos seguintes objetivos:

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de distribuição e concluir nossos projetos de geração de energia renovável;
- Amortizar ou refinanciar dívidas a vencer. Em 31 de dezembro de 2017, possuíamos um saldo de dívida não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 5.293 milhões; e
- Pagamento de dividendos. Pagamos R\$ 221 milhões de dividendos em 2017. O pagamento exclui os dividendos pagos de nossas controladas para os acionistas não controladores.

A Companhia e suas controladas possuem capacidade financeira para fazer frente a seus passivos não circulantes. Uma das principais estratégias utilizadas para gerir os passivos de longo prazo é chamada de pre-funding, ou seja, a Companhia antecipa-se nas necessidades de caixa para o horizonte de 18 a 24 meses e prioriza a liquidez de caixa.

O índice de liquidez geral da Companhia foi de 0,661 em 2017, representando um suave aumento de 4,2% em relação ao índice de 2016.

▪ 2016

Em 31 de dezembro de 2016, nosso capital de giro refletia um superávit (excedente de ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 2.361 milhões, uma redução de R\$ 623 milhões quando comparado com R\$ 2.984 milhões em 31 de dezembro de 2015.

As principais causas desta redução são:

- Redução do ativo e passivo financeiro setorial líquidos de R\$ 2.062 milhões, saindo de uma posição ativa de R\$ 1.464 milhões em 2015 para uma posição passiva de R\$ 598 milhões em 2016 (vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras consolidadas);
- Redução de derivativos ativo líquido de R\$ 469 milhões;

Compensados parcialmente por:

- Aumento do caixa e equivalentes de caixa no valor de R\$ 482 milhões conforme explicado no item 10.1.h abaixo;
- Aumento de contas a receber de R\$ 591 milhões relacionadas a consumidores, concessionárias e permissionárias;
- Redução das contas a pagar de fornecedores de R\$ 433 milhões decorrente basicamente da energia elétrica adquirida (R\$ 405 milhões),
- Redução encargos regulatórios de R\$ 486 milhões, principalmente com a Conta de desenvolvimento energético – CDE (R\$ 217 milhões) e bandeiras tarifárias (R\$ 268 milhões);
- Redução de empréstimos, debêntures e respectivos encargos de R\$ 294 milhões; e
- uma redução de R\$302 milhões em nosso saldo da conta Outros Ativos e Passivos Circulantes.

Nossas necessidades de recursos destinam-se principalmente aos seguintes objetivos:

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de distribuição e concluir nossos projetos de geração de energia renovável;
- Amortizar ou refinanciar dívidas a vencer. Em 31 de dezembro de 2016, possuíamos um saldo de dívida não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 3.423 milhões;
- Pagamento semestral de dividendos. Pagamos R\$ 205 milhões de dividendos em 2016. O pagamento exclui os dividendos pagos de nossas controladas para os acionistas não controladores.

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

A Companhia e suas controladas possuem capacidade financeira para fazer frente a seus passivos não circulantes. Uma das principais estratégias utilizadas para gerir os passivos de longo prazo é chamada de *pre-funding*, ou seja, a Companhia antecipa-se nas necessidades de caixa para o horizonte de 18 a 24 meses e prioriza a liquidez de caixa. O aumento da dívida financeira bruta tem o objetivo de suportar a estratégia de expansão dos negócios do Grupo, por exemplo, o financiamento dos projetos *greenfield* na CPFL Renováveis e investimentos na recém-adquirida RGE Sul.

Depois de apresentar evolução nos últimos anos, o índice de Liquidez Geral da Companhia recuou em 2016. O índice foi de 0,635 em 2016, representando uma redução de 7,7% em relação ao índice de 2015.

▪ 2015

Em 31 de dezembro de 2015, nosso capital de giro refletia um superávit (excedente de ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 2.984 milhões, um aumento de R\$ 1.186 milhões quando comparado com R\$ 1.798 milhões em 31 de dezembro de 2014.

As principais causas deste aumento são:

- aumento do caixa e equivalentes de caixa no valor de R\$ 1.325 milhões conforme explicado no item 10.1.h abaixo;
- aumento de contas a receber de R\$ 924 milhões relacionadas a consumidores, concessionárias e permissionárias decorrente basicamente do fornecimento de energia elétrica a consumidores cativos em função do aumento nas tarifas médias, decorrente dos reajustes tarifários anuais (RTA), dos efeitos da revisão tarifária extraordinária e dos faturamentos das bandeiras tarifárias a partir de 2015;
- aumento de R\$ 875 milhões, relacionados aos ativos financeiros setoriais líquidos (vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras);
- aumento do reconhecimento de derivativos ativos de R\$ 604 milhões;

Compensados parcialmente por:

- transferência do ativo financeiro da concessão para o intangível de R\$ 537 milhões em função da prorrogação de concessões de distribuição (vide nota 11 de nossas demonstrações financeiras consolidadas);
- aumento de R\$ 787 milhões com fornecedores decorrente basicamente de suprimento de energia elétrica (R\$ 507 milhões) e de encargos do serviço do uso do sistema (R\$ 204 milhões);
- aumento de R\$ 808 milhões com taxas regulamentares, principalmente Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;
- aumento de R\$ 217 milhões com impostos, taxas e contribuições; e
- aumento de R\$ 203 milhões com dividendos a pagar.

Nossas necessidades de recursos destinam-se principalmente aos seguintes objetivos:

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de distribuição e concluir nossos projetos de geração de energia renovável;
- Amortizar ou refinarar dívidas a vencer. Em 31 de dezembro de 2015, possuíamos um saldo de dívida não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 3.640 milhões;
- Pagamento semestral de dividendos. Não houve pagamento de dividendos em 2015. Pagamos R\$ 987 milhões em 2014. O pagamento de 2014 exclui os dividendos pagos de nossas controladas para os acionistas não controladores.

A Companhia e suas controladas possuem capacidade financeira para fazer frente a seus passivos não circulantes. Uma das principais estratégias utilizadas para gerir os passivos de longo prazo é chamada de *pre-funding*, ou seja, a Companhia antecipa-se nas necessidades de caixa para o horizonte de 18 a

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

24 meses e prioriza a liquidez de caixa. O custo nominal da dívida aumentou em aproximadamente 2,4 ponto percentual para 12,6% (acompanhando o movimento de alta na taxa básica SELIC, que terminou 2015 em 14,25% a.a.). O aumento da dívida financeira bruta tem o objetivo de suportar a estratégia de expansão dos negócios do Grupo, por exemplo, o financiamento dos projetos *greenfield* na CPFL Renováveis.

Apesar do aumento da dívida financeira bruta, o índice de Liquidez Geral da companhia tem apresentado evolução nos últimos três anos. O índice foi de 0,687 em 2015, representando um aumento de 10,9% em relação ao índice de 2014.

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

As principais fontes de recursos são provenientes da geração de caixa operacional e financiamentos.

Durante o ano de 2017, as controladas da CPFL Energia captaram recursos principalmente para financiar os investimentos do setor de geração e distribuição, bem como reforçar o capital de giro das empresas.

Foram contratados novos empréstimos junto ao BNDES, captações com instituições financeiras na modalidade de empréstimos em moeda estrangeira e emissões de debêntures.

Ao longo dos últimos anos, o grupo CPFL Energia tem adotado a estratégia de *pre-funding* de suas dívidas. Isso permite captar recursos para liquidar antecipadamente suas dívidas ou manter os recursos em caixa para melhorar sua liquidez.

Em 2018, o Grupo CPFL continuará adotando esta prática para os débitos com vencimento em 2019.

Utilizando esta estratégia, o grupo CPFL busca reduzir a exposição de fluxo de caixa assim como reduzir a exposição ao risco de taxas de juros, além de manter a liquidez e um bom perfil de endividamento por meio do alongamento do prazo médio da dívida e redução do seu custo.

Para informações mais detalhadas sobre as fontes de financiamento utilizadas pela Companhia, vide alínea (f) deste item 10.1.

Endividamento

2017 em comparação a 2016

O endividamento total apresentou uma redução de R\$ 1.875 milhões, ou 8,5%, de 31 de dezembro de 2016 para 31 de dezembro de 2017 alcançando R\$ 20.169 milhões (não considerados os derivativos), com a amortização de principal de empréstimo e debêntures no montante de R\$ 5.273 milhões compensada pela captação de R\$ 3.398 milhões de empréstimos e debêntures.

As principais captações foram:

- Emissão de debêntures no total de R\$ 1.606 milhões, pelas controladas CPFL Paulista (R\$ 700 milhões), RGE (R\$ 380 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 306 milhões) e RGE Sul (R\$ 220 milhões) para planos de investimentos, refinanciamento de dívidas e reforço de capital de giro.
- Emissão de debêntures pelas controlada da CPFL Renováveis no montante de R\$ 350 milhões para plano de investimentos da controlada;
- Emissão de debêntures pela controlada CERAN no montante de R\$ 530 milhões para transferência de recursos aos acionistas;
- Empréstimos do BNDES por meio do FINAME, no valor total de R\$ 167 milhões para cumprir o plano de investimento para nossas subsidiárias de geração renovável (R\$ 150 milhões), bem como para aquisição de máquinas e equipamentos para nossas subsidiárias de atividades de outros serviços (R\$ 11 milhões);

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

- Captação de recursos no valor de R\$ 180 milhões em moeda nacional pelas nossas subsidiárias CPFL Renováveis (R\$ 135 milhões) e CPFL Serviços (R\$ 45 milhões) para capital de giro.
- Captação, ainda, para capital de giro no valor de R\$ 569 milhões, em dívida expressa em dólares norte-americanos, pela nossa subsidiária de comercialização CPFL Brasil (R\$ 400 milhões) e nossa subsidiária de distribuição RGE (R\$ 169 milhões).

O endividamento líquido, incluindo derivativos (ativos e passivos), apresenta uma redução de R\$ 1.742 milhões, passando para cerca de R\$ 19.615 milhões.

2016 em comparação a 2015

O endividamento total apresentou um aumento de R\$ 311 milhões, ou 1,4%, de 31 de dezembro de 2015 para 31 de dezembro de 2016 alcançando R\$ 22.044 milhões (não considerados os derivativos), principalmente em decorrência de:

- Emissão de debêntures no total de R\$ 1.020 milhões, sendo R\$ 620 milhões pela CPFL Energia e R\$ 400 milhões pela sua controlada CPFL Brasil, para aquisição da participação acionária da RGE Sul.
- Emissão de debêntures pelas controladas da CPFL Renováveis no montante de R\$ 350 milhões e pela controlada CPFL Geração no montante de R\$ 50 milhões, para reforço de capital de giro e investimento em projetos de controladas;
- Empréstimos do BNDES por meio do FINAME e FINEM, no valor total de R\$ 402 milhões basicamente para cumprir o plano de investimento para nossas subsidiárias de distribuição (R\$ 56 milhões), para cumprir o investimento para nossas subsidiárias de geração renovável (R\$ 332 milhões), bem como para cumprir o investimento para nossa subsidiárias de atividades de outros serviços (R\$ 13 milhões);
- Captação de recursos no valor de R\$ 2.000 milhões (dos quais R\$ 1.600 milhões em dívida expressa em dólares norte-americanos) pela Companhia e em nossas subsidiárias distribuidoras e geradoras, para reforçar o capital de giro e alongamento do perfil da dívida.
- Aumento do endividamento em R\$ 1.157 milhões decorrente da combinação de negócios pela aquisição da RGE Sul.

Os aumentos listados acima foram parcialmente compensados pela amortização do principal de empréstimos e debêntures no montante de R\$ 4.017 milhões.

Quando analisamos o endividamento líquido, incluindo derivativos (ativos e passivos), o aumento do endividamento de R\$ 311 milhões passa para cerca de R\$ 1.869 milhões. Isso decorre principalmente da significativa redução na conta de derivativo ativo em função da estabilidade do real frente ao dólar no ano de 2016.

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 2018 e 2019, esperamos continuar a nos beneficiar das oportunidades de financiamento oferecidas pelo mercado através da emissão de debêntures e dívida para capital de giro, tanto interna como externa, e as oferecidas pelo governo por meio de linhas de financiamento fornecidas pelo BNDES, para expandir e modernizar o sistema de energia das distribuidoras, para realizar novos investimentos no segmento de geração e para nos prepararmos para a possível consolidação no setor.

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

▪ 2017

Em 31 de dezembro de 2017, nosso endividamento total (incluindo encargos e excluindo derivativos) era de R\$ 20.169 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 4.858 milhões ou 24,1% estavam expressos em moeda estrangeira, substancialmente dólares norte-americanos. Foram contratadas

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

operações de swap de modo a reduzir nossa exposição às taxas de câmbio que decorrem de parte dessas obrigações. O montante de R\$ 5.293 milhões de nosso endividamento tem vencimento em 12 meses.

▪ 2016

Em 31 de dezembro de 2016, nosso endividamento total (incluindo encargos e excluindo derivativos) era de R\$ 22.044 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 5.502 milhões ou 25,0% estavam expressos em moeda estrangeira, substancialmente dólares norte-americanos. Foram contratadas operações de swap de modo a reduzir nossa exposição às taxas de câmbio que decorrem de parte dessas obrigações. O montante de R\$ 3.423 milhões de nosso endividamento tem vencimento em 12 meses.

▪ 2015

Em 31 de dezembro de 2015, nosso endividamento total (incluindo encargos e excluindo derivativos) era de R\$ 21.733 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 6.940 milhões ou 31,9% estavam expressos em dólares norte-americanos. Foram contratadas operações de swap de modo a reduzir nossa exposição às taxas de câmbio que decorrem de parte dessas obrigações. O montante de R\$ 3.640 milhões de nosso endividamento tem vencimento em 12 meses.

i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes

Principais Contratos de Financiamentos em 2017 (incluindo encargos):

- *BNDES.* Em 31 de dezembro de 2017, tínhamos R\$ 4.549 milhões de saldo devedor em diversas linhas de financiamentos liberados pelo BNDES. Esses empréstimos são denominados em Reais que dizem respeito a empréstimos para nossas subsidiárias de geração CPFL Renováveis (R\$3.543 milhões); financiamento de programas de investimento de nossas distribuidoras (R\$ 944 milhões), principalmente CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE, e empréstimos de nossas subsidiárias, CPFL Serviços, CPFL Eficiência Energética e CPFL Transmissão Piracicaba (R\$ 62 milhões).
- *Debêntures.* Em 31 de dezembro de 2017, o saldo devedor em debêntures era de R\$ 9.177 milhões, dividido em diversas séries de debêntures emitidas pela Companhia e suas controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, RGE Sul, CPFL Santa Cruz, CPFL Brasil, CPFL Geração, CPFL Renováveis e CERAN. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota explicativa 17 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.
- *Capital de giro.* Em 31 de dezembro de 2017, existia um saldo de R\$ 859 milhões de empréstimos de capital de giro indexados em CDI para nossas subsidiárias CPFL Santa Cruz, CPFL Geração e CPFL Serviços.
- *Outras Dívidas denominadas em Reais.* Em 31 de dezembro de 2017, tínhamos um saldo devedor de R\$ 757 milhões, nos termos de diversas outras linhas de crédito denominadas em real. Esses empréstimos referem-se principalmente à CPFL Renováveis (R\$ 682 milhões) e às nossas subsidiárias de distribuição (R\$ 25 milhões). A maioria destes empréstimos é corrigida com base no CDI ou no TJLP e têm juros a diversas taxas.
- *Dívidas denominadas em moeda estrangeira.* Em 31 de dezembro de 2017, possuíamos o equivalente a R\$ 4.858 milhões de outras dívidas denominadas em moeda estrangeira, substancialmente dólares norte-americanos. Contratamos swap visando reduzir nossa exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações.

Para mais detalhes sobre nossos empréstimos, debêntures e derivativos, favor ver notas 16, 17 e 33 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Principais Contratos de Financiamentos em 2016 (incluindo encargos):

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

- *BNDES.* Em 31 de dezembro de 2016, tínhamos R\$ 5.471 milhões de saldo devedor em diversas linhas de financiamentos liberados pelo BNDES. Esses empréstimos são denominados em Reais que dizem respeito a empréstimos para nossas subsidiárias de geração CPFL Renováveis e CERAN (R\$3.987 milhões); financiamento de programas de investimento de nossas distribuidoras (R\$ 1.387 milhões), principalmente CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE, e empréstimos de nossas subsidiárias, CPFL Serviços, CPFL Brasil, CPFL Esco, CPFL Telecom, e CPFL Transmissão Piracicaba (R\$ 97 milhões).
- *Debêntures.* Em 31 de dezembro de 2016, o saldo devedor em debêntures era de R\$ 9.000 milhões, dividido em diversas séries de debêntures emitidas pela Companhia e suas controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, RGE Sul, CPFL Santa Cruz, CPFL Brasil, CPFL Geração e CPFL Renováveis. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota explicativa 18 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.
- *Capital de giro.* Em 31 de dezembro de 2016, existia um saldo de R\$ 1.354 milhões de empréstimos de capital de giro indexados em CDI para nossas subsidiárias de distribuição, geração e serviços.
- *Outras Dívidas denominadas em Reais.* Em 31 de dezembro de 2016, tínhamos um saldo devedor de R\$ 755 milhões, nos termos de diversas outras linhas de crédito denominadas em real. Esses empréstimos referem-se à CPFL Renováveis (R\$ 653 milhões) e às nossas subsidiárias de distribuição (R\$ 102 milhões). A maioria destes empréstimos é corrigida com base no CDI ou no TJLP e têm juros a diversas taxas.
- *Dívidas denominadas em moeda estrangeira.* Em 31 de dezembro de 2016, possuíamos o equivalente a R\$ 5.502 milhões de outras dívidas denominadas em moeda estrangeira, substancialmente dólares norte-americanos (USD 1.688 milhões). Contratamos swap visando reduzir nossa exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações.

Principais Contratos de Financiamentos em 2015 (incluindo encargos):

- *BNDES.* Em 31 de dezembro de 2015, tínhamos R\$ 5.265 milhões de saldo devedor em diversas linhas de financiamentos liberados pelo BNDES. Esses empréstimos são denominados em Reais dizem respeito a empréstimos para nossas subsidiárias de geração CPFL Renováveis e CERAN (R\$ 3.577 milhões); financiamento de programas de investimento de nossas distribuidoras (R\$ 1.596 milhões), principalmente CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE, e empréstimos de nossas subsidiárias, CPFL Serviços, CPFL Brasil, CPFL Esco, CPFL Telecom e CPFL Transmissão (R\$ 92 milhões).
- *Debêntures.* Em 31 de dezembro de 2015, o saldo devedor em debêntures era de R\$ 7.070 milhões, dividido em diversas séries de debêntures emitidas pela CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Brasil, CPFL Geração e CPFL Renováveis. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota explicativa 18 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.
- *Capital de giro.* Em 31 de dezembro de 2015, existia um saldo de R\$ 1.622 milhões de empréstimos de capital de giro indexados em CDI para nossas subsidiárias de distribuição, geração e serviços.
- *Outras Dívidas denominadas em Reais.* Em 31 de dezembro de 2015, tínhamos um saldo devedor de R\$ 857 milhões, nos termos de diversas outras linhas de crédito denominadas em real. Esses empréstimos referem-se à CPFL Renováveis (R\$ 699 milhões) e às nossas subsidiárias de distribuição (R\$ 158 milhões). A maioria destes empréstimos é corrigida com base no CDI ou no TJLP e têm juros a diversas taxas.
- *Dívidas denominadas em Dólares norte-americanos.* Em 31 de dezembro de 2015, possuíamos financiamentos denominados em dólares norte-americanos cujo saldo devedor era de R\$ 6.940

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

milhões. Contratamos swap visando reduzir nossa exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações.

ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras

Na data da apresentação deste Formulário de Referência, não havia outras relações de longo prazo com instituições financeiras, além das descritas no item (i) acima.

iii. grau de subordinação entre as dívidas

Não existe grau de subordinação entre as dívidas da Companhia, observado que determinadas dívidas foram contratadas com garantia real e, portanto, têm preferência sobre outras dívidas da Companhia em caso de falência até o limite da garantia real constituída.

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

Os financiamentos junto ao BNDES restringem as controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE e CPFL Telecom: (i) a somente realizarem o pagamento de dividendo e juros sobre capital próprio, cujo somatório exceda o dividendo mínimo obrigatório previsto em lei após o cumprimento de todas as obrigações contratuais; (ii) ao atendimento integral das obrigações restritivas estabelecidas no contrato; e (iii) à manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos apurados anualmente, como segue:

CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE

Manutenção, pelas controladas, dos seguintes índices:

- Dívida líquida dividida pelo EBITDA - valor máximo de 3,5;
- Dívida líquida dividida pela soma da dívida líquida e o Patrimônio Líquido - valor máximo 0,90.

Para as dívidas com o BNDES relacionadas ao FINEM destas controladas, em 2017 foram aditivados os respectivos contratos com a inclusão de novos covenants financeiros, adicionais aos anteriormente citados, que devem ser apurados anualmente nas demonstrações financeiras consolidadas de suas controladoras:

(i) Manutenção, pela CPFL Energia, dos seguintes índices:

- Dívida líquida dividida pelo EBITDA - valor máximo de 3,75;
- Patrimônio líquido / (patrimônio líquido + dívidas bancárias líquidas) superior a 0,28.

(ii) Manutenção, pela State Grid Brazil Power (SGBP), dos seguintes índices:

- Patrimônio líquido / Ativo Total superior a 0,30 (desconsiderando os efeitos do IFRIC 12 / OCPC 01 (R1).

CPFL Renováveis (apurados na controlada indireta CPFL Renováveis e suas controladas, exceto quando mencionado em cada item específico):

FINEM I

- Manutenção de índice de cobertura do serviço da dívida "ICSD" (Saldo de caixa do ano anterior + geração de caixa do ano corrente) / Serviço da dívida do ano corrente em 1,2 vezes.
- Manutenção de Índice de Capitalização Própria maior ou igual a 25%.

Em 31 de dezembro de 2016 não foi atendido o ICSD referente ao segundo semestre de 2016 e o montante total das dívidas de R\$ 87.375 foi classificado no passivo circulante, sem declaração de vencimento antecipado. Após 31 de dezembro de 2016, as Companhias obtiveram do BNDES a

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

dispensa para apuração do ICSD referente ao segundo semestre de 2016, desta forma o saldo foi reclassificado para o passivo não circulante em janeiro de 2017. O descumprimento do referido covenant também não provocou o vencimento antecipado das demais dívidas que possuem condições específicas de cross default.

Em dezembro de 2017 a controlada obteve do BNDES a não declaração de vencimento antecipado na hipótese de não cumprimento do ICSD nas demonstrações financeiras consolidadas da PCH Holding.

FINEM II e FINEM XVIII

- Restrição à distribuição de dividendo caso não sejam atingidos ICSD maior ou igual a 1,0 e Índice de Endividamento Geral menor ou igual a 0,8.

FINEM III

- Manutenção de patrimônio líquido/(patrimônio líquido + dívidas bancárias líquidas) superior a 0,28 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção de índice de dívida bancária líquida/EBITDA menor ou igual a 3,75 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia.
- Manutenção do índice patrimônio líquido/ativo total superior a 0,3 e apurado anualmente com base nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power.

FINEM V

- Manutenção de índice de cobertura da dívida em 1,2 vezes;
- Manutenção de índice de capitalização própria igual ou superior a 30%.

FINEM VI

- Manutenção de ICSD igual ou superior a 1,2 vezes;
- Manutenção de Índice de Capitalização Própria igual ou superior a 25%;
- Manutenção de patrimônio líquido/(patrimônio líquido + dívidas bancárias líquidas) superior a 0,28 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção de Índice de Dívida Bancária Líquida/EBITDA menor ou igual a 3,75 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção do Índice Patrimônio Líquido/Ativo Total superior a 0,3 e apurado anualmente com base nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power.

FINEM VII, FINEM X e FINEM XXIII

- Manutenção anual de índice de cobertura da dívida em 1,2 vezes;
- Distribuição de dividendo limitada ao índice Exigível Total dividido pelo Patrimônio Líquido ex-Dividendo menor que 2,33.

FINEM IX, FINEM XIII e FINEM XXV

- Manutenção de ICSD maior ou igual a 1,3;
- Manutenção de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Bancárias Líquidas) superior a 0,28 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia.
- Manutenção de Índice de Dívida Bancária Líquida/EBITDA menor ou igual a 3,75 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção do Índice Patrimônio Líquido/Ativo Total superior a 0,3 e apurado anualmente com base nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power.

FINEM XXVI

- Manutenção de ICSD maior ou igual a 1,3 nas controladas beneficiárias do contrato;
- Manutenção anual do ICSD maior ou igual a 1,3, apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da controlada Turbina 16;

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

- Caso o ICSD seja apurado em valor igual ou maior a 1,3, as beneficiárias estarão dispensadas da obrigação de manutenção do ICSD das beneficiárias.
- Manutenção de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Bancárias Líquidas) superior a 0,28 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção de Índice de Dívida Bancária Líquida/EBITDA menor ou igual a 3,75 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção do Índice Patrimônio Líquido/Ativo Total superior a 0,3 e apurado anualmente com base nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power.

Em dezembro de 2017 a controlada obteve do BNDES a não declaração de vencimento antecipado na hipótese de não cumprimento do ICSD nas demonstrações financeiras consolidadas da Turbina 16.

FINEM XI, FINEM XXIV, FINEM XV e FINEM XVI

- Manutenção de índice de dívida bancária líquida/EBITDA menor ou igual a 3,75 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Bancárias Líquidas) superior a 0,28 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia.
- Manutenção do Índice Patrimônio Líquido/Ativo Total superior a 0,3 e apurado anualmente com base nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power.

FINEM XII

- Manutenção anual do ICSD das controladas indiretas Campo dos Ventos II Energias Renováveis S.A., SPE Macacos Energia S.A., SPE Costa Branca Energia S.A., SPE Juremas Energia S.A. e SPE Pedra Preta Energia S.A. maior ou igual a 1,3, após o início de amortização;
- Manutenção anual do ICSD consolidado maior ou igual a 1,3 apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da Eólica Holding S.A., após o início de amortização;
- Manutenção de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Bancárias Líquidas) superior a 0,28 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia.
- Manutenção do Índice Patrimônio Líquido/Ativo Total superior a 0,3 e apurado anualmente com base nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power.

FINEM XVII

- Manutenção anual do ICSD igual ou maior a 1,2;
- Manutenção anual do ICSD consolidado maior ou igual a 1,3, apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da Desa Eólicas;
- Caso o ICSD consolidado seja apurado em valor igual ou maior a 1,3, as beneficiárias estarão dispensadas da obrigação de manutenção do ICSD.

FINEM XIX e FINEM XX

- Manutenção de ICSD maior ou igual a 1,2;
- Manutenção de Índice de Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 4,6 em 2016 e 3,75 de 2017 em diante e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis;
- Manutenção de Índice de Patrimônio Líquido/ (Patrimônio Líquido + Dívidas Líquidas) maior ou igual a 0,41 nos anos de 2014 a 2016 e 0,45 em 2017 e em diante, apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis;
- Manutenção de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Bancárias Líquidas) superior a 0,28 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção de Índice de Dívida Bancária Líquida/EBITDA menor ou igual a 3,75 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;

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

- Manutenção do Índice Patrimônio Líquido/Ativo Total superior a 0,3 e apurado anualmente com base nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power.

Em dezembro de 2016 a controlada obteve do BNDES a anuência para dispensa do cumprimento do índice Dívida Líquida/EBITDA sem que fosse declarado o vencimento antecipado da dívida, referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2016.

Em dezembro de 2017 a controlada obteve do BNDES a não declaração de vencimento antecipado na hipótese de não cumprimento do ICSD nas demonstrações financeiras consolidadas da Bio Alvorada e a anuência para dispensa do cumprimento do índice Dívida Líquida/EBITDA e Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívida Líquida).

FINEM XXI e FINEM XXII

- Manutenção de ICSD maior ou igual a 1,2;
- Manutenção de Índice de Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 4,6 em 2016 e 3,75 de 2017 em diante e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis;
- Manutenção de Índice de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Líquidas) maior ou igual a 0,41 nos anos de 2013 a 2016 e 0,45 em 2017 e em diante, apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis;
- Manutenção de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Bancárias Líquidas) superior a 0,28 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção de Índice de Dívida Bancária Líquida/EBITDA menor ou igual a 3,75 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção do Índice Patrimônio Líquido/Ativo Total superior a 0,3 e apurado anualmente com base nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power.

Em dezembro de 2016 e 2017 a Companhia obteve do BNDES a anuência para dispensa do cumprimento do índice Dívida Líquida/EBITDA sem que seja declarado o vencimento antecipado da dívida, referente aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 2017.

FINEM XXVII

- Manutenção de ICSD maior ou igual a 1,2;
- Índice de Capitalização Própria (ICP), definido como a razão entre o Patrimônio Líquido e o Ativo Total, maior ou igual a 39,5%;
- Manutenção de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Bancárias Líquidas) superior a 0,28 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção de Índice de Dívida Bancária Líquida/EBITDA menor ou igual a 3,75 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção do Índice Patrimônio Líquido/Ativo Total superior a 0,3 e apurado anualmente com base nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power.

Em dezembro de 2017 a controlada obteve do BNDES a não declaração de vencimento antecipado na hipótese de não cumprimento do ICSD nas demonstrações financeiras consolidadas da Mata Velha.

FINEM XXVIII

- Manutenção de ICSD maior ou igual a 1,2;
- Manutenção de Índice de Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 4,6 em 2016 e 3,75 em 2017 em diante e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis;
- Manutenção de Índice de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Líquidas) maior ou igual a 0,41 nos anos de 2013 a 2016 e 0,45 em 2017 e em diante, apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis;
- Manutenção de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Bancárias Líquidas) superior a 0,28 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;

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

- Manutenção de Índice de Dívida Bancária Líquida/EBITDA menor ou igual a 3,75 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção do Índice Patrimônio Líquido/Ativo Total superior a 0,3 e apurado anualmente com base nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power.

Em dezembro de 2017 a Companhia obteve do BNDES a não declaração de vencimento antecipado na hipótese de não cumprimento do ICSD nas demonstrações financeiras consolidadas da Bio Coopcana e Bio Alvorada e a anuência para dispensa do cumprimento do índice Dívida Líquida/EBITDA e Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívida Líquida).

Bradesco

- Obrigação de manter a relação entre Dívida Líquida/EBITDA inferior a 3,50 apurado semestralmente baseado nas demonstrações financeiras semestrais, consolidando os resultados da T-15 Energia S.A. com o das SPEs, sendo que no caso da PCH Participações S.A. há consolidação proporcional à participação da T-15 na PCH Participações.

NIB

- Manutenção semestral de ICSD em 1,3;
- Manutenção do Coeficiente de Endividamento igual ou inferior a 70%;
- Manutenção de Índice de Cobertura da Duração do Financiamento maior ou igual a 1,7.

Captações em moeda estrangeira - Bank of America Merrill Lynch, J.P Morgan, Citibank, Scotiabank, Banco de Tokyo-Mitsubishi, Santander, Sumitomo, Mizuho, HSBC, BNP Paribas e operação sindicalizada (Lei 4.131)

As captações em moeda estrangeira realizadas através da Lei 4.131 estão sujeitas a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem da Companhia a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos, calculados semestralmente.

Os índices exigidos são os seguintes: (i) Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, máximo de 3,75 e (ii) EBITDA dividido pelo resultado financeiro mínimo de 2,25.

A definição de EBITDA, na Companhia, para fins de apuração de covenants, leva em consideração principalmente a consolidação de controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto com base na participação societária direta ou indiretamente detida pela Companhia naquelas empresas (tanto para EBITDA como ativos e passivos).

Diversos empréstimos e financiamentos das controladas diretas e indiretas estavam sujeitos à antecipação de seus vencimentos na ocorrência de quaisquer alterações na estrutura societária da Companhia, exceto se ao menos um dos seguintes acionistas, Camargo Corrêa e Previ permanecesse de forma direta ou indiretamente no bloco de controle da Companhia. Em função da mudança do controle acionário da Companhia, efetivada em janeiro de 2017, foi negociado previamente com os credores do Grupo, a não decretação dos vencimentos antecipados dos referidos empréstimos e financiamentos, os quais passaram a incluir a State Grid International Development Limited ou qualquer entidade controlada direta ou indiretamente pela State Grid Corporation of China como exceção para não antecipação dos seus vencimentos.

Adicionalmente o não cumprimento das obrigações ou restrições mencionadas pode ocasionar a inadimplência em relação a outras obrigações contratuais (*cross default*), dependendo de cada contrato de empréstimo e financiamento.

A Administração do Grupo monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração do Grupo, todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas, exceto pelo mencionado anteriormente sobre a controlada indireta CPFL Renováveis, em 31 de dezembro de 2017.

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

Condições restritivas das debêntures

As debêntures estão sujeitas a certas condições restritivas que contemplam cláusulas que requerem da Companhia e de suas controladas a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos. Adicionalmente, os referidos contratos de debêntures contêm cláusulas restritivas não financeiras, as quais estão atendidas conforme o último período de apuração.

CPFL Energia, CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, RGE Sul, CPFL Geração, CPFL Brasil e Companhia Jaguari de Energia ("CPFL Santa Cruz")

Manutenção, pela Companhia, dos seguintes índices:

- Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, menor ou igual a 3,75;
- EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

A definição de EBITDA, na Companhia, para fins de apuração de covenants, leva em consideração principalmente a consolidação de controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto com base na participação societária detida pela Companhia naquelas empresas (tanto para EBITDA como ativos e passivos).

CPFL Renováveis

As emissões de debêntures vigentes no exercício findo em 31 de dezembro de 2017 contemplam cláusulas que requerem da controlada CPFL Renováveis a manutenção dos seguintes índices financeiros:

1ª emissão - CPFL Renováveis:

- ICSD operacional maior ou igual a 1,00;
- ICSD maior ou igual a 1,05;
- Índice de Dívida Líquida dividido pelo EBITDA menor ou igual 5,4 em 2016, 4,6 em 2017, 4,0 em 2018 e 2019 e 3,75 a partir de 2020;
- EBITDA dividido pela despesa financeira líquida maior ou igual a 1,75

Em 31 de dezembro de 2017 a controlada obteve anuência dos debenturistas para o não cumprimento dos seguintes indicadores:

- (i) ICSD Operacional referente a apuração de junho de 2017, por meio de Assembleia Geral de Debenturistas, realizada em 28 de junho de 2017;
- (ii) ICSD referente a apuração de dezembro de 2017, por meio de Assembleia Geral de Debenturistas, realizada em 28 de junho de 2017.

2ª e 3ª emissão - CPFL Renováveis

- Índice de Dívida Líquida dividido pelo EBITDA menor ou igual a 5,6 em 2015, 5,4 em 2016, 4,6 em 2017, 4,0 em 2018 e 2019 e 3,75 a partir de 2020.

4ª emissão – CPFL Renováveis

- Manutenção de Índice de Dívida Líquida dividido pelo EBITDA inferior ou igual a 5,4 para 2016, 4,6 para 2017 e 4,0 a partir de 2018.

7ª Emissão – CPFL Renováveis

- Manutenção de Índice de Dívida Líquida/EBITDA verificado ao final de cada semestre inferior ou igual a 3,75, apurado pela Companhia;
- Manutenção de EBITDA/Resultado Financeiro verificado ao final de cada semestre superior ou igual a 2,25, apurado pela Companhia.

1ª emissão - controlada indireta PCH Holding 2

- ICSD da controlada Santa Luzia maior ou igual a 1,2 a partir de setembro de 2014;
- Índice de Dívida Líquida dividido pelo EBITDA inferior ou igual a 5,4 em 2016, 4,6 em 2017, 4,0 em 2018 e 2019 e 3,75 a partir de 2020.

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

2ª emissão – Dobrevê Energia S/A (DESA)

- Índice de Dívida Líquida dividido pelo Dividendo Recebido menor ou igual a 4,0 em 2016, 3,5 em 2017 e 3,5 em 2018.

CERAN

- Dívida Financeira Líquida / EBITDA menor ou igual a 3,0, apurado semestralmente.

Diversas debêntures das controladas diretas e indiretas e empreendimentos controlados em conjunto estavam sujeitas à antecipação de seus vencimentos na ocorrência de quaisquer alterações na estrutura societária da Companhia, exceto se ao menos um dos seguintes acionistas, Camargo Corrêa e Previ permanecesse de forma direta ou indiretamente no bloco de controle da Companhia.

Em função da mudança do controle acionário da Companhia, efetivada em janeiro de 2017, foi negociado previamente com os credores do Grupo e empreendimentos controlados em conjunto, a não decretação dos vencimentos antecipados das referidas debêntures, os quais passaram a incluir a State Grid International Development Limited ou qualquer entidade controlada direta ou indiretamente pela State Grid Corporation of China como exceção para não antecipação dos seus vencimentos.

O não cumprimento das restrições mencionadas acima pode ocasionar a inadimplência em relação a outras obrigações contratuais (cross default), dependendo de cada contrato.

A Administração do Grupo monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração do Grupo, todas as condições restritivas e cláusulas estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2017.

g) limites dos financiamentos já contratados e percentuais já utilizados

Os percentuais utilizados dos nossos financiamentos já contratados, referentes aos últimos três exercícios sociais, estão apresentados nas tabelas abaixo:

Modalidade	Aprovação	Empresa	Em 2017	
			Limites contratados	Percentual utilizado
BNDES / Investimento - FINEM XIX	Em 2012	CPFL Renováveis	34.543	97% ¹
BNDES / Investimento - FINEM XXI	Em 2012	CPFL Renováveis	47.000	91% ¹
BNDES / Investimento - FINAME I	Em 2012	CPFL Renováveis	4.691	80%
BNDES / Investimento - FINEM XVII	Em 2012	CPFL Renováveis	555.127	100%
BNDES / Investimento - FINEM XIII	Em 2013	CPFL Renováveis	391.245	91%
BNDES / Investimento - FINEP III	Em 2013	CPFL Renováveis	23.031	30%
BNDES / Investimento - FINEM XIII	Em 2013	CPFL Renováveis	383.748	99%
BNDES / Investimento - FINEP II	Em 2014	CPFL Renováveis	88.095	12%
BNDES / Investimento - FINEM	Em 2014	CPFL Telecom	95.333	37%
BNDES / Investimento - FINAME	Em 2015	CPFL Serviços	6.011	86% ¹
BNDES / Investimento - FINEM XXV	Em 2015	CPFL Renováveis	84.338	98%
BNDES / Investimento - FINEM XXVI	Em 2015	CPFL Renováveis	764.109	83%
BNDES / Investimento - FINEM XXVII	Em 2015	CPFL Renováveis	69.491	100%
BNDES / Investimento - FINAME	Em 2016	CPFL Serviços	12.277	97% ¹
BNDES / Investimento - FINAME	Em 2017	CPFL Jaguari	6.556	0%
BNDES / Investimento - FINAME	Em 2017	CPFL Serviços	11.286	0%
BNDES / Investimento - FINEM XXVII	Em 2017	CPFL Renováveis	2.000	71%

¹ Saldo remanescente foi cancelado.

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

Modalidade	Aprovação	Empresa	Em 2016	
			Limites contratados	Percentual utilizado
BNDES / Investimento - FINEM XIX	Em 2012	CPFL Renováveis	34.543	97%
BNDES / Investimento - FINEM XXI	Em 2012	CPFL Renováveis	47.000	91%
BNDES / Investimento - FINAME I	Em 2012	CPFL Renováveis	4.691	80%
BNDES / Investimento - CCB Santander	Em 2013	CPFL Mococa	6.119	97% ¹
BNDES / Investimento - FINEM XIII	Em 2013	CPFL Renováveis	391.245	91%
BNDES / Investimento - FINEP III	Em 2013	CPFL Renováveis	23.031	30%
BNDES / Investimento - FINEM XIII	Em 2013	CPFL Renováveis	383.748	99%
BNDES / Investimento - FINEM	Em 2014	CPFL Santa Cruz	25.360	91% ¹
BNDES / Investimento - FINEM I	Em 2014	CPFL Leste Paulista	13.045	66% ¹
BNDES / Investimento - FINEM	Em 2014	CPFL Sul Paulista	12.280	74% ¹
BNDES / Investimento - FINEM V	Em 2014	CPFL Jaguarí	10.398	73% ¹
BNDES / Investimento - FINEP II	Em 2014	CPFL Renováveis	88.095	12%
BNDES / Investimento - FINEM	Em 2014	CPFL Telecom	95.333	37%
BNDES / Investimento - FINEM VII	Em 2014	CPFL Paulista	427.716	66% ¹
BNDES / Investimento - FINEM VI	Em 2014	CPFL Piratininga	194.862	73% ¹
BNDES / Investimento - FINEM VII	Em 2014	RGE	266.790	73% ¹
BNDES / FINAME	Em 2015	CPFL Serviços	6.011	86%
BNDES / Investimento - FINEM XXV	Em 2015	CPFL Renováveis	84.338	98%
BNDES / Investimento - FINEM XXVI	Em 2015	CPFL Renováveis	764.109	64%
BNDES / Investimento - FINEM XXVII	Em 2015	CPFL Renováveis	69.103	98%
BNDES / FINAME	Em 2016	CPFL Serviços	12.277	97%
BNDES / FINAME	Em 2016	CPFL Esco	1.543	99%

¹ Saldo remanescente foi cancelado.

Modalidade	Aprovação	Empresa	Em 2015	
			Limites contratados	Percentual utilizado
BNDES / Investimento - FINEM XIX	Em 2012	CPFL Renováveis	34.543	97%
BNDES / Investimento - FINEM XXI	Em 2012	CPFL Renováveis	47.000	91%
BNDES / Investimento - FINAME I	Em 2012	CPFL Renováveis	4.691	80%
BNDES / Investimento - CCB Santander	Em 2013	CPFL Mococa	6.119	50%
BNDES / Investimento - FINEM XIII	Em 2013	CPFL Renováveis	391.245	91%
BNDES / Investimento - FINEP III	Em 2013	CPFL Renováveis	23.031	30%
BNDES / Investimento - FINEP I	Em 2013	CPFL Renováveis	20.728	33% ¹
BNDES / Investimento - FINEM XIII	Em 2013	CPFL Renováveis	383.748	99%
BNDES / Investimento - FINEM	Em 2014	CPFL Santa Cruz	25.360	91%
BNDES / Investimento - FINEM I	Em 2014	CPFL Leste Paulista	13.045	66%
BNDES / Investimento - FINEM	Em 2014	CPFL Sul Paulista	12.280	74%
BNDES / Investimento - FINEM V	Em 2014	CPFL Jaguarí	10.398	52%
BNDES / Investimento - FINEP III	Em 2014	CPFL Renováveis	88.095	12%
BNDES / Investimento - FINAME	Em 2014	CPFL Transmissão Piracicaba	23.824	87% ¹
BNDES / Investimento - FINEM	Em 2014	CPFL Telecom	95.333	37%
BNDES / Investimento - FINEM VII	Em 2014	CPFL Paulista	427.716	59%
BNDES / Investimento - FINEM VI	Em 2014	CPFL Piratininga	194.862	69%
BNDES / Investimento - FINEM VII	Em 2014	RGE	266.790	65%
BNDES / FINAME	Em 2015	CPFL Serviços	6.011	86%
BNDES / Investimento - FINEM XXV	Em 2015	CPFL Renováveis	84.338	90%
BNDES / Investimento - FINEM XXVI	Em 2015	CPFL Renováveis	764.109	35%

¹ Saldo remanescente foi cancelado.**h) alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras**

Nossa administração apresenta os balanços patrimoniais e as demonstrações de resultado consolidados referentes aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2017, 2016 e 2015 com a demonstração de todas as variações e comentários sobre as mais relevantes.

Os Diretores da Companhia entendem que ocorreram alterações diversas nas demonstrações financeiras da Companhia relativas aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2017, 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015, dentre as quais a Companhia destaca as seguintes como sendo as mais significativas.

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

Comentários sobre as variações mais relevantes do Ativo:

ATIVO	Balanco Patrimonial Consolidado (em milhões de reais)									
	31/12/2017	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2016	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2015	AV%
Circulante										
Caixa e equivalentes de caixa	3.250	-47,3%	(2.915)	7,9%	6.165	8,5%	482	14,6%	5.683	14,0%
Consumidores, concessionárias e permissionárias	4.301	14,2%	535	10,4%	3.766	18,6%	591	8,9%	3.175	7,8%
Dividendo e juros sobre o capital próprio	56	-23,4%	(17)	0,1%	73	-19,8%	(18)	0,2%	91	0,2%
Imposto de renda e contribuição social a compensar	89	-34,2%	(46)	0,2%	135	-36,5%	(78)	0,3%	213	0,5%
Outros tributos a compensar	306	17,8%	46	0,7%	260	-1,0%	(3)	0,6%	263	0,6%
Derivativos	444	172,0%	281	1,1%	163	-74,0%	(464)	0,4%	627	1,5%
Ativo financeiro setorial	211	100,0%	211	0,5%	-	-100,0%	(1.464)	0,0%	1.464	3,6%
Ativo financeiro da concessão	24	121,8%	13	0,1%	11	11,1%	1	0,0%	10	0,0%
Outros créditos	900	13,0%	104	2,2%	797	-17,0%	(163)	1,9%	960	2,4%
Total do circulante	9.581	-15,8%	(1.789)	23,2%	11.379	-9,0%	(1.115)	27,0%	12.509	30,9%
Não circulante										
Consumidores, concessionárias e permissionárias	237	16,4%	33	0,6%	203	57,6%	74	0,5%	129	0,3%
Mútuo entre coligadas, controladas e controladora	9	-81,9%	(39)	0,0%	48	-43,5%	(37)	0,1%	84	0,2%
Depósitos judiciais	840	52,7%	290	2,0%	550	-55,2%	(677)	1,3%	1.228	3,0%
Imposto de renda e contribuição social a compensar	61	-6,4%	(4)	0,1%	66	-19,0%	(15)	0,2%	81	0,2%
Outros tributos a compensar	172	29,6%	39	0,4%	133	54,4%	47	0,3%	86	0,2%
Ativo financeiro setorial	355	100%	355	0,9%	-	-100,0%	(490)	0,0%	490	1,2%
Derivativos	204	-68,2%	(437)	0,5%	641	-61,2%	(1.010)	1,5%	1.651	4,1%
Créditos fiscais diferidos	943	2,2%	20	2,3%	923	175,6%	588	2,2%	335	0,8%
Ativo financeiro da concessão	6.546	22,0%	1.183	15,9%	5.363	49,1%	1.766	12,7%	3.597	8,9%
Investimentos ao custo	117	0,0%	-	0,3%	117	0,0%	-	0,3%	117	0,3%
Outros créditos	840	9,6%	74	2,0%	766	28,9%	172	1,8%	595	1,5%
Investimentos	1.002	-33,0%	(492)	2,4%	1.494	19,7%	246	3,5%	1.248	3,1%
Imobilizado	9.787	0,8%	74	23,7%	9.713	5,9%	540	23,0%	9.173	22,6%
Intangível	10.590	-1,7%	(186)	25,7%	10.776	17,0%	1.565	25,6%	9.210	22,7%
Total do não circulante	31.702	3,0%	910	76,8%	30.792	9,9%	2.768	73,0%	28.024	69,1%
Total do Ativo	41.283	-2,1%	(879)	100,0%	42.171	4,0%	1.653	100,0%	40.532	100,0%

Caixa e equivalentes de caixa:

O saldo de R\$ 3.250 milhões em 2017, que representa 7,9% do total do ativo, apresentou uma redução de 47,3% (R\$ 2.915 milhões), comparado a 2016, decorrente:

- (i) do consumo de caixa de R\$ 2.509 milhões nas atividades de investimentos basicamente pela aquisição de intangível e imobilizado (R\$ 2.570 milhões) principalmente pelos investimentos em infraestrutura de distribuição e geração de energia renovável;
- (ii) do consumo de caixa de R\$ 2.440 milhões oriunda das atividades de financiamentos, decorrente:
 - a) da amortização de empréstimos e debêntures líquidas das captações e liquidação de operações com derivativos (R\$ 1.977 milhões); b) dos dividendos pagos (R\$337 milhões); c) da redução de capital por acionistas não controladores em nossa controlada CERAN (R\$123 milhões); e
- (iii) compensada pela geração de caixa de R\$ 2.034 milhões oriunda das atividades operacionais, decorrente basicamente:
 - a. do lucro líquido ajustado (R\$ 5.507 milhões);
 - b. de dividendos recebidos de controladas em conjunto (R\$ 730 milhões);
 - c. do aumento de fornecedores (R\$566 milhões), basicamente pelo aumento de encargos e suprimento de energia elétrica (R\$ 450 milhões), de materiais e serviços (R\$ 105 milhões) e de energia livre (R\$ 13 milhões);
 - d. do aumento com taxas regulamentares (R\$ 216 milhões) basicamente decorrente de bandeiras tarifárias;
 - e. compensado pelos pagamentos de:
 - encargos de dívidas e debêntures (R\$ 1.846 milhões);
 - imposto de renda e contribuição social (R\$ 338 milhões); e
 - processos fiscais, cíveis e trabalhistas (R\$ 207 milhões); e pelas reduções
 - do ativo e passivo financeiro setorial (R\$ 1.515 milhões);
 - de depósitos judiciais (R\$ 248 milhões);

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

- tributos e contribuições sociais (R\$ 261 milhões) e aumento de outros ativos e passivos operacionais líquidos (R\$ 153 milhões).

O saldo de R\$ 6.165 milhões em 2016, que representa 14,6% do total do ativo, apresentou um aumento de 8,5% (R\$ 482 milhões), comparado a 2015, decorrente:

- da geração de caixa de R\$ 4.634 milhões oriunda das atividades operacionais, basicamente do lucro líquido ajustado (R\$ 5.016 milhões); das reduções i) do ativo financeiros setorial líquido (R\$ 2.782 milhões); ii) dos depósitos judiciais (R\$ 756 milhões); iii) do contas a receber – Eletrobrás (R\$ 186 milhões) e iv) dos tributos a compensar (R\$ 128 milhões); parcialmente compensados pelo aumento do contas a receber de consumidores, concessionárias e permissionárias (R\$ 206 milhões); e pelas reduções i) dos contas a pagar com fornecedores (R\$ 783 milhões) e taxas regulamentares (R\$ 515 milhões); ii) dos processos fiscais, cíveis e trabalhistas (R\$ 217 milhões); pelo pagamento i) de encargos de dívidas e de debêntures (R\$ 1.571 milhões) e ii) imposto de renda e contribuição social (R\$ 876 milhões) e pela redução de outros contas a receber e ou a pagar (R\$ 361 milhões);
- do consumo de caixa de R\$ 3.815 milhões nas atividades de investimentos basicamente pela aquisição de intangível e imobilizado (R\$ 2.238 milhões) principalmente pelos investimentos em infraestrutura de distribuição e geração de energia renovável; e aquisição da RGE Sul através da controlada integral CPFL Jaguariúna (R\$ 1.497 milhões líquido do caixa adquirido).
- do consumo de caixa de R\$ 337 milhões oriunda das atividades de financiamentos, decorrente basicamente i) dos dividendos pagos (R\$ 232 milhões); ii) da amortização de empréstimos e debêntures líquidas das captações (R\$ 242 milhões); e iii) do pagamento de passivo de aquisições de negócios (R\$ 21 milhões); compensado pelo caixa gerado na liquidação de operações com derivativos (R\$ 158 milhões).

O saldo de R\$ 5.683 milhões em 2015, que representa 14,0% do total do ativo, apresentou um aumento de 30,4% (R\$ 1.325 milhões), comparado a 2014, decorrente:

- da geração de caixa de R\$ 2.558 milhões oriundas das atividades operacionais, basicamente do lucro líquido ajustado (R\$ 4.551 milhões), do recebimento do aporte CDE/CCEE (R\$ 181 milhões); do aumento dos contas pagar com fornecedores (R\$ 787 milhões) e taxas regulamentares (R\$ 808 milhões); aumento de impostos, tributos e contribuições sociais (R\$ 137 milhões); compensado parcialmente pela redução dos contas a receber de consumidores, concessionárias e permissionárias (R\$1.055 milhões), de ativos e passivos setoriais (R\$ 882 milhões); pelo pagamento de encargos de dívidas e de debêntures (R\$ 1.596 milhões) e processos fiscais, cíveis e trabalhistas R\$ 248 milhões e pela redução de outros contas a receber e ou a pagar (R\$ 126 milhões);
- do consumo de caixa de R\$ 1.525 milhões nas atividades de investimentos basicamente pela aquisição de intangível e imobilizado (R\$ 1.428 milhões) principalmente pelos investimentos em infraestrutura de distribuição e geração de energia renovável; e
- da geração de caixa de R\$ 292 milhões oriundas das atividades de financiamentos, decorrente basicamente das captações de empréstimos e debêntures líquidas das amortizações (R\$ 359 milhões).

Consumidores, concessionárias e permissionárias:

O saldo de R\$ 4.538 milhões em 2017 no circulante e não circulante, que representa 11,0% do total do ativo, apresentou um aumento de 14,3% (R\$ 569 milhões), comparado a 2016, decorrente basicamente da venda de energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (R\$ 123 milhões) e do aumento de venda de energia elétrica a outras empresas concessionárias e permissionárias (R\$ 176 milhões), pela subsidiária de comercialização CPFL Brasil e aumento geral de tarifas.

O saldo de R\$ 3.969 milhões em 2016 no circulante e não circulante, que representa 9,4% do total do ativo, apresentou um aumento de 20,1% (R\$ 665 milhões), comparado a 2015, devido basicamente da adição do saldo de R\$ 767 milhões, em 2016, pela aquisição e consolidação da RGE Sul em 2016.

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

O saldo de R\$ 3.304 milhões em 2015, que representa 8,2% do total do ativo, apresentou um aumento de 39,1% (R\$ 929 milhões), comparado a 2014, devido basicamente ao aumento nas tarifas médias, decorrente dos reajustes tarifários anuais (RTA), dos efeitos da revisão tarifária extraordinária e do faturamentos das bandeiras tarifárias a partir de 2015 em nossas distribuidoras.

Créditos e débitos fiscais diferidos:

O saldo dos débitos fiscais líquidos (passivo líquido) de R\$ 306 milhões em 2017, apresentou uma redução de R\$ 95 milhões, comparado ao saldo dos débitos fiscais líquidos de R\$ 401 milhões de 2016, em função basicamente da redução de diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis de imposto de renda e contribuição social (R\$ 105 milhões).

O saldo dos débitos fiscais líquidos (passivo líquido) de R\$ 401 milhões em 2016, apresentou uma redução de R\$696 milhões, comparado ao saldo dos débitos fiscais líquidos de R\$ 1.098 milhões de 2015, em função da redução dos débitos fiscais líquidos decorrentes de diferenças temporariamente indedutíveis de imposto de renda de R\$ 596 milhões e contribuição social de R\$ 214 milhões, e de PIS e Cofins de R\$ 9 milhões, compensado pela redução dos créditos fiscais decorrentes i) do benefício fiscal do ágio incorporado de R\$ 35 milhões e do prejuízo fiscal de imposto de renda de R\$ 59 milhões e bases negativas de contribuição social de R\$ 29 milhões.

O saldo dos débitos fiscais líquidos de R\$ 1.098 milhões em 2015, apresentou um aumento R\$ 635 milhões, comparado ao saldo dos créditos fiscais líquidos de R\$ 463 milhões de 2014, em função (i) do aumento dos débitos fiscais líquidos decorrentes de diferenças temporariamente indedutíveis de imposto de renda de R\$ 695 milhões e contribuição social de R\$ 251 milhões, principalmente pelo reconhecimento de derivativo (R\$ 610 milhões e R\$ 220 milhões respectivamente) e de PIS e Cofins de R\$ 21 milhões; (ii) pela redução do crédito fiscal decorrente do benefício fiscal do ágio incorporado de R\$ 58 milhões, (iii) compensado pelo aumento dos créditos fiscais de prejuízo fiscal de imposto de renda de R\$ 292 milhões e bases negativas de contribuição social de R\$ 105 milhões.

Ativo e passivo financeiro setorial:

O saldo positivo do ativo e passivo financeiro setorial de R\$ 517 milhões em 2017, apresentou um aumento de R\$ 1.432 milhões, em comparação ao saldo negativo do ativo e passivo financeiro setorial de R\$ 915 milhões registrados em 2016, decorrente:

- dos itens da CVA (conta de compensação da variação dos valores de itens da parcela "A") no montante de R\$ 2.065 milhões, principalmente com o aumento do custo de energia elétrica (R\$ 2.354 milhões) e repasse de Itaipu (R\$ 495 milhões) e com a redução dos encargos do serviço do sistema (ESS) e encargo de energia de reserva (EER) (R\$ 610 milhões);
- de outros componentes financeiros (R\$ 171 milhões); e
- compensado pela redução da neutralidade dos encargos setoriais (R\$ 162 milhões) e sobrecontratação (R\$ 642 milhões).

O saldo negativo do ativo e passivo financeiro setorial de R\$ 915 milhões em 2016, apresentou uma redução de R\$ 2.869 milhões, em comparação ao saldo positivo do ativos financeiro setorial de R\$ 1.954 milhões registrados em 2015, decorrente: i) dos itens da CVA (conta de compensação da variação dos valores de itens da parcela "A") no montante de R\$ 1.759 milhões, principalmente com a) custo de energia elétrica (R\$ 752 milhões), b) encargo do serviço do sistema ("ESS") e encargo de energia de reserva ("EER") (R\$ 257 milhões) e c) repasse de Itaipu (R\$ 731 milhões); ii) sobrecontratação no montante de R\$ 11 milhões; compensado iii) pela neutralidade dos encargos setoriais no montante de R\$ 116 milhões bem como de outros componentes financeiros no montante de R\$ 286 milhões (vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras).

O saldo do ativos e passivo financeiro setorial líquidos de R\$ 1.954 milhões em 2015, apresentou um aumento de R\$ 1.043 milhões, em comparação aos R\$ 911 milhões registrados em 2014, decorrente principalmente dos custos a com a energia elétrica comprada de Itaipú, no montante de R\$ 1.420 milhões, a serem repassados para os consumidores nos próximos reajustes tarifários (vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras).

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

Ativo Financeiro da Concessão:

O saldo de R\$ 6.569 milhões em 2017 no circulante e não circulante, que representam 15,9% do total do ativo, apresentou aumento de 22,2% quando comparado com 2016 (R\$ 1.196 milhões) devido basicamente i) dos investimentos na infraestrutura dos serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica (R\$ 1.019 milhões), para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico; ii) do ajuste de expectativa de fluxo de caixa das distribuidoras (R\$ 212 milhões); iii) da atualização - ativo mensurado ao custo amortizado nos casos das subsidiárias de transmissão (R\$ 28 milhões); compensado iv) pelas baixas decorrentes da infraestrutura das distribuidoras (R\$ 35 milhões); v) recebimentos (RAP) da transmissora (R\$ 16 milhões), e vi) pelo ajuste da finalização da combinação de negócios pela aquisição da RGE Sul (R\$ 12 milhões).

O saldo de R\$ 5.374 milhões em 2016 no circulante e não circulante, que representam 12,7% do total do ativo, apresentou aumento de 49,0% (R\$ 1.767 milhões) devido basicamente i) dos investimentos na infraestrutura dos serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica (R\$ 706 milhões), para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico; ii) do ajuste de expectativa de fluxo de caixa (R\$ 203 milhões); iii) da atualização - ativo mensurado ao custo amortizado nos casos das subsidiárias de transmissão (R\$ 16 milhões); e iv) da adição pela combinação de negócios pela aquisição da RGE Sul (R\$ 876 milhões); compensado v) pelas baixas decorrentes da infraestrutura das distribuidoras (R\$ 25 milhões) e vi) recebimentos (RAP) da transmissora (R\$ 10 milhões).

O saldo de R\$ 3.607 milhões em 2015, que representam 8,9% do total do ativo, apresentou aumento de 6,9% (R\$ 232 milhões) devido basicamente aos investimentos na infraestrutura dos serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica (R\$ 368 milhões), para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico, bem como pelo ajuste de expectativa de fluxo de caixa (R\$ 415 milhões) compensado parcialmente pela baixa por transferência para o ativo intangível do montante de R\$ 537 milhões em função de prorrogação de concessões de distribuição de energia elétrica.

Imobilizado:

O saldo de R\$ 9.787 milhões em 2017, que representa 23,7% do ativo total, apresentou um pequeno aumento de 0,8% (R\$ 74 milhões) comparado a R\$ 9.713 milhões de 2016, em que o destaque são os investimentos de R\$ 757 milhões, na sua maior parte em projetos da CPFL Renováveis, compensados pelo efeito da depreciação dos ativos de R\$ 598 milhões.

O saldo de R\$ 9.713 milhões em 2016, que representa 23,0% do ativo total, apresentou um pequeno aumento de 5,9% (R\$ 540 milhões) comparado a 2015 decorrente principalmente i) de investimentos no montante de R\$ 1.085 milhões, na sua maior parte em projetos da CPFL Renováveis, ii) da adição pela combinação de negócios pela aquisição da RGE Sul (R\$ 30 milhões); compensado iii) pela depreciação do exercício de R\$ 525 milhões; iv) pelas baixas de R\$ 30 milhões; v) pela reclassificação e transferências para outros ativos no montante de R\$ 15 milhões, bem como vi) pelo reconhecimento de perdas por redução ao valor recuperável no montante de R\$ 5 milhões (para mais detalhes, vide nota 14 de nossas demonstrações financeiras consolidadas).

O saldo de R\$ 9.173 milhões em 2015, que representa 22,6% do ativo total, apresentou um pequeno aumento de 0,3% (R\$ 24 milhões) comparado a 2014 decorrente principalmente de investimentos no montante de R\$ 584 milhões, na sua maior parte em projetos em construção da CPFL Renováveis, compensado pela depreciação do exercício de R\$ 504 milhões e baixas de R\$ 28 milhões, bem como pelo reconhecimento de perdas por redução ao valor recuperável no montante de R\$ 33 milhões (para mais detalhes, vide nota 14.1 de nossas demonstrações financeiras consolidadas).

Intangível:

O saldo de R\$ 10.590 milhões em 2017, que representa 25,7% do total do ativo, apresentou uma pequena redução de 1,7% (R\$ 186 milhões), comparado a 2016, em função do reconhecimento da amortização do exercício de R\$ 936 milhões e da transferência para o ativo financeiro da concessão no montante de R\$ 972 milhões decorrente de adições no período parcialmente compensados com os

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

investimentos para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico no montante de R\$ 1.908 milhões.

O saldo de R\$ 10.776 milhões em 2016, que representa 25,6% do total do ativo, apresentou um aumento de 17,0% (R\$ 1.565 milhões), comparado a 2015, decorrente principalmente: (i) dos investimentos para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico no montante de R\$ 1.224 milhões; ii) da adição pela combinação de negócios pela aquisição da RGE Sul (R\$ 1.870 milhões); compensada (iii) pela amortização do exercício de R\$ 768 milhões; (iv) pela transferência para o ativo financeiro da concessão no montante de R\$ 655 milhões decorrente de adições no período, (v) pela baixa e transferências para outros ativos no montante de R\$ 63 milhões, e (vi) pelo reconhecimento de perdas por redução ao valor recuperável no montante de R\$ 43 milhões (para mais detalhes, vide nota 15.2 de nossas demonstrações financeiras consolidadas).

O saldo de R\$ 9.210 milhões em 2015, que representa 22,7% do total do ativo, apresentou um aumento de 3,1% (R\$ 280 milhões), comparado a 2014, decorrente principalmente: (i) pelos investimentos para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico no montante de R\$ 889 milhões; (ii) pela constituição do intangível decorrente de renovações de concessões de distribuição de energia elétrica, por transferência do contas a receber do ativo financeiro da concessão no montante de R\$ 537 milhões; compensada (iii) pela amortização do exercício de R\$ 777 milhões; (iv) pela transferência para o ativo financeiro da concessão no montante de R\$ 330 milhões decorrente de adições no período, (v) pela baixa e transferências para outros ativos no montante de R\$ 35 milhões, e (vi) pelo reconhecimento de perdas por redução ao valor recuperável no montante de R\$ 6 milhões (para mais detalhes, vide nota 15.2 de nossas demonstrações financeiras consolidadas).

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

Comentários sobre as variações mais relevantes do Passivo:

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Balanço Patrimonial Consolidado (em milhões de reais)									
	31/12/2017	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2016	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2015	AV%
Circulante										
Fornecedores	3.297	20,8%	569	8,0%	2.728	-13,7%	(433)	6,5%	3.161	7,8%
Empréstimos e financiamentos	3.590	91,4%	1.714	8,7%	1.876	-36,4%	(1.074)	4,4%	2.950	7,3%
Debêntures	1.703	10,1%	156	4,1%	1.547	124,1%	857	3,7%	690	1,7%
Entidade de previdência privada	61	83,1%	28	0,1%	33	4040,2%	32	0,1%	1	0,0%
Taxas regulamentares	582	58,9%	216	1,4%	366	-57,0%	(486)	0,9%	852	2,1%
Imposto de renda e contribuição social a recolher	81	42,3%	24	0,2%	57	33,1%	14	0,1%	43	0,1%
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	629	0,7%	5	1,5%	624	2,3%	14	1,5%	610	1,5%
Dividendo e juros sobre capital próprio	298	27,9%	65	0,7%	233	5,0%	11	0,6%	222	0,5%
Obrigações estimadas com pessoal	116	-11,9%	(16)	0,3%	132	64,8%	52	0,3%	80	0,2%
Derivativos	10	68,9%	4	0,0%	6	517,5%	5	0,0%	1	0,0%
Passivo financeiro setorial	40	-93,3%	(557)	0,1%	598	100,0%	598	1,4%	-	0,0%
Uso do bem público	11	1,0%	-	0,0%	11	14,8%	1	0,0%	9	0,0%
Outras contas a pagar	961	19,0%	154	2,3%	808	-10,8%	(97)	1,9%	905	2,2%
Total do circulante	11.379	26,2%	2.360	27,6%	9.018	-5,3%	(506)	21,4%	9.525	23,5%
Não circulante										
Fornecedores	128	-	(1)	0,3%	130	20418,6%	129	0,3%	1	0,0%
Empréstimos e financiamentos	7.402	-33,7%	(3.766)	17,9%	11.168	-4,6%	(544)	26,5%	11.713	28,9%
Debêntures	7.473	0,3%	21	18,1%	7.453	16,8%	1.073	17,7%	6.380	15,7%
Entidade de previdência privada	880	-13,6%	(139)	2,1%	1.019	114,9%	545	2,4%	474	1,2%
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	19	-29,7%	(8)	0,0%	27	100,0%	27	0,1%	-	0,0%
Débitos fiscais diferidos	1.250	-5,6%	(75)	3,0%	1.324	-7,6%	(108)	3,1%	1.433	3,5%
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	961	15,3%	128	2,3%	833	46,3%	264	2,0%	570	1,4%
Derivativos	85	-24,6%	(28)	0,2%	112	237,9%	79	0,3%	33	0,1%
Passivo financeiro setorial	8	-97,4%	(309)	0,0%	317	100,0%	317	0,8%	-	0,0%
Uso do bem público	84	-3,3%	(3)	0,2%	87	4,2%	3	0,2%	83	0,2%
Outras contas a pagar	427	38,0%	118	1,0%	309	61,8%	118	0,7%	191	0,5%
Total do não circulante	18.718	-17,8%	(4.062)	45,3%	22.780	9,1%	1.902	54,0%	20.877	51,5%
Patrimônio líquido										
Capital social	5.741	0,0%	-	13,9%	5.741	7,3%	393	13,6%	5.348	13,2%
Reservas de capital	468	0,0%	-	1,1%	468	0,0%	(0)	1,1%	468	1,2%
Reserva legal	798	8,0%	59	1,9%	739	6,5%	45	1,8%	694	1,7%
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	827	17,6%	124	2,0%	703	20,1%	117	1,7%	585	1,4%
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	1.292	136,9%	747	3,1%	546	38,8%	153	1,3%	393	1,0%
Dividendo	-	-100,0%	(8)	0,0%	8	100,0%	8	0,0%	-	0,0%
Resultado abrangente acumulado	(165)	29,9%	70	-0,4%	(235)	-226,6%	(420)	-0,6%	185	0,5%
	8.962	12,4%	992	21,7%	7.970	3,9%	296	18,9%	7.674	18,9%
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	2.225	-7,4%	(178)	5,4%	2.403	-2,2%	(53)	5,7%	2.456	6,1%
Total do patrimônio líquido	11.186	7,8%	814	27,1%	10.373	2,4%	243	24,6%	10.130	25,0%
Total do passivo e do patrimônio líquido	41.283	-2,1%	(888)	100,0%	42.171	4,0%	1.639	100,0%	40.532	100,0%

Fornecedores:

O saldo de R\$ 3.425 milhões em 2017 no circulante e não circulante, que representa 8,3% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 19,9% (R\$ 567 milhões) comparado a 2016, decorrente basicamente pelo aumento de encargos do uso do sistema elétrico e suprimento de energia elétrica (R\$ 451 milhões), de materiais e serviços (R\$ 105 milhões) e de energia livre (R\$ 13 milhões).

O saldo de R\$ 2.858 milhões em 2016 no circulante e não circulante, que representa 6,8% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 9,6% (R\$ 304 milhões) comparado a 2015, decorrente da (i) redução no suprimento de energia elétrica de R\$ 405 milhões; (ii) redução de encargos do serviço do sistema de R\$ 144 milhões; compensado (iii) pelo aumento com fornecedores de materiais e serviços no montante de R\$ 214 milhões, (iv) pelo aumento dos encargos do uso da rede elétrica de R\$ 15 milhões e (v) pelo aumento com energia livre de R\$ 16 milhões. Essas variações ocorreram basicamente em função da renegociação para pagamento de faturas de 2015 para 2016, entre empresas controladas em conjunto, bem como pela consolidação da RGE Sul em 2016.

O saldo de R\$ 3.162 milhões em 2015, que representa 7,8% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 33,2% (R\$ 787 milhões) comparado a 2014, decorrente basicamente do (i) aumento no suprimento de energia elétrica de R\$ 507 milhões, sendo R\$476 milhões relacionada a energia adquirida de Itaipu e atualização monetária de energia livre de R\$ 14 milhões; (ii) aumento de encargos do serviço do sistema de R\$ 204 milhões; (iii) aumento com fornecedores de materiais e

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

serviços no montante de R\$ 81 milhões, parcialmente compensados e (iv) pela redução dos encargos do uso da rede elétrica de R\$ 19 milhões.

Empréstimos, financiamentos e debêntures:

O saldo de R\$ 20.169 milhões em 2017, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representam 48,9% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 8,51% (R\$ 1.875 milhões) comparado a R\$ 22.044 milhões em 2016, decorrente basicamente da amortização de principal de empréstimos e debêntures de R\$ 5.273 milhões e pagamento de encargos no montante de R\$ 1.846 milhões, compensado pela captação de empréstimos e debêntures no montante de R\$ 3.398 milhões e pelo reconhecimento dos encargos e atualizações monetárias de R\$ 1.936 milhões.

O saldo de R\$ 22.044 milhões em 2016, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representam 52,3% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 1,4% (R\$ 311 milhões) comparado a 2015, decorrente basicamente (i) da captação de novos recursos no montante de R\$ 3.774 milhões, em função do plano estratégico de expansão dos negócios de geração e distribuição de energia elétrica; (ii) da combinação de negócios com a aquisição da RGE Sul no montante de R\$ 1.156 milhões; compensado (iii) pelas amortizações de principal de R\$ 4.017 milhões e iv) pelos pagamentos de encargos, líquido das atualizações monetárias incorridos de R\$ 602 milhões.

O saldo de R\$ 21.733 milhões em 2015, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representam 53,6% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 13,5% (R\$ 2.583 milhões) comparado a 2014, decorrente basicamente da captação de novos recursos no montante de R\$ 4.532 milhões, em função do plano estratégico de expansão dos negócios de geração e distribuição de energia elétrica; pelos encargos, líquido dos pagamentos, e atualizações monetárias incorridos de R\$ 494 milhões; compensados parcialmente pelas amortizações de R\$ 4.038 milhões.

As principais captações de 2017, 2016 e 2015 estão divulgadas nas Demonstrações Financeiras.

Reserva de Capital:

O saldo de R\$ 468 milhões em 2017, que representa 1,1% do total do passivo e patrimônio líquido, foi constituído em decorrência: (i) da combinação de negócios da DESA pela controlada CPFL Renováveis, em 2014, de R\$ 180 milhões; (ii) do efeito da oferta pública de ações da controlada CPFL Renováveis, em 2013, de R\$ 60 milhões e (iii) da combinação de negócios da CPFL Renováveis em 2011 de R\$ 228 milhões.

Reserva Legal:

A variação refere-se à constituição da Reserva Legal, correspondente a 5% do Lucro Líquido do Exercício.

Reserva estatutária – ativo financeiro da concessão:

Refere-se ao efeito do registro, pelas controladas de distribuição, do ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro da concessão no resultado do exercício e, por se tratar de resultado cuja realização financeira se dará apenas no momento da indenização (ao final da concessão), estes montantes são retidos, amparada no artigo 194 da Lei no 6.404/76, até a realização financeira destes montantes. O saldo final em 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 827 milhões.

Reserva estatutária – reforço de capital de giro:

Para este exercício, considerando o atual cenário macro com uma incipiente retomada econômica e, também considerando as incertezas quanto à hidrologia, a Administração da Companhia está propondo a destinação de R\$ 747 milhões à reserva estatutária - reforço de capital de giro. O saldo da reserva estatutária – reforço de capital de giro em 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 1.292 milhões.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**Comentários sobre as variações mais relevantes da Demonstração de Resultado:**

	2017	AH%	AH-R\$	AV%	2016	AH%	AH-R\$	AV%	2015	AV%
Receita operacional	40,053	30.1%	9,269	149.8%	30,785	-10.3%	(3,517)	161.1%	34,302	166.5%
Fornecimento de energia elétrica	16,423	9.5%	1,430	61.4%	14,993	-3.3%	(516)	78.4%	15,509	75.3%
Suprimento de energia elétrica	6,090	74.2%	2,594	22.8%	3,496	-1.2%	(41)	18.3%	3,537	17.2%
Receita de construção de infraestrutura	2,073	53.1%	719	7.8%	1,354	29.4%	307	7.1%	1,047	5.1%
Outras receitas operacionais	15,467	42.6%	(3,268)	57.8%	10,843	-23.7%	(3,268)	56.7%	14,209	69.0%
Deduções da receita operacional	(13,309)	-14.0%	(1,636)	-49.8%	(11,672)	14.8%	2,031	-61.1%	(13,703)	-66.5%
Receita operacional líquida	26,745	39.9%	7,631	100.0%	19,113	-7.2%	(1,487)	100.0%	20,599	100.0%
Custo com energia elétrica	(16,902)	-50.9%	(5,701)	-63.2%	(11,200)	15.9%	2,112	-58.6%	(13,312)	-64.6%
Energia comprada para revenda	(15,617)	-58.6%	(5,768)	-58.4%	(9,849)	16.9%	1,998	-51.5%	(11,847)	-57.5%
Encargo de uso do sist transm distrib	(1,284)	5.0%	67	-4.8%	(1,351)	7.8%	114	-7.1%	(1,465)	-7.1%
Despesa operacional	(6,822)	-26.6%	(1,432)	-25.5%	(5,389)	-16.1%	(747)	-28.2%	(4,642)	-22.5%
Pessoal	(1,377)	-25.9%	(283)	-5.1%	(1,094)	-16.5%	(155)	-5.7%	(939)	-4.6%
Entidade de previdência privada	(114)	-48.9%	(37)	-0.4%	(77)	-27.1%	(16)	-0.4%	(60)	-0.3%
Material	(250)	-31.6%	(60)	-0.9%	(190)	-35.7%	(50)	-1.0%	(140)	-0.7%
Serviço de terceiros	(727)	-11.7%	(76)	-2.7%	(651)	-16.5%	(92)	-3.4%	(559)	-2.7%
Depreciação/amortização	(1,243)	-20.0%	(207)	-4.6%	(1,036)	-6.0%	(59)	-5.4%	(977)	-4.7%
Custo de construção de infraestrutura da concessão	(2,072)	-53.2%	(719)	-7.7%	(1,352)	-29.4%	(307)	-7.1%	(1,045)	-5.1%
Amortização de intangível de concessão	(286)	-12.2%	(31)	-1.1%	(255)	15.7%	48	-1.3%	(303)	-1.5%
Outros	(753)	-2.5%	(18)	-2.8%	(734)	-18.7%	(116)	-3.8%	(619)	-3.0%
Resultado do serviço	3,022	19.8%	499	11.3%	2,523	-4.6%	(122)	13.2%	2,645	12.8%
Equivalência patrimonial	312	0.4%	1	1.2%	311	43.3%	94	1.6%	217	1.1%
Resultado financeiro	(1,488)	-2.3%	(34)	-5.6%	(1,453)	-3.3%	(46)	-7.6%	(1,408)	-6.8%
Receitas financeiras	880	-26.7%	(320)	3.3%	1,201	5.0%	57	6.3%	1,143	5.5%
Despesas financeiras	(2,368)	10.8%	286	-8.9%	(2,654)	-4.1%	(103)	-13.9%	(2,551)	-12.4%
Resultado antes dos tributos	1,847	33.8%	466	6.9%	1,381	-5.0%	(73)	7.2%	1,454	7.1%
Contribuição social	(169)	-11.8%	(18)	-0.6%	(151)	5.8%	9	-0.8%	(160)	-0.8%
Imposto de renda	(435)	-24.0%	(84)	-1.6%	(351)	16.3%	68	-1.8%	(419)	-2.0%
Lucro Líquido	1,243	41.4%	364	4.6%	879	0.4%	4	4.6%	875	4.2%
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	1,180	31.0%	279	4.4%	901	4.2%	36	4.7%	865	4.2%
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	63	-390.0%	85	0.2%	(22)	-311.2%	32	-0.1%	10	0.1%

Receita operacional líquida:

A receita operacional líquida corresponde a receita de operações com energia elétrica, outras receitas operacionais e as deduções da receita operacional (impostos e contribuições setoriais). Abaixo demonstramos quadro comparativo das receitas em 2017, 2016 e 2015.

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

	31/12/2017			31/12/2016			31/12/2015	
	R\$	GWh	AH %	R\$	GWh	AH %	R\$	GWh
Receita Operacional Líquida								
Residencial	11.663	19.122	12,5%	10.367	16.473	5,4%	9.833	16.164
Industrial	5.096	14.661	-3,5%	5.282	13.022	-4,4%	5.527	12.748
Comercial	5.499	10.220	1,2%	5.432	9.720	3,1%	5.266	9.259
Rural	1.174	3.762	43,7%	817	2.474	8,9%	750	2.152
Poderes Públicos	788	1.456	14,1%	690	1.271	2,4%	675	1.278
Iluminação Pública	655	1.964	12,9%	580	1.746	1,2%	573	1.649
Serviço Público	978	2.157	8,5%	902	1.840	2,5%	879	1.797
(-) Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	(66)		-8,5%	(72)		-9,1%	(79)	-
Fornecimento Faturado	25.787	53.342	7,5%	23.998	46.546	2,4%	23.425	45.049
Consumo Próprio	-	34	0,0%	-	32	0,0%	-	33
Fornecimento Não Faturado (Líquido)	(90)		-277,6%	50		-75,1%	203	
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	(9.274)		2,4%	(9.055)		11,5%	(8.118)	
Fornecimento de Energia Elétrica	16.423	53.376	9,5%	14.993	46.578	-3,3%	15.509	45.082
Furnas Centrais Elétricas S.A.	566	3.026	5,9%	534	3.034	9,9%	486	3.026
Outras Concessionárias e Permissionárias	3.241	16.637	36,7%	2.371	12.252	6,6%	2.223	10.656
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	(57)	-	11,7%	(51)	-	0,0%	(47)	-
Energia Elétrica de Curto Prazo	2.340	8.194	264,7%	642	6.173	-26,7%	875	4.289
Suprimento de Energia Elétrica	6.090	27.857	74,2%	3.496	21.459	-1,2%	3.537	17.971
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo	9.330		2,5%	9.106		11,5%	8.165	
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre	2.138		3,9%	2.057		8,4%	1.898	
(-) Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	(22)		22,1%	(18)		6,1%	(17)	
Receita de construção da infraestrutura de concessão	2.073		53,1%	1.354		29,4%	1.047	
Ativo e passivo financeiro setorial	1.901		-190,7%	(2.095)		-183,6%	2.507	
Atualização do ativo financeiro da concessão	204		9,8%	186		-52,7%	393	
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários - liminares	1.419		12,1%	1.266		41,4%	896	
Outras receitas e rendas	496		13,2%	438		19,3%	367	
Outras Receitas Operacionais	17.540		42,7%	12.295		-19,4%	15.256	
Receita Operacional Bruta	40.053		30,1%	30.785		-10,3%	34.302	
ICMS	(5.456)		10,6%	(4.935)		5,3%	(4.686)	
PIS	(603)		27,8%	(472)		-10,9%	(529)	
COFINS	(2.778)		27,8%	(2.173)		-10,9%	(2.438)	
ISS	(16)		50,7%	(11)		28,8%	(8)	
Reserva Global De Reversão - RGR	(3)		-30,2%	(4)		67,3%	(3)	
Conta Desenv Energético - CDE	(3.186)		-5,2%	(3.361)		-15,4%	(3.970)	
Programa de P & D e Eficiência Energética	(192)		38,5%	(139)		-12,6%	(159)	
PROINFA	(167)		36,9%	(122)		34,0%	(91)	
Bandeiras tarifárias e outros	(878)		104,3%	(430)		0,0%	(1.796)	
Outros	(30)		0,0%	(27)		0,0%	(23)	
Deduções das Receitas	(13.309)		14,0%	(11.672)		-14,8%	(13.703)	
Receita Operacional Líquida	26.745		39,9%	19.112		-7,2%	20.599	

Principais variações da Receita Operacional Líquida de 2017, comparado com 2016:**Receita Operacional Bruta:**

A Receita Operacional Bruta em 2017 foi de R\$ 40.053 milhões, representando um aumento de 30,1% (R\$ 9.269 milhões) quando comparado com 2016. Excluindo os efeitos da consolidação da RGE Sul, adquirida em outubro de 2016, a receita operacional bruta passa para R\$ 34.596 milhões, representando um aumento de R\$ 15,7% (R\$ 4.685 milhões) quando comparado com 2016. No balanço consolidado contempla o resultado da RGE Sul de 12 meses em 2017 contra 2 meses em 2016.

Os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 7,5% (R\$ 1.788 milhões) no fornecimento de energia elétrica faturado, justificado pelo: (i) pelo aumento de 14,6% (R\$ 3.285 milhões) na quantidade de energia vendida, impactada principalmente pela aquisição da RGE Sul em 31 de outubro de 2016 (R\$ 3.232 milhões), compensado parcialmente (ii) pela redução 6,2% (R\$ 1.497 milhões) nas tarifas médias praticadas, impactado principalmente pelo resultado negativo pela aplicação de bandeiras tarifárias verde na maior parte do ano de 2016 e somente em poucos meses em 2017, compensado pelo efeito positivo dos reajustes tarifários (RTA) de cada distribuidora;
- Aumento de 74,2% (R\$ 2.594 milhões) no suprimento de energia elétrica, devido principalmente: (i) pelo aumento de 264,7% (R\$ 1.699 milhões) nas vendas de energia de curto prazo impulsionado pelo aumento de 32,7% na quantidade de energia vendida, impactado principalmente pelos efeitos

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

da aquisição da RGE Sul, e de um aumento nas tarifas médias praticadas de 2,75%, e (ii) pelo aumento de 36,7% (R\$ 869 milhões) com a venda de energia a outras concessionárias e permissionárias impulsionado pelo aumento 1,1% no preço médio praticado apresentado uma pequena redução (0,3%) na quantidade de energia vendida.

- Aumento de R\$ 5.021 milhões em outras receitas operacionais (que excluem a receita de TUSD dos consumidores cativos) devido principalmente pelo aumento (i) de R\$ 3.996 milhões na receita de Ativo e Passivo Financeiro Setorial, o que representou uma receita de R\$ 1.901 milhões em 2017 em comparação com uma despesa de R\$ 2.095 milhões em 2016. Esta receita reflete as diferenças temporárias entre os custos orçados (Parcela A e outros componentes financeiros) incluídos na tarifa no início do período tarifário e aquelas que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa, constituindo um direito a receber pela concessionária nos casos em que os custos orçados e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos orçados e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente incorridos (vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras); (ii) de 53,1% (R\$ 719 milhões) de receita de construção de infraestrutura de concessão; (iii) de 12,1% (R\$ 153 milhões) em subvenção baixa renda e descontos tarifários com recursos do CDE (vide nota 25.3 de nossas demonstrações financeiras).

Deduções da Receita Operacional:

As Deduções da Receita Operacional em 2017 foram de R\$ 13.309 milhões, apresentando um aumento de 14,0% (R\$ 1.637 milhões) comparado com 2016. Excluindo os efeitos da RGE Sul de R\$ 1.719 milhões, decorrente de sua aquisição em outubro de 2016, as deduções da receita operacional tiveram uma pequena redução de R\$ 83 milhões.

O aumento das deduções da receita operacional se deu principalmente pelo aumento (i) de R\$ 736 milhões (27,8%) referente a PIS e Cofins em função basicamente do aumento de nossas receitas operacionais bruta (base de cálculo desses impostos); (ii) de 104,3% (R\$ 448 milhões) referente a Bandeiras Tarifárias que as distribuidoras faturaram de seus consumidores (vide nota 25.4 de nossas demonstrações contábeis); (iii) de 10,6% (R\$ 521 milhões) com ICMS, como resultado do aumento de nossa receita de fornecimento faturado. Esses aumentos foram parcialmente compensados pela redução de 5,2% (R\$ 175 milhões) na Conta de Desenvolvimento Energético – CDE como resultado das novas cotas impostas pela ANEEL para 2017 (vide notas 25.5 de nossas demonstrações financeiras)

Principais variações da Receita Operacional Líquida de 2016, comparado com 2015:

Receita Operacional Bruta:

A Receita Operacional Bruta em 2016 foi de R\$ 30.785 milhões, representando uma redução de 10,3% (R\$ 3.517 milhões) quando comparado com 2015.

Os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 2,4% (R\$ 573 milhões) no fornecimento de energia elétrica faturado, justificado pelo: (i) pelo aumento de 3,3% (R\$ 773 milhões) na quantidade de energia vendida, compensado parcialmente (ii) pela redução 0,9% (R\$ 200 milhões) nas tarifas médias praticadas, resultado do resultado negativo pela aplicação de bandeiras tarifárias verde na maior parte do ano de 2016, compensado pelo efeito positivo dos reajustes tarifários (RTA ou RTP) de cada distribuidora;
- Redução de 1,2% (R\$ 41 milhões) no suprimento de energia elétrica, devido principalmente à redução de 26,7% (R\$ 233 milhões) nas vendas de energia de curto prazo impulsionado pela redução nas tarifas médias praticadas apesar de um aumento de 43,9% na quantidade de energia vendida, compensada parcialmente pela (i) aumento de 6,6% (R\$ 148 milhões) com a venda de energia a outras concessionárias e permissionárias o que representa o efeito líquido de um aumento de 15,0% na quantidade de energia vendida e uma redução 7,2% no preço médio praticado, e (ii) aumento de 9,9% (R\$ 48 milhões) no suprimento de energia elétrica para Furnas devido a um

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

aumento de 9,6% no preço médio praticado com a quantidade de energia vendida tendo ficado relativamente estável.

- Redução de 55,0% (R\$ 3.901 milhões) em outras receitas operacionais (que excluem a receita de TUSD dos consumidores cativos) devido principalmente: (i) a redução de R\$ 4.601 milhões na receita de Ativos e Passivos Financeiros Setoriais, o que representou uma despesa de R\$2.095 milhões em 2016 em comparação com uma receita de R\$ 2.507 milhões em 2015. Esta despesa reflete as diferenças temporárias entre os custos orçados (Parcela A e outros componentes financeiros) incluídos na tarifa no início do período tarifário e aquelas que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa, constituindo um direito a receber pela concessionária nos casos em que os custos orçados e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos orçados e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente incorridos (vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras); (ii) a redução de R\$ 207 milhões na receita de atualização do ativo financeiro de concessão (vide notas 7 e 3.1 das nossas demonstrações financeiras), compensadas parcialmente pelos aumentos (i) de 41,4% (R\$ 370 milhões) em subvenção baixa renda e descontos tarifários com recursos do CDE (vide nota 27.4 de nossas demonstrações financeiras); (ii) de 29,4% (R\$ 307 milhões) de receita de construção de infraestrutura de concessão, e (iii) ao aumento de 8,4% (R\$ 159 milhões) da receita de TUSD pela utilização de nossa rede por consumidores livres.

Deduções da Receita Operacional:

As Deduções da Receita Operacional em 2016 foram de R\$ 11.672 milhões, apresentando uma redução de 14,8% (R\$ 2.031 milhões) comparado com 2015 devido principalmente: (i) a redução de R\$ 1.366 milhões referente a Bandeiras Tarifárias que as distribuidoras faturaram de seus consumidores (vide nota 27.6 de nossas demonstrações contábeis); (ii) a redução de R\$ 609 milhões na Conta de Desenvolvimento Energético – CDE como resultado das novas cotas impostas pela ANEEL para 2016 (vide notas 27.6 de nossas demonstrações financeiras), e (iii) a redução de R\$ 323 milhões (10,9%) referente a PIS e Cofins em função basicamente da redução de nossas receitas operacionais bruta (base de cálculo desses impostos). Essas reduções foram parcialmente compensadas pelo aumento de 5,3% (R\$ 249 milhões) com ICMS, como resultado do aumento de nossa receita de fornecimento faturado.

Principais variações do Custo com Energia Elétrica de 2017, comparado com 2016:

O Custo com Energia Elétrica em 2017 totalizou R\$ 16.902 milhões, representando um aumento de 50,9% (R\$ 5.701 milhões) comparado com 2016. Excluindo os efeitos da RGE Sul, o custo com energia elétrica em 2017 ficou em R\$ 14.667 milhões, representado um aumento de 34,9% (R\$ 3.792 milhões).

O aumento do custo com energia elétrica está representado pelas seguintes variações:

- Energia Elétrica Comprada para Revenda:

Aumento de 58,6% (R\$ 5.768 milhões), devido principalmente: (i) do aumento 67,1% (R\$ 5.728 milhões) da energia adquirida através de leilão no ambiente regulado, refletindo um aumento de 36,7% (R\$ 3.135 milhões) no preço médio de compra e 22,2% (R\$ 2.593 milhões) no volume de energia comprada; (ii) do aumento de 16,0% (R\$ 325 milhões) da energia adquirida de Itaipu, reflexo do aumento 3,4% no preço médio da energia elétrica comprada causado por um aumento de 11,4% na tarifa (que é estabelecido anualmente pela ANEEL em US\$ / kW) e uma redução de 8,1% na taxa média do real frente ao dólar norte-americano em 2017 em relação a 2016, compensada por um aumento de 12,2% no volume de energia comprada; e (iii) do aumento de 107,6% (ou R\$ 290 milhões) no custo de energia comprado no mercado de curto prazo, impulsionado principalmente por um aumento de 59,6% na quantidade comprada. Esses aumentos foram parcialmente compensados com o aumento dos créditos de Pis e Cofins no valor de R\$575 milhões relacionados a compras de energia, o que representa uma diminuição no custo de energia.

- Encargos do Uso do Sistema de Distribuição:

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

Redução de 4,9% (R\$ 67 milhões) devido principalmente pela redução (i) de 224,9% (R\$ 816 milhões) com os Encargos de serviço de sistema – ESS referente ao superávit do PLD sobre a energia de reserva repassado aos consumidores abatendo os custos com ESS; (ii) de 100,3% (R\$ 107 milhões) com Encargos de Energia de Reserva – ERR. Essas reduções foram parcialmente compensadas pelos aumentos (iii) de 84,8% (R\$ 707 milhões) com Encargos de Rede Básica; (iv) de 200,3% (R\$ 107 milhões) com encargos de transporte de Itaipu e (v) de 44,3% (R\$ 38 milhões) com encargos de conexão.

Principais variações do Custo com Energia Elétrica de 2016, comparado com 2015:

O Custo com Energia Elétrica em 2016 totalizou R\$ 11.200 milhões, representando uma redução de 15,9% (R\$ 2.112 milhões) comparado com 2015, apresentando as seguintes variações:

- **Energia Elétrica Comprada para Revenda:**

Redução de 16,9% (R\$ 1.998 milhões), devido principalmente: (i) da redução de 29,4% (R\$ 844 milhões) da energia adquirida de Itaipu, reflexo da redução de 31,0% no preço médio da energia elétrica comprada em função da depreciação média de 4,3% do real frente ao dólar em 2016 e pela redução de 32,3% na tarifa (que é determinada anualmente pela ANEEL em dólar/kW), compensado por um aumento de 2,3% na quantidade de energia comprada; (ii) da redução de 72,5% (R\$ 711 milhões) de energia comprada de curto prazo, impulsionado pela redução de 43,7% na quantidade de energia comprada; (iii) da redução 7,1% (R\$ 655 milhões) da energia adquirida através de leilão no ambiente regulado, refletindo um aumento de 15,5% no volume de energia comprada, que foi compensado por reduções nos preços médios de compra praticados. Essas reduções foram parcialmente compensadas pela redução de 17,1% (R\$ 209 milhões) dos créditos de PIS e Cofins relativos a compra de energia.

- **Encargos do Uso do Sistema de Distribuição:**

Redução de 7,8% (R\$ 114 milhões) devido principalmente pela redução (i) de 34,7% (R\$ 193 milhões) com os Encargos de serviço de sistema – ESS, e (ii) de 1,5% (R\$ 13 milhões) com Encargos de Rede Básica. Essas reduções foram parcialmente compensadas (iii) pelo aumento de 95,3% (R\$ 52 milhões) com Encargos de Energia de Reserva – ERR, e (iv) pelo aumento de 50,8% (R\$ 29 milhões) com Encargos de Conexão e (v) pela redução do crédito de PIS e Cofins no montante de R\$ 11 milhões (o que representa um aumento nas tarifas de uso da rede elétrica).

Custos e Despesas Operacionais:

Principais variações dos Custos e Despesas Operacionais de 2017, comparado com 2016:

Os Custos e Despesas Operacionais foram de R\$ 6.822 milhões, um aumento de 26,6% (R\$ 1.432 milhões) quando comparado com 2016. Excluindo os efeitos da RGE Sul, os custos e despesas operacionais em 2017 seriam R\$ 5.714 milhões, representando um aumento de 10,5% (R\$ 542 milhões).

O aumento dos custos e despesas operacionais ocorreu principalmente pelas seguintes variações:

- aumento de 53,2% (R\$ 719 milhões) em custos de construção de infraestrutura da concessão, decorrente dos investimentos em melhoria e expansão do sistema de distribuição e transmissão;
- aumento de 25,9% (R\$ 283 milhões) em despesas com pessoal, refletindo além dos efeitos da aquisição da RGE Sul, o acordo de negociação coletiva;
- aumento de 19,9% (R\$ 207 milhões) nas despesas de depreciação e amortização principalmente em função da entrada em operação da planta Pedra Cheirosa;
- aumento de 11,7% (R\$ 76 milhões) em despesa de serviços de terceiros;
- aumento de 31,6% (R\$ 60 milhões) com consumo de materiais em nossas operações;
- aumento de 48,9% (R\$ 37 milhões) com entidades de previdência privada;
- aumento de R\$ 31 milhões nas despesas de amortização de Ativos Intangíveis de Concessão;
- aumento de 2,5% (R\$ 18 milhões) com outras despesas operacionais.

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

Principais variações dos Custos e Despesas Operacionais de 2016, comparado com 2015:

Os Custos e Despesas Operacionais foram de R\$ 5.389 milhões, um aumento de 16,1% (R\$ 747 milhões) quando comparado com 2015, devido principalmente aos seguintes eventos: (i) aumento de R\$ 307 milhões (29,4%) em custos de construção de infraestrutura da concessão, decorrente dos investimentos em melhoria e expansão do sistema de distribuição e transmissão; (ii) aumento de R\$ 155 milhões (16,5%) em despesas com pessoal, devido ao acordo coletivo e um aumento de 33,6% em nosso número de empregados, embora isso se deva principalmente à aquisição da RGE Sul, tendo impactado apenas as despesas em novembro e dezembro; (iii) aumento de R\$ 92 milhões (16,5%) em despesa de serviço de terceiros; (iv) aumento de R\$ 67 milhões em despesas relacionadas a desativação e alienação de ativos; (v) um aumento de R\$ 59 milhões (6%) nas despesas de depreciação e amortização; (vi) aumento de R\$ 50 milhões (35,7%) com consumo de materiais em nossas operações; e (vii) aumento de R\$ 49 milhões (39%) na provisão para devedores duvidosos. Esses aumentos foram compensados por: (i) uma redução de 31% (R\$ 82 milhões) em despesas legais, judiciais e de indenização e (ii) redução de 15,7% (R\$ 48 milhões) nas despesas de amortização de Ativos Intangíveis de Concessão.

Resultado financeiro:

Principais variações do Resultado Financeiro de 2017, comparado com 2016:

O Resultado Financeiro Líquido apresentou uma despesa de R\$ 1.488 milhões em 2017, representando um aumento de R\$ 34 milhões (2,3%), comparado com 2016.

A redução do resultado financeiro decorre basicamente da redução nas receitas financeiras de 26,7% (R\$ 320 milhões), decorrente principalmente das reduções: (i) de 31,5% (R\$ 210 milhões) na receita de aplicações financeiras em função da queda de indicadores e do saldo médio de caixa; (ii) de 58,7% (R\$ 87 milhões) de atualizações monetárias e cambiais; (iii) de 100,0% (R\$ 33 milhões) na atualização de Ativo Financeiro Setorial em função da queda da inflação quando comparada com 2016 (vide Nota 8 de nossas demonstrações financeiras); (iv) de 39,4% (R\$ 13 milhões) na atualização de créditos fiscais; (v) de 99,2% (R\$ 9 milhões) com juros sobre contratos de mútuo.

Essas reduções foram parcialmente compensadas pelos aumentos (i) de 7,9% (R\$ 19 milhões) com acréscimos e multas moratórias, principalmente com o recebimento de contas de energia elétrica em atraso pelas controladas de distribuição; (ii) de 40,5% (R\$ 14 milhões) com atualização de depósitos judiciais; (iii) de R\$ 18 milhões com garantias, decorrente basicamente da baixa da garantia de empréstimos concedida a controlada em conjunto Foz do Chapecó, e (iv) aumento de 16,1% (R\$ 11 milhões) com créditos de Pis e Cofins que representam uma redução da receita financeira.

As despesas financeiras reduziram em 10,8% (R\$ 286 milhões), principalmente em função da redução (i) 8,0% (R\$ 144 milhões) de encargos da dívida; (ii) de 14,5% (R\$ 106 milhões) em atualizações monetárias e cambiais; (iii) de 46,2% (R\$ 7 milhões) com a amortização do uso do bem público – UBP. Estas reduções nas despesas financeiras foram parcialmente compensadas pela redução de R\$ 18 milhões (25,8%) com juros de empréstimos capitalizados, que representam um aumento nas despesas financeiras.

Principais variações do Resultado Financeiro de 2016, comparado com 2015:

O Resultado Financeiro Líquido apresentou uma despesa de R\$ 1.453 milhões em 2016, representando uma redução de R\$ 46 milhões (3,2%), comparado com 2015. Esta variação decorre basicamente:

- Do aumento nas despesas financeiras de 4,0% (R\$ 103 milhões), principalmente em função do (i) aumento de 5% (ou R\$ 86 milhões) de encargos da dívida; (ii) aumento de R\$ 24 milhões decorrentes de atualizações do passivo financeiros setorial; e (iii) aumento de R\$ 17 milhões em atualizações monetárias e cambiais. Estes aumentos nas despesas financeiras foram parcialmente compensados por um aumento de R\$ 23 milhões (49,4%) com juros de empréstimos capitalizados, que é contabilizado como uma diminuição nas despesas financeiras.

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

- Do aumento nas receitas financeiras de 5,0% (R\$ 57 milhões), decorrente principalmente: (i) aumento de 41,2% (R\$ 195 milhões) na receita de aplicações financeiras; (ii) aumento de 14% (R\$ 30 milhões) de acréscimos e multa moratórias; e (iii) aumento de 21,6% (R\$ 26 milhões) de atualizações monetárias e cambiais. Esses aumentos foram parcialmente compensados por (i) uma redução de 79,9% (R\$ 130 milhões) na atualização de Ativo e Passivo Financeiro Setorial (vide Nota 8 de nossas demonstrações financeiras); (ii) uma redução de 58,4% (R\$ 49 milhões) na atualização de depósitos judiciais; e (iii) redução de R\$ 25 milhões na atualização de créditos tributários.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro**10.2 Comentários dos diretores sobre:****a) resultados das operações do emissor, em especial:**

A segregação dos segmentos operacionais da Companhia é baseada na estrutura interna das informações financeiras e da Administração, e é efetuada através da segmentação pelos tipos de negócio: atividades de distribuição, fontes convencionais de geração, fontes de geração renováveis, comercialização e serviços.

A rentabilidade dos nossos segmentos é variável. Nosso segmento de distribuição reflete primordialmente as vendas a consumidores cativos e cobrança pelo uso do sistema de distribuição (TUSD) junto a consumidores livres, cujos preços são estabelecidos pelo órgão regulador. A quantidade vendida varia principalmente em função de fatores externos, tais como: temperatura, massa salarial e atividade econômica do país. Este segmento representou 78,8% em 2017 da nossa receita operacional líquida (78,7% em 2016 e em 82,4% em 2015), mas sua contribuição ao lucro líquido foi maior em 2017, representando 48,6% do lucro líquido no ano (46,3% em 2016 e 71,5% em 2015).

As contribuições dos segmentos de distribuição, geração convencional, geração renovável, comercialização e serviços para os segmentos de receita líquida e lucro líquido para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017, 2016 e 2015 estão apresentados na tabela a seguir:

	Distribuição	Geração convencional	Geração renováveis	Comercialização	Serviços
2017					
Receita operacional líquida	78,8%	4,5%	7,3%	12,8%	1,8%
Lucro (prejuízo) líquido	48,6%	52,4%	1,6%	7,3%	4,4%
2016					
Receita operacional líquida	78,7%	5,2%	8,8%	10,9%	2,1%
Lucro (prejuízo) líquido	46,3%	57,4%	-16,0%	12,8%	6,1%
2015					
Receita operacional líquida	82,4%	4,8%	7,8%	8,7%	1,4%
Lucro (prejuízo) líquido	71,5%	32,3%	-6,4%	10,1%	5,9%

Nosso segmento de geração por fontes convencionais consiste, em grande parte, de usinas hidrelétricas, e o nosso segmento de geração de fontes renováveis consiste de parques eólicos e usinas termelétricas, de biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. Todas as nossas fontes de geração requerem um elevado investimento em ativos imobilizados, e nos primeiros anos normalmente demandam financiamentos relevantes para construção. A partir do momento em que esses projetos se tornarem operacionais, eles resultarão em uma margem mais elevada (o percentual da receita operacional na receita bruta) do que a margem do segmento de distribuição; no entanto, contribuirão com despesas com juros e custos financeiros mais elevados. Por exemplo, em 2017, nosso segmento de geração por fontes renováveis representou 20,0% de nosso lucro operacional, mas devido à significativa relevância das despesas financeiras incorridas no financiamento desses projetos, a contribuição do segmento para nosso lucro líquido foi bem menor 1,6%. Em 31 de dezembro de 2017, 2,6% do imobilizado de nosso segmento de geração de fontes renováveis estava em construção (2,4% em 31 de dezembro de 2016).

Nosso segmento de comercialização vende energia para consumidores livres e outras concessionárias e permissionárias.

Nosso segmento de serviços presta uma ampla gama de serviços relacionados à eletricidade. Estes serviços são projetados para ajudar nossos consumidores a melhorar a eficiência, custo e confiabilidade de equipamentos.

Nossos segmentos realizam compras e vendas de energia elétrica e serviços de valor agregado entre eles. Em especial, os segmentos de geração (por fontes convencionais e renováveis), de comercialização e serviços vendem energia e fornece serviços para nossas distribuidoras. Em nossas demonstrações consolidadas os resultados das transações inter-segmento são eliminadas. Entretanto, a análise dos resultados individuais dos segmentos seria inadequada e incorreta caso desconsideremos estas operações. Como consequência, as vendas entre os segmentos não foram eliminadas na discussão dos resultados por segmentos.

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

Serviços corporativos e outras atividades não relacionadas nos segmentos anteriores são agrupados em "Outros". Estão incluídos na apresentação dos segmentos operacionais, itens diretamente a eles atribuíveis, bem como eventuais alocações necessárias, incluindo ativos intangíveis e respectivas amortizações.

i. descrição de quaisquer componentes importantes da receita

Nossa receita operacional é proveniente das atividades de distribuição, geração (por fontes convencionais e renováveis), comercialização e serviços relacionados à energia, conforme abaixo:

- Distribuição: consiste, em grande parte, de fornecimento de energia elétrica para clientes cativos, bem como recebimento da tarifa referente o uso da rede de distribuição;
- Geração: consiste na venda da energia gerada por fontes convencionais (hidrelétricas e termelétricas) e por fontes alternativas e renováveis, como PCH's, parques eólicos e termelétricas movidas a biomassa de cana de açúcar;
- Comercialização: consiste no fornecimento e suprimento de energia elétrica para clientes livres e venda para outras concessionárias e permissionárias;
- Serviços: consiste na prestação de serviço de valor agregado relacionado à energia elétrica, como sistema de autoprodução, sistema de transmissão, sistema de distribuição, manutenções elétricas, recuperação de equipamentos, eficiência energética dentre outras atividades de prestação de serviço.

Adicionalmente aos nossos cinco segmentos operacionais acima, nós consolidamos um número de atividades conhecidas como "Outros". As atividades consolidadas como Outros consistiam em (i) a CPFL Telecom e (ii) nossas despesas corporativas, exceto a amortização dos ativos intangíveis relacionados às nossas concessões, que é alocada nos nossos segmentos operacionais. Ressaltamos que, em 2017, iniciamos a consolidação das atividades de nossos dois ativos de transmissão mantidos pela CPFL Geração dentro da geração convencional.

ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Resultados das Operações —2017 em comparação a 2016

Receitas Operacionais Líquidas

Em comparação a 2016, nossa receita operacional líquida apresentou um aumento de 39,9% (ou R\$ 7.633 milhões) para R\$ 26.745 milhões em 2017. Excluído os efeitos da consolidação da RGE Sul, adquirida em outubro de 2016, a receita operacional líquida passa para R\$ 23.375 milhões, representando um aumento de R\$ 25,6% (R\$ 4.768 milhões) quando comparado com 2016.

Esse aumento na receita operacional foi devido principalmente ao efeito combinado de: (i) variação positiva de R\$ 3.996 milhões com Ativo e Passivo Financeiro Setorial, conforme discutido na seção "Outras Receitas Operacionais" abaixo; (ii) aumento de R\$ 1.699 milhões nas vendas de energia no mercado de curto prazo, conforme discutido na seção "Vendas por Destino" abaixo; (iii) aumento de R\$ 1.430 milhões nas vendas de energia elétrica para consumidores finais, conforme discutido na seção "Vendas por Destino" abaixo; e (iv) um aumento de R\$ 869 milhões com a venda de energia elétrica a outras concessionárias e permissionárias, parcialmente compensado por um aumento de R\$ 1.637 milhões nas deduções da receita operacional, discutidas na seção "Deduções da receita operacional" abaixo.

A discussão a seguir descreve as mudanças em nossas receitas operacionais líquidas por destino e por segmento, com base nos itens que compõem nossa receita bruta.

Vendas por Destino

Vendas aos consumidores finais

Comparado a 2016, nossa receita operacional bruta de vendas a Consumidores Finais (que inclui a receita de TUSD de consumidores cativos) aumentou 7,5% (ou R\$ 1.788 milhões) em 2017, para R\$

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

25.787 milhões. Nossas receitas operacionais brutas refletem principalmente as vendas para consumidores cativos nas áreas de concessão de nossas cinco subsidiárias de distribuição, bem como a receita de TUSD a partir do uso de nossa rede por consumidores cativos e estão sujeitas a reajuste tarifário conforme mostrado abaixo. Nossa receita operacional bruta também reflete as vendas para Consumidores Livres nas classes comerciais e industriais.

As tarifas das empresas de distribuição são ajustadas a cada ano, em percentuais específicos para cada classe de consumidores. O mês em que o reajuste tarifário entra em vigor varia, impactando tanto o ano em que ocorre o reajuste tarifário quanto o ano seguinte. O ajuste nas maiores subsidiárias ocorreu em abril (CPFL Paulista), junho (RGE e RGE Sul) e outubro (CPFL Piratininga).

Em 2017, os preços de energia elétrica reduziram em média 6,2%, devido principalmente aos ajustes tarifários negativos de -10,5% para a CPFL Paulista, de -6,43% para o RGE SUL, compensados pelos ajustes tarifário positivo de 5,00% para RGE e de 17,28% para CPFL Piratininga. Como resultado, embora a tarifa vermelha tenha sido vigente para a maior parte de 2017, em relação a 2016, os efeitos dos ajustes tarifários (Ajuste Anual - RTA ou Revisão Periódica - RTP, uma vez que não há ajuste anual no ano da revisão periódica) excedeu os outros efeitos tarifários. Para obter mais informações, veja a nota 25.2 das nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais auditadas. Os preços médios globais para consumidores finais em 2017 foram menores para todas as classes de consumidores:

- **Consumidores residenciais e comerciais.** Com relação aos consumidores cativos, que representam 95,3% da quantidade total vendida a essas categorias em nossas demonstrações financeiras consolidadas, os preços médios diminuíram 5,3% para os residenciais e 3,6% para os comerciais, devido aos reajustes tarifários anuais, como descritos acima. Com relação aos Consumidores Livres, que compreendem somente consumidores comerciais, o preço médio diminuiu 25,7%.
- **Consumidores industriais.** Os preços médios diminuíram 5,6% devido principalmente aos ajustes tarifários descritos acima. Com relação aos Consumidores Livres, o preço médio para os consumidores industriais diminuiu 31,4%. A queda no preço médio para os consumidores industriais deveu-se a redução das tarifas em função dos reajustes tarifários anuais dos contratos para a utilização do nosso sistema de distribuição (TUSD) por Consumidores Livres.

A quantidade total de energia vendida para Consumidores finais em 2017 aumentou 14,6% em comparação a 2016. Esse aumento representa o efeito de um aumento de 86% (ou 4.427 GW) na quantidade de energia vendida para consumidores livres convencionais (impulsionada por aumentos de (i) 3.512 GW para consumidores industriais, (ii) 725 GW para consumidores comerciais e (iii) 190 GW para outros consumidores pelas nossas subsidiárias de comercialização como resultado da migração desses consumidores de cativo para a categoria de consumidores livres) e a inclusão das operações de distribuição da RGE Sul em nossos resultados consolidados para todo o ano em 2017, o que levou a um aumento de 5.563 GW (em comparação com a consolidação de 1.141 GW da RGE Sul nos dois últimos meses de 2016).

A quantidade vendida para classes residencial e comercial, que representa 66,6% de nossas vendas para consumidores finais, aumentou 16,1% (ou 2.649 GW) e 5,2% (ou 501 GW), respectivamente. Estes aumentos foram devidos ao efeito combinado de:

- Residencial: (i) a inclusão das operações de distribuição da RGE Sul em nossos resultados consolidados para todo o ano em 2017 (em comparação com a inclusão apenas nos últimos dois meses de 2016), o que levou a um aumento de 2.230 GW vendidos para consumidores residenciais, em comparação com 426 GW em 2016; e (ii) um aumento de 2,6% da quantidade vendida pelas nossas subsidiárias de distribuição (excluindo RGE Sul) para a classe residencial; devido à maior força econômica de nossos consumidores residenciais em 2017, impulsionada pelo crescimento do PIB de 1,0% em 2017 em comparação com a contração do PIB de 3,5% em 2016.
- Comercial: (i) um aumento de 142 GW na quantidade de energia vendida para a classe comercial; e (ii) um aumento de 617 GW na quantidade vendida por nossas subsidiárias de comercialização devido à migração de consumidores cativos para a categoria de consumidores livres. Esse aumento foi parcialmente compensado por uma redução de 60,9% (ou 258 GW) na quantidade de energia elétrica de fontes renováveis vendidas a consumidores comerciais que elegeram para se tornar

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

consumidores livres especiais, cuja demanda contratada de energia elétrica está entre 500 kV e 3 MW e que são autorizados a comprar energia apenas a partir de fontes renováveis.

A quantidade vendida aos consumidores industriais em 2017, que representaram 19,8% de nossas vendas para consumidores finais (comparado com 22,0% em 2016), diminuiu 2,2% no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2017 em comparação ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2016. As quantidades para consumidores cativos nessa categoria diminuíram 6,6%, o que representa o efeito líquido de um decréscimo de 463 GW referente às nossas subsidiárias distribuidoras e do aumento na migração de consumidores industriais do mercado cativo para o mercado livre. Em relação aos consumidores livres, os volumes vendidos aumentaram 5,1% (ou 725 GW), refletindo a mesma migração de consumidores, bem como melhorias nas condições econômicas brasileiras durante o ano de 2017.

Suprimento de energia elétrica

Em comparação a 2016, nossa receita operacional bruta de suprimento de energia elétrica aumentou 74,2% (ou R\$ 2.594 milhões) para R\$ 6.090 milhões em 2017 (15,2% da receita operacional bruta), devido principalmente a (i) um aumento de 264,7% (ou R\$ 1.699 milhões) nas vendas de energia no mercado à vista (impulsionado principalmente pelo aumento nos preços médios praticados), e (ii) aumento de 36,7% (ou R\$ 869 milhões) nas vendas de energia elétrica para outras concessionárias e permissionárias. Esses aumentos refletem o efeito combinado de um aumento de 28,4% nas quantidades de energia vendidas e um aumento de 35,7% no preço médio das vendas em relação a 2016.

Outras receitas operacionais

Em comparação a 2016, nossas outras receitas operacionais brutas (que excluem a receita TUSD de consumidores cativos) aumentaram 157,4% (ou R\$ 5.021 milhões) para R\$ 8.210 milhões em 2017 (20,5% de nossas receitas operacionais brutas), devido principalmente:

Isso leva a um ajuste para reconhecer a redução (ou aumento) futura nas tarifas para levar em conta custos menores (ou adicionais) no ano corrente, sendo esse ajuste reconhecido como um item de receita positivo (ou negativo). O aumento deste item em 2017 foi impulsionado principalmente por um aumento de R\$ 2.353 milhões relacionados ao custo de energia elétrica, um aumento de R\$ 642 milhões relacionados ao repasse de Itaipu e um aumento de R\$ 610 milhões nas contribuições ao ESS e EER. Para mais informações, consulte a nota 8 de nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais auditadas;

- (i) uma variação positiva de R\$ 3.996 milhões na receita de Ativo e Passivo Financeiro Setorial, que representou uma receita de R\$ 1.901 milhões em 2017, em comparação com uma despesa de R\$ 2.095 milhões em 2016. Essa receita reflete as diferenças temporárias entre nossos custos orçados incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa, constituindo um direito contratual de pagamento (ou recebimento) pela concessionária através de tarifas subsequentes ou para pagar ou receber do poder concedente quaisquer valores remanescentes no vencimento da concessão. Isso leva a um ajuste a fim de reconhecer a redução (ou aumento) futura nas tarifas para levar em conta custos menores (ou adicionais) no ano corrente, sendo esse ajuste reconhecido como um item positivo (ou negativo) de receita. O aumento deste item em 2017 foi impulsionado principalmente por um aumento de R\$ 2.353 milhões no custo da energia elétrica comprada; um aumento de R\$ 495 milhões com repasse de Itaipu e um aumento de R\$ 610 milhões em contribuições para a ESS e EER. Para mais informações, veja a nota 8 das nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais auditadas;
- (ii) aumento de R\$ 719 milhões na receita da construção de infraestrutura de concessão; e
- (iii) aumento de 12,1% (ou R\$ 153 milhões) na receita referente ao subsídio de baixa renda e descontos nas tarifas reembolsadas por recursos da conta do CDE (ver nota 25.3 das nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais auditadas).

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

Deduções das receitas operacionais

Deduzimos determinados tributos e encargos setoriais da nossa receita operacional bruta para o cálculo da receita líquida. O imposto estadual sobre valor agregado (ICMS) é calculado com base na receita bruta de venda para consumidores finais (fornecimento faturado); o PIS e COFINS federais, são calculados com base na receita operacional bruta total, e os programas de eficiência energética e de pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica (encargos regulatórios) são calculados com base na receita operacional líquida. Outros encargos setoriais podem variar dependendo do efeito regulatório refletido nas nossas tarifas.

Essas deduções representaram 33,2% de nossa receita operacional bruta em 2017 e 37,9% em 2016. Em comparação com 2016, essas deduções aumentaram 14,0% (ou R\$ 1.637 milhões) para R\$ 13.309 milhões em 2017, devido principalmente a: (i) um aumento de 27,8% (ou R\$ 736 milhões) referentes a PIS e COFINS, principalmente devido ao aumento de nossas receitas operacionais brutas (base de cálculo desses impostos); (ii) um aumento de 10,55% (ou R\$ 521 milhões) com ICMS; (iii) um aumento de R\$ 448 milhões em receitas de bandeira tarifária reconhecidas, que devem ser pagas na Conta de Centralização de Recursos de Bandeira Tarifária administrada pela CCEE; e (iv) uma redução de R\$ 175 milhões em contribuições efetuadas para a Conta CDE em decorrência das novas cotas definidas pela ANEEL em 2017 (ver nota 25.5 para nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais auditadas).

Vendas por segmento

Distribuição

Em comparação com 2016, a receita operacional líquida do segmento de Distribuição aumentou 40,1% (ou R\$ 6.037 milhões) para R\$ 21.077 milhões em 2017. Esse aumento refletiu principalmente o aumento de R\$ 7.519 milhões na receita operacional bruta, devido às seguintes variações:

- (i) uma variação positiva de R\$ 3.996 milhões na receita de Ativos e Passivos Financeiros Setoriais, que representou uma receita de R\$ 1.901 milhões em 2017, em comparação com uma despesa de R\$ 2.095 milhões em 2016 (ver "Outras Receitas Operacionais" acima);
- (ii) um aumento de R\$ 1.272 milhões com suprimento de energia elétrica, impulsionado por aumentos significativos nos preços de energia que conseguimos obter no mercado de energia elétrica de curto prazo;
- (iii) aumento de R\$ 722 milhões na receita de construção de infraestrutura de concessão; e
- (iv) o aumento de 12,1% (ou R\$ 153 milhões) na receita referente ao subsídio de baixa renda e descontos nas tarifas reembolsadas por fundos da Conta CDE (ver nota 25.5 das nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais auditadas e "Outras Receitas Operacionais" acima).

As deduções das receitas operacionais dos segmentos de Distribuição aumentaram 13% (ou R\$ 1.460 milhões) para R\$ 12.692 milhões em 2017, devido principalmente ao: (i) aumento de 38,4% (ou R\$ 1.085 milhões) com PIS, COFINS e ICMS, impulsionado pelo aumento de nossas receitas operacionais brutas (base para o cálculo desses impostos); (ii) aumento de R\$ 448 milhões em deduções relacionadas à receita de bandeira tarifária reconhecida, que deve ser paga na Conta de Centralização de Recursos de Bandeira Tarifária administrada pelo CCEE; e compensada por (iii) uma diminuição de 5,2% (ou R\$ 175 milhões) nas contribuições efetuadas para a conta do CDE devido a novas cotas definidas pela ANEEL em 2017 (ver nota 25.4 para nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais auditadas).

Geração (fontes convencionais)

A receita operacional líquida do segmento de geração de fontes convencionais em 2017 foi de R\$ 1.190 milhões, um aumento de 18,7% (ou R\$ 187 milhões) em relação a R\$ 1.003 milhões em 2016, devido principalmente (i) ao aumento dos preços médios de 5,9% (R\$ 32 milhões) na receita de vendas de nossa UHE Serra da Mesa para Furnas, (ii) um aumento de 6,6% (R\$ 37 milhões) na receita de vendas para nossa subsidiárias de distribuição; (iii) aumento de R\$ 47 milhões da receita de construção de infraestrutura da concessão relacionada à CPFL Morro Agudo; (iv) aumento de R\$ 72 milhões em outras receitas; e (v) um aumento de 181,9% (ou R\$ 11 milhões) na energia vendida no mercado de curto

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

prazo. Esse aumento foi parcialmente compensado por um aumento de 8,8% (R\$ 8 milhões) nas deduções fiscais do PIS e COFINS sobre a receita devido ao aumento das receitas operacionais brutas do segmento (base para o cálculo desses impostos).

Geração (fontes renováveis)

A receita operacional líquida do nosso segmento de geração de fontes renováveis em 2017 foi de R\$ 1.959 milhões, um aumento de 17,1% (ou R\$ 286 milhões) em comparação a R\$ 1.673 milhões em 2016. Esse aumento se deu principalmente ao: (i) aumento de R\$ 210 milhões impulsionada por novas quantidades vendidas a outras concessionárias e permissionárias; e (ii) aumento de R\$ 148 milhões com a venda de energia no mercado de curto prazo. Esses aumentos foram parcialmente compensados por uma redução de 60,9% (ou R\$ 58 milhões) na receita com consumidores livres no setor comercial, impulsionada principalmente por consumidores livres especiais migrando do mercado cativo e um aumento de 6,8% (ou R\$ 7 milhões) nas deduções a receita operacional com PIS e COFINS devido ao aumento na receita operacional bruta do segmento (base para o cálculo desses impostos).

Comercialização

A receita operacional líquida do nosso segmento de Comercialização em 2017 foi de R\$ 3.414 milhões, um aumento de 63,6% (ou R\$ 1.327 milhões) em comparação a R\$ 2.087 milhões em 2016. Esse aumento foi devido principalmente ao: (i) aumento de 102,5% (ou R\$ 782 milhões) na receita de vendas a outras concessionárias permissionárias, impulsionada por um aumento de 76,2% (ou R\$ 4.121 milhões) na quantidade vendida; (ii) aumento de 600,8% (ou R\$ 347 milhões) na receita de vendas no mercado de energia elétrica de curto prazo, impulsionado por um aumento quantidade de energia vendida de 130,6% (ou R\$ 582 milhões); (iii) aumento de 21,3% (ou R\$ 281 milhões) na receita com consumidores industriais livres, impulsionada por um aumento de 38,9% na quantidade de energia vendida; e (iv) aumento de 81,5% (ou R\$ 116 milhões) na receita com consumidores comerciais livres, impulsionada por um aumento de 101,3% na quantidade de energia vendida.

Esses aumentos foram parcialmente compensados por: (i) um aumento de 63,6% (ou R\$ 136 milhões) nas deduções à receita com PIS e COFINS, principalmente devido ao aumento na receita operacional bruta do segmento (base para o cálculo para estes impostos); (ii) uma redução de 99,1% (ou R\$ 57 milhões) em outras receitas; e (iii) uma redução de 100% (ou R\$ 12 milhões) no suprimento de energia elétrica para Furnas.

Serviços

A receita operacional líquida de nosso segmento de serviços em 2017 foi de R\$ 486 milhões, um aumento de 21,3% (ou R\$ 86 milhões) em comparação com R\$ 400 milhões em 2016. Esse aumento foi devido principalmente ao: (i) aumento de R\$ 75 milhões nas receitas de serviços de construção e manutenção; (ii) um aumento de R\$ 27 milhões em receitas de serviços de terceirização administrativa, call center e terceirização de TI. Esses aumentos foram parcialmente compensados por: (i) uma redução de 23,5% (ou R\$ 25 milhões) na receita de nosso negócio de eficiência energética de auto-geração; e (ii) um aumento de 53,8% (ou R\$ 9 milhões) nas deduções a receita com PIS e COFINS devido ao aumento de nossas receitas operacionais brutas (base para o cálculo desses impostos).

Resultado do Serviço de Energia Elétrica consolidado

Custo da Energia Elétrica

Energia elétrica comprada para revenda. Nossos custos de energia elétrica comprada para revenda aumentaram 58,6% (ou R\$ 5.768 milhões) em 2017, para R\$ 15.617 milhões (65,8% de nossos custos e despesas operacionais totais) em comparação com R\$ 9.849 milhões em 2016 (representando 59,4% de nossos custos e despesas operacionais), devido principalmente pelo aumento de 30,1% nos preços médios, refletindo:

- (i) um aumento de 67,1% (ou R\$ 5.728 milhões) no custo da energia comprada no mercado regulado, refletindo um aumento de 22,2% na quantidade de energia comprada e um aumento de 36,7% nos preços médios de compra;
- (ii) um aumento de R\$ 325 milhões em compras de energia da Itaipu, refletindo um aumento de 3,4% no preço médio da energia comprada (em reais), causado por um aumento de 11,4% na

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

tarifa (que é estabelecida anualmente pela ANEEL em US\$/kW), 8,3% com a desvalorização média do real em relação ao dólar norte-americano em 2017 em relação a 2016 e um aumento de 12,2% quantidade de energia comprada; e

- (iii) um aumento de 107,6% (ou R\$ 290 milhões) no custo da energia comprada no mercado de energia de curto prazo. Impulsionado principalmente por um aumento de 59,6% na quantidade comprada.

Esses aumentos foram parcialmente compensados por um aumento de R\$ 575 milhões dos créditos tributários de PIS e COFINS (representando um aumento de 58,2% em relação a 2016) relacionados a compras de energia, o que representa uma diminuição no custo de energia elétrica.

Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição: Nossos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição diminuíram 5,0% (ou R\$ 67 milhões) para R\$ 1.284 milhões em 2017, principalmente em decorrência da: (i) redução de R\$ 816 milhões com Encargos de Serviço do Sistema; e (ii) da redução de R\$ 107 milhões com Encargos de energia da Reserva - EER. Essas reduções foram parcialmente compensadas por (iii) um aumento de R\$ 707 milhões com encargos de uso da rede; (iv) aumento de R\$ 107 milhões na transmissão de Itaipu; e (v) um aumento de R\$ 38 milhões em Encargos de Conexão.

Para obter mais informações sobre os custos de uso da rede elétrica, veja a nota 26 das nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais auditadas.

Outros custos e despesas operacionais

Nossos outros custos e despesas operacionais abrangem nossos custos operacionais, custos dos serviços prestados a terceiros, custos relativos à construção de infraestrutura de concessão, despesas de vendas, despesas gerais e administrativas e outras despesas operacionais.

Comparado a 2016, nossos outros custos e despesas operacionais aumentaram 26,6% (ou R\$ 1.432 milhões) para R\$ 6.822 milhões em 2017, devido principalmente aos seguintes eventos: (i) aumento de 53,2% (ou R\$ 719 milhões) em despesas relacionadas à construção da infraestrutura de concessão, (ii) aumento de 25,9% (ou R\$ 283 milhões) de despesas com pessoal, refletindo o aumento de custos devido ao acordos de negociação coletiva; (iii) um aumento de 19,9% (ou R\$ 207 milhões) nas despesas de depreciação e amortização; (iv) um aumento de 11,7% (ou R\$ 76 milhões) em despesas relacionadas a serviços de terceiros; (v) aumento de R\$ 49 milhões em despesas relacionadas à alienação de ativos; (vi) um aumento de 31,6% (ou R\$ 60 milhões) no consumo de materiais; e (vii) uma redução de 12,1% (ou R\$ 21 milhões) na provisão para créditos de liquidação duvidosa.

Resultado do Serviço de Energia Elétrica

Comparado a 2016, nosso resultado do serviço de energia elétrica aumentou 19,8% (ou R\$ 499 milhões) para R\$ 3.022 milhões em 2017, uma vez que o aumento da nossa receita operacional líquida (R\$ 7.633 milhões) foi maior do que o aumento em nossos custos de geração e distribuição de energia elétrica e outros custos e despesas operacionais (R\$ 7.134 milhões).

Resultado do Serviço de Energia Elétrica por Segmento

Distribuição

Comparado a 2016, o resultado do serviço de energia elétrica de nosso segmento de distribuição aumentou R\$ 217 milhões para R\$ 1.471 milhões em 2017. Conforme discutido acima, a receita operacional líquida do segmento aumentou R\$ 6.037 milhões, enquanto os custos e as despesas operacionais relacionadas ao segmento aumentaram R\$ 5.819 milhões. Os principais fatores que contribuíram para as variações nos custos e despesas operacionais foram os seguintes:

Custos com energia elétrica: Comparado a 2016, os custos com energia elétrica aumentaram 45,1% (ou R\$ 4.399 milhões), para R\$ 14.147 milhões em 2017.

O custo da energia comprada para revenda aumentou 52,6% (ou R\$ 4.473 milhões), refletindo: (i) um aumento de 61,3% (ou R\$ 4.365 milhões) no custo de energia comprada no mercado regulado, refletindo um aumento de 9,8% na quantidade de energia comprada e um aumento de 46,9% nos preços médios de compra praticados; (ii) um aumento de R\$ 325 milhões na compra de energia elétrica

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

de Itaipu, refletindo um aumento de 3,4% no preço médio de compra (em reais), causado por um aumento de 11,4% na tarifa (estabelecida anualmente pela ANEEL em US\$/kW) e uma desvalorização média de 8,3% do real frente ao dólar norte-americano em 2017 em relação a 2016, compensada por um aumento de 12,2% na quantidade de energia comprada e (iii) aumento de 109% (ou R\$ 236 milhões) em custos com o PROINFA. Esse aumento no custo da energia comprada para revenda foi parcialmente compensado por um aumento de 52,3% (ou R\$ 452 milhões) nos créditos tributários de PIS e COFINS relativos às compras de energia elétrica.

Adicionalmente, como mencionado acima, os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição diminuíram 5,0% (ou R\$ 67 milhões) para R\$ 1.284 milhões em 2017, principalmente como resultado de: (i) uma diminuição de R\$ 816 milhões de Encargos de Serviço do Sistema; e (ii) uma diminuição de R\$ 107 milhões Encargos de energia da Reserva - EER. Essas reduções nos encargos foram parcialmente compensadas por (i) um aumento de R\$ 707 milhões com Encargos da Rede Básica; e (ii) aumento de R\$ 29 milhões com Encargos de Conexão.

Outros custos e despesas operacionais. Comparado a 2016, nossos outros custos e despesas operacionais do segmento de distribuição aumentaram 36,2% (ou R\$ 1.248 milhões), para R\$ 4.695 milhões em 2017, devido principalmente a (i) um aumento de 55,3% (ou R\$ 722 milhões) em despesas relativas à construção de infraestrutura de concessão; (ii) aumento de 29,7% (ou R\$ 195 milhões) em despesas com serviços de terceiros; (iii) um aumento de 26,3% (ou R\$ 192 milhões) nas despesas com pessoal, devido principalmente à aquisição da RGE Sul, bem como aumentos de salários decorrente do acordo de negociação coletiva; e (iv) um aumento de 15% (ou R\$ 84 milhões) nas despesas de depreciação e amortização. Esses aumentos foram parcialmente compensados por uma redução de 7,7% (ou R\$ 13 milhões) na provisão para créditos de liquidação duvidosa.

Geração (fontes convencionais)

Comparado a 2016, o resultado do serviço de energia elétrica de nosso segmento de geração convencional aumentou 13,7% (ou R\$ 91 milhões) para R\$ 763 milhões em 2017. Esse aumento foi devido principalmente a um aumento de 18,7% (ou R\$ 187 milhões) na receita operacional líquida conforme discutido na seção "Vendas por Segmento" acima, parcialmente compensado por um aumento de 48,4% (ou R\$ 99 milhões) nos custos e despesas operacionais.

O aumento nos custos e despesas operacionais deveu-se principalmente a (i) um aumento de 62,4% (ou R\$ 46 milhões) nas despesas relativas à construção da infraestrutura de concessão da CPFL Morro Agudo; (ii) um aumento de 17,8% (ou R\$ 4 milhões) em despesas relacionadas a serviços de terceiros; (iii) um aumento de R\$ 49 milhões no custo da energia elétrica, impulsionado por um aumento de 49,6% na quantidade vendida e um aumento de 26,1% nos preços médios praticados.

Em 2017, para minimizar os impactos da alta do GSF e PLD, decorrente de geração hidrelétrica, houve a estratégia de adquirir energia elétrica no mercado de curto prazo, visto que a redução da geração hidrelétrica decorreu da falta de chuvas e consequente baixa do nível dos reservatórios, ocasionando um aumento na geração térmica, encarecendo o PLD.

Esse aumento foi parcialmente compensado pelo reconhecimento de despesa de R\$ 7 milhões relacionada à amortização de custos do GSF.

Geração (fontes renováveis)

Comparado a 2016, o resultado do serviço de energia elétrica de nosso segmento de geração de fontes renováveis aumentou 37,4% (ou R\$ 165 milhões) para R\$ 605 milhões em 2017. Esse aumento foi devido principalmente ao aumento de 17,1% (ou R\$ 286 milhões) na receita operacional líquida (conforme discutido na seção "Vendas por Segmento" acima) parcialmente compensado pelo aumento de 9,9% (ou R\$ 122 milhões) nos custos e despesas operacionais.

O aumento nos custos e despesas operacionais reflete principalmente: (i) um aumento de 15,2% (ou R\$ 61 milhões) nas despesas de depreciação e amortização relacionadas à entrada em operação da PCH Pedra Cheirosa; (ii) aumento de R\$ 16 milhões nas compras de materiais e equipamentos operacionais; (iii) R\$ 15 milhões em despesas relacionadas provisão para perda de valor recuperável de ativo nos projetos Bio Formosa e CPFL Solar Tanquinho; e (iv) um aumento de 10,8% (ou R\$ 10 milhões) em encargos pelo uso do sistema de transmissão e distribuição. Estes aumentos nos custos foram parcialmente compensados por uma redução de 5,6% (ou R\$ 10 milhões) nas despesas com serviços de terceiros.

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

Comercialização

Comparado a 2016, o resultado do serviço de energia elétrica do nosso segmento de comercialização aumentou 5,6% (ou R\$ 9 milhões), para R\$ 168 milhões em 2017. Esse aumento foi devido ao efeito líquido do aumento de 63,6% (ou R\$ 1.327 milhões) na receita operacional líquida do segmento, conforme discutido na seção "Vendas por Segmento" acima, que superou o aumento de 68,5% (ou R\$ 1.319 milhões) dos custos e despesas operacionais. O aumento nos custos e despesas deveu-se principalmente a um aumento de 70,1% (ou R\$ 1.317 milhões) no custo de energia elétrica comprada no mercado regulado, impulsionado por um aumento de 62,2% na quantidade de energia comprada parcialmente compensado pela redução nos preços praticados.

Serviços

Comparada a 2016, o resultado do serviço de energia elétrica do segmento de serviços aumentou 3,4% (ou R\$ 2 milhões), para R\$ 68 milhões em 2017. Esse aumento foi devido ao efeito líquido do aumento de 21,3% (ou R\$ 85 milhões) na receita operacional líquida conforme discutido na seção "Vendas por Segmento" acima, que superou o aumento de 24,0% (ou R\$ 83 milhões) nos custos e despesas operacionais.

Lucro líquido Consolidado

Despesa Financeira Líquida

Comparado a 2016, nossa despesa financeira líquida aumentou 2,3% (ou R\$ 34 milhões), passando de R\$ 1.453 milhões em 2016 para R\$ 1.488 em 2017, devido principalmente a uma redução de R\$ 286 milhões em nossas despesas financeiras, compensado por uma redução de R\$ 320 milhões em nossa receita financeira.

Os motivos da diminuição das despesas financeiras são: (i) uma redução de 24,4% (ou R\$ 171 milhões) decorrentes das atualizações monetários e cambiais, devido a menores médias da taxa de juros; e (ii) uma redução de 8,0% (ou R\$ 144 milhões) nos encargos da dívida. Essas reduções nas despesas financeiras foram parcialmente compensadas por (i) aumento de R\$ 57 milhões decorrente da atualização monetários do passivo financeiro setorial; e (ii) uma redução de 25,8% (ou R\$ 18 milhões) com custos de empréstimos capitalizados, que é contabilizado como um redução nas despesas financeiras.

A diminuição da receita financeira deve-se principalmente aos seguintes fatores: (i) uma redução de 31,5% (ou R\$ 210 milhões) na receita de aplicações financeiras, devido à redução do saldo do caixa e equivalentes de caixa; (ii) queda de 58,7% (ou R\$ 87 milhões) na receita de atualizações monetárias e cambiais; (iii) redução de 100% (ou R\$ 33 milhões) na receita de atualização monetária do ativo e passivo financeiro setorial (ver nota 8 de nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais auditadas); e (iv) redução de R\$ 13 milhões em atualizações de créditos tributários. Essas reduções foram parcialmente compensadas por (i) um aumento de 7,9% (ou R\$ 19 milhões) nos pagamentos de juros e multa; (ii) uma aumento de 16,1% (ou R\$ 11 milhões) com PIS e COFINS sobre outras receitas financeiras; e (iii) um aumento de 40,5% (ou R\$ 14 milhões) na receita de atualização de depósitos judiciais.

Em 31 de dezembro de 2017, tínhamos um endividamento em reais de R\$ 15.310 milhões (em comparação com R\$ 16.452 milhões em 2016), sobre o qual incidem juros e atualizações monetárias calculados com base em diversas taxas e índices do mercado financeiro brasileiro. A variação da taxa média do CDI diminuiu para 9,93% em 2017, contra 14% em 2016; e a TJLP diminuiu para 7,1% em 2017, em comparação com 7,5% em 2016. Possuímos o equivalente a R\$ 4.858 milhões (em comparação com R\$ 5.502 milhões 2016) de endividamento em moeda estrangeira, principalmente em dólares norte-americanos. A fim reduzir o risco de perdas cambiais em relação a esse endividamento em moeda estrangeira e variações nas taxas de juros, temos uma política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge*) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Nosso encargo líquido de imposto de renda e contribuição social aumentou para R\$ 604 milhões em 2017, em comparação com R\$ 501 milhões em 2016. A alíquota efetiva de 32,7% sobre o lucro antes

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

de impostos em 2017 foi menor que a alíquota oficial de 34%, devido ao reconhecimento do imposto diferido de alguns prejuízos fiscais. Tais créditos não constituídos referem-se ao prejuízo gerado para o qual, neste momento, não há uma razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuro suficientes para a sua absorção.

Lucro líquido

Comparado a 2016, e devido aos fatores discutidos acima, o lucro líquido apresentou um aumento de 41,4% (ou R\$ 364 milhões), para R\$ 1.243 milhões em 2017.

Lucro Líquido por Segmento

Em 2017, 48,6% de nosso lucro líquido de nosso segmento de distribuição, 52,4% de nosso segmento de geração de fontes convencionais, 1,6% de nosso segmento de geração de fontes renováveis, 7,3% de nosso segmento de comercialização, 4,4% do nosso segmento de serviços e negativo de 14,3% em Outros.

Distribuição

Comparado a 2016, o lucro líquido do nosso segmento de distribuição aumentou 48,5% (ou R\$ 198 milhões), para R\$ 605 milhões em 2017, como resultado do: (i) aumento de 17,3% (ou R\$ 217 milhões) no resultado do serviço de energia elétrica; compensado por (ii) aumento de 2,9% (ou R\$ 16 milhões) nas despesas financeiras líquidas; e (iii) aumento de 1,3% (ou R\$ 4 milhões) nos encargos de imposto de renda e contribuição social.

O aumento das despesas financeiras líquidas do segmento foi devido principalmente a:

- uma redução de 12,7% (ou R\$ 169 milhões) na despesa financeira, devido principalmente a (i) uma redução de R\$ 1.294 milhões em despesas com derivativos, (ii) aumento de R\$ 1.224 milhões em variações monetárias e cambiais; e (iii) uma redução de R\$ 67 milhões em despesas financeiras com encargos da dívida como resultado de menor endividamento.
- uma queda de R\$ 184 milhões na receita financeira, principalmente devido a: (i) uma redução de 41,4% (ou R\$ 153 milhões) na receita de aplicações financeiras; (ii) uma redução de 100% (ou R\$ 33 milhões) na receita de atualização do ativo e passivo financeiro setorial (ver nota 8 das nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais auditadas); e (iii) uma queda de 48,5% (ou R\$ 38 milhões) com variações monetárias e cambiais. Essas reduções foram parcialmente compensadas por: (i) aumento de 10% (ou R\$ 24 milhões) com juros e multas; e (ii) um aumento de 33% (ou R\$ 12 milhões) com atualização monetária de depósitos judiciais.

Geração (fontes convencionais)

Comparado a 2016, o lucro líquido do nosso segmento de geração de fontes convencionais aumentou 29,0% (ou R\$ 147 milhões) para R\$ 652 milhões em 2017, comparado a R\$ 505 milhões em 2016. Esse aumento deve-se principalmente ao: (i) aumento de 13,7% (ou R\$ 91 milhões) no resultado do serviço de energia elétrica; e (ii) uma redução de 13,4% (ou R\$ 51 milhões) nas despesas financeiras líquidas.

A diminuição das despesas financeiras líquidas deveu-se principalmente a: (i) uma redução de 72,3% (ou R\$ 49 milhões) em variações monetárias e cambiais positivas, classificadas na receita financeira; e (ii) uma redução de 24,2% (ou R\$ 25 milhões) na receita de aplicações financeiras. Essas reduções foram parcialmente compensadas por (i) uma redução de R\$ 114 milhões em despesas com derivativos; e (ii) redução de R\$ 24 milhões em encargos de dívida e variações monetárias e cambiais negativas, impulsionadas pela menor média da taxa de juros.

Geração (fontes renováveis)

Comparado a 2016, o lucro líquido do nosso segmento geração de fontes renováveis aumentou 113,9% (ou R\$ 161 milhões) para R\$ 20 milhões em 2017, contra o prejuízo líquido de R\$ 141 milhões em 2016, principalmente devido ao efeito combinado do: (i) aumento de 37,4% (ou R\$ 165 milhões) no resultado do serviço de energia elétrica; (ii) aumento de R\$ 28 milhões nas despesas com imposto de renda e contribuição social; e (iii) uma redução de 4,5% (ou R\$ 24 milhões) nas despesas financeiras líquidas.

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

O aumento nas despesas financeiras líquidas foi impulsionado por uma redução de R\$ 45 milhões nas despesas com encargos da dívida e variações monetárias e cambiais, compensadas por um aumento de R\$ 25 milhões em custos de empréstimos capitalizados, que é contabilizado como uma diminuição nas despesas financeiras.

Comercialização

Comparado a 2016, o lucro líquido do nosso segmento de comercialização diminuiu 19,6% (ou R\$ 22 milhões), para R\$ 90 milhões em 2017, refletindo o efeito de: (i) uma diminuição de R\$ 40 milhões na receita financeira líquida; (ii) um aumento de 5,6% (ou R\$ 9 milhões) no resultado do serviço de energia elétrica; e (iii) uma redução de R\$ 9 milhões nas despesas de Imposto de Renda e Contribuição Social.

Serviços

Comparado a 2016, o lucro líquido do nosso segmento de serviços aumentou 1,9% (ou R\$ 1 milhão), para R\$ 55 milhões em 2017. Esta variação, relativamente estável, reflete o efeito de: (i) um aumento de 3,4% (ou R\$ 2 milhões) no resultado do serviço de energia elétrica; e (ii) uma ligeira redução de R\$ 1 milhão da receita financeira líquida.

Resultados das Operações —2016 em comparação a 2015

Receitas Operacionais Líquidas

Em comparação a 2015, as receitas operacionais líquidas apresentaram uma redução de 7,2% (ou R\$ 1.487 milhões) em 2016, totalizando R\$ 19.112 milhões. A redução na receita operacional refletiu principalmente da variação negativa de R\$ 4.601 milhões da receita de ativo e passivo financeiro setorial e a redução de R\$ 207 milhões na receita de atualização do ativo financeiro de concessão (vide notas 2.8 e 3.1 das nossas demonstrações financeiras).

Essas reduções foram compensadas (i) pela redução de R\$ 2.031 milhões nas deduções da receita operacional (descritas na sessão 10.1.h "Deduções da receita operacional"); (ii) aumento de R\$ 836 milhões em outras receitas operacionais (descritas na sessão "Outras receitas operacionais"; e (iii) aumento de R\$ 573 milhões em fornecimento de energia elétrica faturado (descritas na sessão "Receita Operacional Bruta".

A seguinte discussão descreve alterações nas nossas receitas operacionais por destino e por segmento, baseadas nos itens compreendidos na nossa receita bruta.

Vendas por Destino

Vendas a consumidores finais

Comparado a 2015, nossa receita operacional bruta de vendas a Consumidores Finais (que inclui a receita de TUSD de consumidores cativos) aumentou 2,4% (ou R\$ 573 milhões) em 2016, para R\$23.998 milhões. Nossas receitas operacionais brutas refletem principalmente as vendas para consumidores cativos nas áreas de concessão de nossas oito subsidiárias de distribuição, bem como a receita de TUSD a partir do uso de nossa rede por consumidores cativos e estão sujeitas a reajuste tarifário conforme mostrado abaixo. Nossa receita operacional bruta também reflete as vendas para Consumidores Livres em categorias comerciais e industriais.

As tarifas das empresas de distribuição são ajustadas a cada ano, em percentuais específicos para cada categoria de consumidores. O mês em que o reajuste tarifário entra em vigor varia, impactando tanto o ano em que ocorre o reajuste tarifário quanto o ano seguinte. O ajuste nas maiores subsidiárias ocorreu em abril (CPFL Paulista), junho (RGE) e outubro (CPFL Piratininga). A RGE Sul, que está incluída em nossas demonstrações de resultado consolidadas desde 01 de novembro de 2016, tem seu reajuste tarifário anual em abril.

Em 2016, os preços de energia elétrica reduziram em média 0,8%, principalmente devido: (i) adoção da bandeira tarifária verde na maior parte de 2016, levando a uma redução da tarifa média quando comparada a bandeira tarifária vermelha aplicada na maior parte de 2015; (ii) o efeito positivo combinado dos ajustes tarifários de 2015 e 2016 (Reajuste Tarifário Anual – RTA ou Revisão Tarifária

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

Periódica – RTP, uma vez que não há Reajuste Anual no ano de Revisão Periódica) para nossas distribuidoras (discutidas no item 10.2.b). Os preços médios gerais nas vendas para Consumidores Finais em 2016 foram mais altos para todas as classes de consumo:

- **Consumidores residenciais e comerciais.** Com relação aos consumidores cativos, que representam 99,1% da quantidade total vendida a essas categorias em nossas demonstrações consolidadas, os preços médios aumentaram 3,5% para os residenciais e 3,8% para os comerciais, devido aos reajustes tarifários anuais, como descritos acima. Com relação aos Consumidores Livres, que compreendem somente consumidores comerciais, o preço médio diminuiu 2,9%.
- **Consumidores industriais.** Os preços médios aumentaram 0,5% para os consumidores cativos, principalmente devido a reajustes tarifários e a bandeira verde durante a maior parte de 2016, conforme descrito acima. Com relação aos Consumidores Livres, o preço médio para os consumidores industriais diminuiu 1,9%. A queda no preço médio para os consumidores industriais deveu-se a redução das tarifas em função dos reajustes tarifários anuais dos contratos para a utilização do nosso sistema de distribuição (TUSD) por Consumidores Livres.

O volume total de energia vendido a consumidores finais em 2016 apresentou um aumento de 3,3% em comparação a 2015. Esse aumento representa o efeito combinado de:

- (i) um aumento de 33,5% (ou 1.638 GW) no volume de energia vendida aos Consumidores Livres Convencionais (impulsionados por aumentos de 1.210 GW para consumidores industriais e 421 GW para consumidores comerciais) pelas nossas subsidiárias de comercialização, como resultado da migração de Consumidores Cativos para a categoria "Consumidores Livres";
- (ii) um aumento de 405 GW no volume de energia proveniente de fontes renováveis vendidas a Consumidores Especiais Livres (aqueles consumidores cuja demanda de energia contratada entre 500 kV e 3 MW, que só podem comprar energia a partir de fontes renováveis);
- (iii) a inclusão das operações de distribuição da RGE Sul em nossos resultados consolidados nos dois últimos meses de 2016, o que resultou em um aumento de 1.141 GW, em comparação com nenhuma contribuição em 2015;

Esses efeitos foram compensados, em parte, pela redução de 4,2% (ou 1.686 GW) do volume vendido por nossas subsidiárias de distribuição (exceto a RGE Sul, conforme discutido acima) para Consumidores Cativos, principalmente no segmento industrial (1.097 GW) e comerciais (557 GW), devido à migração de alguns desses consumidores para a categoria "Consumidor Livre".

O volume vendido às categorias residencial e comercial, que representam 65,8% de nossas vendas a consumidores finais, aumento 1,9% (ou 308 GW) e 5,0% (ou 461 GW), respectivamente. Os aumentos dessas categorias foram devidos a:

- **Residencial:** (i) a inclusão das operações de distribuição da RGE Sul nos nossos resultados consolidados nos dois últimos meses de 2016, o que levou a um aumento de 426 GW vendidos a consumidores residenciais, em comparação com nenhum volume em 2015; (ii) compensado parcialmente por uma redução de 0,7% (ou 118 GW) do volume vendido por nossas subsidiárias de distribuição (excluindo RGE Sul) para a categoria residencial, devido ao aumento do desemprego, diminuição dos rendimentos reais e aumento da eletricidade Tarifas.
- **Comercial:** (i) aumento de 421 GW no volume de energia vendida para a categoria comercial pelas nossas subsidiárias de comercialização, em função da migração de consumidores cativos para o mercado livre; (ii) aumento de 405 GW no volume de energia proveniente de fontes renováveis vendidas a consumidores comerciais que optaram por Consumidores Livres Especiais, cuja demanda de energia contratada está entre 500 kV e 3 MW e estão autorizados a comprar energia apenas a partir de fontes renováveis; (iii) a inclusão das operações de distribuição da RGE Sul nos nossos resultados consolidados nos dois últimos meses de 2016, o que resultou em um aumento de 191 GW vendidos a consumidores comerciais, em comparação com nenhum volume em 2015; E (iv) parcialmente compensado por uma redução de 6,2% (ou 557 GW) de energia vendida a consumidores comerciais por nossas subsidiárias de distribuição, refletindo a migração de alguns consumidores do cativo para o mercado livre, bem como o impacto de fatores macroeconômicos como o aumento do desemprego.

O volume vendido ao consumidor industrial em 2016, que representa 22,0% de nossas vendas para consumidores finais (comparado a 23,6% em 2015), aumentou 2,1% em comparação ao ano de 2015.

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

O volume vendido para consumidores cativos nesta categoria reduziu 11,5%, que representa o efeito líquido de uma diminuição de 1.097 GW relacionada às nossas subsidiárias de distribuição (exceto a RGE Sul), compensada parcialmente por 162 GW vendidos pela RGE Sul nos dois últimos meses de 2016 (em comparação a nenhum volume vendido em 2015). A queda líquida reflete a migração dos consumidores industriais do mercado cativo para o mercado livre. Em relação aos Consumidores Livres, os volumes vendidos aumentaram 26,2% (ou 1.210 GW), refletindo a mesma migração de consumidores, bem como melhorias nas condições econômicas brasileiras durante 2016.

Suprimento de energia elétrica

Comparado a 2015, nossas receitas operacionais brutas das vendas para atacadistas diminuíram 1,2% (ou R\$ 41 milhões) para R\$ 3.496 milhões em 2016 (11,4% das nossas receitas operacionais brutas), devido principalmente a uma redução de 26,7% (ou R\$ 233 milhões) das vendas de energia de curto prazo, devido à redução nas tarifas médias praticadas apesar de um aumento de 43,9% na quantidade de energia vendida, compensado (i) pelo aumento de 6,6% (ou R\$ 148 milhões) em vendas de energia a outras concessionárias e permissionárias, o que representa o efeito líquido de um aumento de 15,0% no volume de energia vendida e uma diminuição de 7,2% do preço médio, e (ii) aumento de 9,9% (ou R\$ 48 milhões) no suprimento de energia elétrica para Furnas devido a um aumento de 9,6% no preço médio praticado com a quantidade de energia vendida relativamente estável.

Outras receitas operacionais

Conforme mencionado acima, a partir de 2016 a linha do Resultado "Atualização do Ativo Financeiro da Concessão" (que está relacionado ao segmento de Distribuição) foi incluída em Outras receitas operacionais, dentro da Receita operacional líquida, juntamente com outras receitas relacionadas a atividade principal dos ativos. Este item era previamente apresentado como parte do Resultado financeiro líquido. Informações de 2014 e 2015 foram reapresentadas para refletir esta reclassificação a apresentação.

Comparado a 2015, nossas outras receitas operacionais brutas (que excluem a receita de TUSD de consumidores cativos) apresentaram redução de 55,0% (ou R\$ 3.901 milhões) em 2016, para R\$ 3.189 milhões (10,4% das nossas receitas operacionais brutas), devido principalmente:

- (i) uma variação negativa de R\$ 4.601 milhões na receita de ativo e passivo financeiro setorial, o que representou uma despesa de R\$ 2.095 milhões em 2016 em comparação com uma receita de R\$ 2.507 milhões em 2015. Esta despesa reflete as diferenças temporárias entre os custos orçados (Parcela A e outros componentes financeiros) incluídos na tarifa no início do período tarifário e aquelas efetivamente incorridas ao longo do período de vigência da tarifa, constituindo um direito de pagar ou receber dos consumidores através de tarifas subsequentes ou de pagar ou receber da autoridade concedente os montantes remanescentes à expiração da concessão. Isto leva a um ajuste para reconhecer a futura diminuição (ou aumento) das tarifas para levar em conta custos mais baixos (ou adicionais) no ano corrente, sendo esse ajuste reconhecido como um item positivo (ou negativo) de receita. A redução desse item em 2016 foi impulsionada principalmente por uma redução de R\$ 930 milhões em contribuições para a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, um decréscimo de R\$ 752 milhões referentes a custos de energia elétrica e uma redução de R\$ 731 milhões relativa ao repasse através de Itaipu. Para mais informações, vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras anuais consolidadas e auditadas; e
- (ii) a redução de R\$ 207 milhões na receita de atualização do ativo financeiro de concessão (vide notas 2.7 e 3.1 das nossas demonstrações financeiras consolidadas).

Estas reduções foram parcialmente compensadas por:

- (i) aumento de 41,4% (ou R\$ 370 milhões) nas receitas de subvenção baixa renda e descontos tarifários com recursos da conta CDE (vide nota 27.4 de nossas demonstrações financeiras);
 - (ii) aumento de 29,4% (ou R\$ 307 milhões) na receita de construção de infraestrutura de concessão;
- e

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

- (iii) um aumento de 8,4% (ou R\$ 159 milhões) na receita de TUSD pela utilização de nossa rede por consumidores livres que compram energia de outros geradores devido ao reajuste anual dos contratos.

Deduções das receitas operacionais

Deduzimos determinados tributos e encargos setoriais da nossa receita operacional bruta para o cálculo da receita líquida. O imposto estadual sobre valor agregado (ICMS) é calculado com base na receita bruta de venda para consumidores finais (fornecimento faturado); o PIS e COFINS federais, são calculados com base na receita operacional bruta total, e os programas de eficiência energética e de pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica (encargos regulatórios) são calculados com base na receita operacional líquida, enquanto outros encargos setoriais podem variar dependendo da tarifa ou da quota determinada pela ANEEL. Estas deduções representaram 37,9% de nossa receita operacional bruta em 2016 e 39,9% em 2015. Comparado a 2015, essas deduções decresceram 14,8% (ou R\$ 2.031 milhões) atingindo R\$ 11.672 milhões em 2016, principalmente devido: (i) a um redução de R\$ 1.366 milhões em receitas de bandeira tarifária reconhecidas, a serem repassados para a Conta Centralizadora de Recursos da Bandeira Tarifária, geridos pela CCEE; (ii) redução de R\$ 609 milhões das contribuições para a Conta CDE, como resultado das novas quotas definidas pela ANEEL em 2016 (vide nota 27.6 de nossas demonstrações financeiras consolidadas); e (iii) uma redução de 10,9% (ou R\$ 323 milhões) do PIS e COFINS, basicamente devido à redução em nossa receita operacional bruta (base de cálculo desses impostos). Essas reduções foram parcialmente compensadas por um aumento de 5,3% (ou R\$ 249 milhões) em ICMS, como resultado do aumento em nosso fornecimento faturado.

Vendas por segmento***Distribuição***

Comparado a 2015, nossas receitas operacionais líquidas do nosso segmento de distribuição apresentaram uma redução de 11,4% (ou R\$ 1.928 milhões) atingindo R\$ 15.040 milhões em 2016. Essa redução refletiu principalmente a diminuição de R\$ 4.011 milhões de nossa receita operacional bruto, devido basicamente pela:

- (i) variação negativa de R\$4.601 milhões na receita de ativo e passivo financeiro setorial, que representou uma despesa de R\$ 2.095 milhões em 2016 em comparação com uma receita de R\$ 2.507 milhões em 2015 (vide "outras receitas operacionais" acima);
- (ii) redução de R\$ 207 milhões na receita de atualização do ativo financeiro da concessão (vide "outras receitas operacionais" acima); e
- (iii) redução de R\$ 56 milhões em receita de suprimento de energia, impulsionada por uma queda de 49,6% no preço médio da energia vendida no mercado spot, apesar de significativo aumento no volume de energia vendida;

parcialmente compensado pelo:

- (i) aumento de R\$ 370 milhões relacionado a subsídios de baixa renda e descontos em tarifas reembolsadas pelos recursos da Conta CDE;
- (ii) aumento de R\$ 295 milhões em receita de construção da infraestrutura da concessão;
- (iii) aumento de R\$ 160 milhões na receita de TUSD pela utilização de nossa rede por Consumidores Livres que compram energia elétrica de outros fornecedores; e
- (iv) aumento de 0,6% (ou R\$ 136 milhões) na receita de vendas a consumidores finais, devido principalmente ao efeito combinado da contribuição de R\$ 677 milhões da RGE Sul nos dois últimos meses de 2016 e do reajuste positivo médio nas tarifas de Consumidores Residenciais de R\$ 218 milhões, parcialmente compensado por uma redução de R\$ 751 milhões em relação aos

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

consumidores comerciais e industriais, devido principalmente à migração de alguns desses consumidores do mercado cativo para o mercado livre.

Esses efeitos negativos sobre a receita operacional bruta de nosso segmento de distribuição foram parcialmente compensados por uma redução de 15,6% (ou R\$ 2.083 milhões) em deduções de receitas operacionais, devido principalmente pela (i) redução de 76,1% (ou R\$ 1.366 milhões) relativos às receitas de bandeiras tarifárias reconhecidos, a ser repassado para a Conta Centralizadora Recursos das Bandeiras Tarifárias, gerida pela CCEE; (ii) redução de 15,4% (ou R\$ 609 milhões) da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE devido a novas quotas definidas pela ANEEL para 2016 (ver nota 27.6 de nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais); e (iii) uma redução de 13,8% (ou R\$ 367 milhões) em PIS e COFINS, devido basicamente a redução da receita operacional bruta (base de cálculo desses tributos). Estas reduções foram parcialmente compensadas por um aumento de 5,4% (ou R\$ 247 milhões) em ICMS, como resultado do aumento de nosso fornecimento faturado.

Geração (fontes convencionais)

As receitas operacionais líquidas de nosso segmento de geração de fontes convencionais em 2016 totalizaram R\$ 1.003 milhões, um aumento de 2,0% (ou R\$ 20 milhões) comparada a R\$ 984 milhões em 2015. Essa redução deveu-se principalmente ao aumento de 9,9% (ou R\$ 48 milhões) na receita de vendas para Furnas (substancialmente por conta do preço), parcialmente compensada por (i) uma redução de 4,5% (ou R\$ 26 milhões) na receita de vendas para nossas subsidiárias de distribuição, o que representa o efeito líquido de uma redução de 15,2% no volume vendido, compensado pelo aumento nos preços médios da energia vendida; e (ii) um aumento de 5,8% (ou R\$ 5 milhões) nas deduções fiscais de PIS e COFINS decorrentes do aumento da receita operacional bruta do segmento (base de cálculo desses impostos).

Geração (fontes renováveis)

As receitas operacionais líquidas de nosso segmento de geração de fontes renováveis em 2016 totalizaram R\$ 1.673 milhões, um aumento de 4,7% (ou R\$ 75 milhões) comparado a R\$ 1.598 milhões em 2015. Esse aumento deveu-se principalmente pelo (i) aumento de R\$ 90 milhões na receita de consumidores livres no setor Comercial, para R\$ 96 milhões contra R\$ 6 milhões em 2015, impulsionado principalmente pela migração de consumidores especiais livres cativos, compensado por uma diminuição dos preços médios de venda; e (ii) aumento de 4,5% (ou R\$ 70 milhões) na receita de vendas para outras concessionárias e permissionárias, impulsionado pelos aumentos nos preços médios de venda.

Esses aumentos foram parcialmente compensados por: (i) uma redução de 56,7% (ou R\$ 56 milhões) na receita de energia vendida no mercado spot, impulsionada por uma queda significativa nos preços médios de venda, apesar de um aumento de 14,8% em nosso volume de energia vendido; (ii) redução de 58,1% (ou R\$ 20 milhões) em outras receitas operacionais em 2016, devido principalmente ao fato de que 2015 inclui R\$ 29 milhões referente ao reconhecimento de receita de seguros pagos à CPFL Bio Pedra e CPFL Coopcana; e (iii) aumento de 6,6% (ou R\$ 6 milhões) das deduções fiscais de PIS e COFINS decorrentes do aumento da receita operacional bruta do segmento (base de cálculo desses impostos).

O aumento do volume de energia vendido tanto para consumidores livres como no mercado livre reflete o início das operações de Campos de Ventos e Complexo Eólico de São Benedito, ocorridos em abril e julho de 2016, respectivamente.

Comercialização

As receitas operacionais líquidas de nosso segmento de comercialização em 2016 totalizaram R\$ 2.087 milhões, um aumento de 16,0% (ou R\$ 288 milhões) comparado a R\$ 1.799 milhões em 2015. O aumento deveu-se principalmente a (i) um aumento de 23,9% (ou R\$ 254 milhões) na receita de venda para consumidores livres industriais, refletindo um aumento de 26,2% no volume de energia vendida; (ii) um aumento de 212,8% (ou R\$ 97 milhões) na receita de venda para consumidores livres comerciais, impulsionado por um aumento de 222,3% no volume de energia vendida; e (iii) aumento de R\$ 57

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

milhões em outras receitas operacionais, refletindo o recebimento de indenização de empresas de geração que não entregaram os volumes de energia contratados para 2016.

Esses aumentos foram parcialmente compensados por: (i) uma redução de 63,6% (ou R\$ 101 milhões) na receita de vendas no mercado livre, impulsionada pela queda de 45,7% no volume de energia vendida; e (ii) aumento de 16,4% (ou R\$ 30 milhões) nas deduções de PIS e COFINS das receitas operacionais, devido principalmente ao aumento da receita operacional bruta do segmento (base de cálculo desses impostos).

Serviços

As receitas operacionais líquidas de nosso segmento de serviços em 2016 totalizaram R\$ 400 milhões, um aumento de 35,9% (ou R\$ 106 milhões) comparada a R\$ 295 milhões em 2015. Esse aumento foi devida principalmente: (i) ao aumento de R\$ 67 milhões em receitas de contrato de construção; (ii) aumento de R\$ 35 milhões em receitas de serviços de terceirização administrativa e de TI; e (iii) aumento de R\$ 28 milhões em receitas de aluguel de ativos de geração e de serviços de consultoria e gestão relacionados a melhorias na eficiência energética. Estes aumentos foram parcialmente compensados por: (i) a redução de R\$ 19 milhões em receitas de serviços de cobrança de nossa subsidiária CPFL Total; e (ii) um aumento de 53,8% (ou R\$ 9 milhões) nas deduções fiscais de PIS e COFINS das receitas operacionais, principalmente devido ao aumento de nossas receitas operacionais brutas (base de cálculo desses impostos).

Resultado do Serviço de Energia Elétrica consolidado

Custo de Energia Elétrica

Energia comprada para revenda. Comparado a 2015, nossos custos de compra de energia comprada para revenda diminuíram 16,9% (ou R\$ 1.998 milhões) em 2016 para R\$ 9.849 milhões (59,4% de nossos custos e despesas operacionais totais) em comparação com R\$ 11.847 (Representando 66,0% do total de nossos custos operacionais e despesas operacionais), devido principalmente pela redução de 23,8% no preço médio, reflexo:

- (i) de uma redução de R\$ 844 milhões na compra de energia de Itaipu, decorrente da redução de 31,0% no preço médio da energia comprada, causada pela queda de 32,3% da tarifa (que é estabelecida anualmente pela ANEEL em US\$/kW) e pela desvalorização média de 4,3% do real em relação ao dólar em 2016, compensado por uma aumento de 2,3% no volume de energia comprada;
- (ii) uma redução de 72,5% (ou R\$ 711 milhões) no custo de energia comprada no mercado livre, impulsionado por uma redução de 43,7% na quantidade de energia comprada; e
- (iii) (iii) redução de 7,1% (ou R\$ 655 milhões) no custo de energia adquirida no mercado regulado, refletindo aumento de 15,5% na quantidade de energia comprada, compensado pela redução nos preços médios de compra de energia.

Essas reduções foram parcialmente compensadas por uma redução de R\$ 209 milhões (ou 17,1%) dos créditos tributários de PIS e COFINS relativos a compras de energia.

Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição. Comparado a 2015, nossos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição apresentaram uma diminuição de 7,8% (ou R\$ 114 milhões) para R\$ 1.351 milhões em 2016, principalmente devido (i) a redução de R\$ 193 milhões com Encargos de Serviço do Sistema - ESS; e (ii) a redução de R\$ 13 milhões com Encargos da Rede Básica; que foram parcialmente compensados (i) por um aumento de R\$ 54 milhões com Encargos de Energia de Reserva – EER; (ii) aumento de R\$ 29 milhões em Encargos de Conexão; e (iii) redução de R\$ 11 milhões em créditos tributários referentes a encargos de uso da rede (o que representa um aumento nas tarifas de uso da rede elétrica). Para maiores informações, vide nota 28 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

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

Outros custos e despesas operacionais

Nossos outros custos e despesas operacionais abrangem nosso custo operacional, custo dos serviços prestados para terceiros, custos relativos à construção de infraestrutura de concessão e despesas de vendas, gerais e administrativas.

Comparado a 2015, nossos outros custos e despesas operacionais apresentaram aumento de 16,1% (ou R\$ 747 milhões) para R\$ 5.389 milhões em 2016, devido principalmente aos seguintes eventos: (i) aumento de 29,4% (ou R\$ 307 milhões) em despesas relacionadas à construção da infraestrutura da concessão; (ii) um aumento de 16,5% (ou R\$ 155 milhões) de despesas com pessoal, refletindo o aumento dos custos devido ao acordo coletivo e um aumento de 33,6% no número de funcionários no final do ano, embora isso se deva principalmente à aquisição da RGE Sul tendo impactado apenas as despesas em novembro e dezembro; (iii) aumento de 16,5% (ou R\$ 92 milhões) de despesas com serviços de terceiros; (iv) aumento de R\$ 67 milhões em despesas relacionadas à desativação e alienação de ativos; (v) aumento de 6% (ou R\$ 59 milhões) nas despesas de depreciação e amortização; (vi) aumento de 35,7% (ou R\$ 50 milhões) no consumo de materiais; e (vii) aumento de 39% (ou R\$ 49 milhões) na provisão para créditos de liquidação duvidosa.

Esses aumentos foram parcialmente compensados por: (i) uma redução de 31% (ou R\$ 82 milhões) em despesas legais, judiciais e de indenização; e (ii) redução de 15,7% (ou R\$ 48 milhões) nas despesas relativas a amortização do Ativo Intangível da Concessão.

Resultado do Serviço de Energia Elétrica

Comparado a 2015, nosso resultado do serviço reduziu 4,6% (ou R\$ 122 milhões) para R\$ 2.523 milhões em 2016, uma vez que a redução da nossa receita operacional líquida (ou R\$ 1.491 milhões) foi maior que a redução em nossos custos de geração e distribuição de energia elétrica e outros custos e despesas operacionais (ou R\$ 1.368 milhões).

Resultado do Serviço de Energia Elétrica por Segmento

Distribuição

Comparado a 2015, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de distribuição diminuiu 19,5% (ou R\$ 303 milhões) para R\$ 1.254 milhões em 2016. Conforme discutido acima, a receita operacional líquida diminuiu em 11,4% (ou R\$ 1.928 milhões) enquanto os custos e despesas operacionais relacionados ao segmento de distribuição diminuíram 10,5% (ou R\$ 1.625 milhões). Os principais fatores que contribuíram para as variações de custos e despesas operacionais foram:

Custos com energia elétrica: em comparação a 2015, os custos com energia elétrica apresentaram redução de 18,3% (ou R\$ 2.187 milhões), para R\$ 9.760 milhões em 2016. O custo da energia comprada para revenda diminuiu 19,6% (ou R\$ 2.065 milhões), refletindo (i) uma redução de 29,4% (ou R\$ 844 milhões) na compra de energia elétrica de Itaipu, conforme descrito acima; (ii) uma redução de 10,2% (ou R\$ 805 milhões) no custo de energia adquirida no mercado regulado, refletindo um aumento de 11,8% na quantidade de energia comprada, mais que compensado pela redução dos preços praticados; e (iii) uma redução de 74,4% (ou R\$ 628 milhões) no custo de energia comprada no mercado livre e através do PROINFA, impulsionado por uma redução de 60,5% na quantidade de energia comprada. Estas reduções foram parcialmente compensadas por uma redução de 19,6% (ou R\$ 211 milhões) de créditos tributários de PIS e COFINS relacionados a compras de energia.

Adicionalmente os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição diminuíram 8,8% (ou R\$ 122 milhões), principalmente devido: (i) a uma redução de 34,5% (ou R\$ 191 milhões) nos custos dos Encargos de Serviço do Sistema; e (ii) redução de R\$ 16 milhões no custo da Rede Básica. Essas diminuições nas tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição foram parcialmente compensadas por: (i) aumento de 95,2% (ou R\$ 52 milhões) dos custos com Energia de Reserva; (ii) aumento de 32,6% (ou R\$ 19 milhões) em custos de Encargos de Conexão; e (iii) uma redução de 8,2% (ou R\$ 11 milhões) em créditos tributários relativos a encargos de uso da rede (o que representa um aumento nos encargos de utilização da rede elétrica).

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

Outros custos e despesas operacionais. Comparado a 2015, nossos outros custos e despesas operacionais no segmento de distribuição apresentaram aumento de 16,2% (ou R\$ 562 milhões) para R\$ 4.026 milhões em 2016, devido principalmente: (i) a um aumento de 29,3% (ou R\$ 295 milhões em custos de construção de infraestrutura da concessão; e (ii) a um aumento de 24,2% (ou R\$ 128 milhões) de despesas com serviços de terceiros; (iii) um aumento de 11,3% (ou R\$ 74 milhões) nas despesas de pessoal devido ao impacto do acordo coletivo negociado e um aumento de 52,2% no número de empregados neste segmento no final do ano, principalmente devido à aquisição da RGE Sul tendo impactado apenas as despesas em novembro e dezembro; (iv) um aumento de 38,4% (ou R\$ 47 milhões) na provisão para créditos de liquidação duvidosa; (v) um aumento de 7,8% (ou R\$ 36 milhões) em despesas de depreciação e amortização; (vi) aumento de 30,3% (ou R\$ 29 milhões) nas despesas com consumo de materiais; (vii) aumento de 93,1% (ou R\$ 26 milhões) de despesas relacionadas a perdas na desativação e alienação de ativos não circulantes; e (viii) aumento de 46,2% (ou R\$ 15 milhões) em despesas com taxas regulamentares. Esses aumentos foram parcialmente compensados por uma redução de 21,1% (ou R\$ 52 milhões) em despesas legais, judiciais e de indenização.

Geração (fontes convencionais)

Comparado a 2015, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de geração convencional aumentou 23,7% (ou R\$ 129 milhões) para R\$ 672 milhões em 2016. Esse aumento se deu principalmente em razão do aumento de 2,0% (ou R\$ 20 milhões) na receita operacional líquida, conforme discutido na sessão "Vendas por Segmentos" acima, combinado com a redução de 24,9% (ou R\$ 110 milhões) nos custos e despesas operacionais, devido principalmente a uma redução de R\$ 127 milhões com energia comprada para revenda decorrente principalmente da redução de 30,2% na quantidade de energia comprada combinada com os menores preços praticados em relação a 2015, parcialmente compensada com o aumento de 7,2% (ou R\$ 16 milhões) de outros custos e despesas operacionais devido principalmente (i) ao reconhecimento da despesa de R\$ 7 milhões com a amortização dos custos do GSF (vide nota 29 às nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais auditadas); e (ii) aumento de R\$ 5 milhões (ou 30,0%) milhões em despesas com arrendamento e alugueres de ativo.

Geração (fontes renováveis)

Comparado a 2015, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de geração de fontes renováveis apresentou redução de 4,5% (ou R\$ 21 milhões) para R\$ 440 milhões em 2016. Essa redução se deu principalmente ao aumento de 8,4% (ou R\$ 95 milhões) nos custos e despesas operacionais que superou o aumento de 4,5% (ou R\$ 75 milhões) da receita operacional líquida (conforme discutido na seção "Venda por Segmento" acima).

O aumento de custos e despesas operacionais reflete principalmente: (i) um aumento de R\$ 98 milhões em despesas com depreciação e baixas de ativos não circulantes, principalmente PCHs Aiuruoca (R\$ 40 milhões de provisão para perda de valor recuperável de ativo e baixa de R\$ 14 milhões), Cachoeira Grande (baixa de R\$ 7 milhões), Santa Cruz (baixa de R\$ 6 milhões), Campo dos Ventos IV (baixa de R\$ 4 milhões) e Eurus V (baixa de R\$ 4 milhões), somado ao fato de que, em 2015, reconhecemos um resultado positivo nesta rubrica de R\$ 24 milhões derivado da compensação por perda de ativos não circulantes referente a seguro pago às instalações de geração de biomassa CPFL Bio Pedra (R\$ 21 milhões) e CPFL Bioenergia (R\$ 3 milhões); (ii) aumento de 21,2% (ou R\$ 32 milhões) de despesas com serviços de terceiros; (iii) um aumento de 4,5% (ou R\$ 17 milhões) nas despesas de depreciação e amortização; (iv) um aumento de 21,8% (ou R\$ 12 milhões) em despesas de pessoal em decorrência do acordo coletivo; e (v) um aumento de 14,4% (ou R\$ 11 milhões) nas taxas de uso do sistema de transmissão e distribuição. Estes aumentos nos custos foram parcialmente compensados por uma redução de 62,2% (ou R\$ 89 milhões) no custo de energia comprada no mercado livre, impulsionada pela queda nos preços médios praticados.

Comercialização

Comparado a 2015, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de comercialização aumentou 27,1% (ou R\$ 34 milhões) para R\$ 159 milhões em 2016. Esse aumento foi devido ao efeito líquido do aumento de 16% (ou R\$ 288 milhões) da receita operacional líquida do segmento, conforme discutido na seção "Vendas por Segmento" acima, que superou o aumento de 15,2% (ou R\$ 254

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

milhões) de custos e despesas operacionais. O aumento de custos e despesas deveu-se principalmente a um aumento de 17,4% (ou R\$ 307 milhões) no custo de energia adquirida no mercado regulado, impulsionado por um aumento de 26,2% no volume de energia comprada parcialmente compensado pela redução no preço da energia comprada. Esse aumento foi parcialmente compensado por: (i) redução de 98,2% (ou R\$ 32 milhões) no custo de energia comprada no mercado livre, impulsionada pela redução dos preços médios praticados e redução de 22,8% no volume de energia adquirida; e (ii) um aumento de 15,3% (ou R\$ 25 milhões) em créditos de PIS e Cofins relacionados a compras de energia (o que representa um aumento nas tarifas de uso da rede elétrica).

Serviços

Comparado a 2015, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de serviço apresentou aumento de 113,5% (ou R\$ 35 milhões) para R\$ 65 milhões em 2016. Esse aumento se deu devido ao efeito líquido do aumento de 35,9% (ou R\$ 106 milhões) na receita operacional líquida, conforme discutido na seção "Vendas por Segmento" acima, que superou o aumento de 26,9% (ou R\$ 71 milhões) nos custos e despesas operacionais. O aumento dos custos e despesas deveu-se, principalmente, a: (i) aumento de R\$ 41 milhões em despesas com pessoal, em função do aumento do número de empregados e do acordo coletivo negociado; e (ii) aumento de R\$ 29 milhões nas despesas com consumo de materiais.

Lucro líquido Consolidado

Despesa Financeira Líquida

Em comparação a 2015, nossa despesa financeira líquida aumentou 3,2% (ou R\$ 46 milhões), passando de R\$ 1.408 milhões em 2015 para R\$ 1.453 milhões em 2016, devido principalmente a um aumento de R\$ 103 milhões em nossas despesas financeiras, compensado por um aumento de R\$ 57 milhões em nossas receitas financeiras.

Os motivos do aumento nas despesas financeiras são: (i) aumento de 5% (ou R\$ 86 milhões) de encargos da dívida; (ii) aumento de R\$ 24 milhões em decorrentes da atualização de passivo financeiro setorial; e (iii) aumento de 2,4% (ou R\$ 17 milhões) em atualizações monetárias e cambiais. Estes aumentos nas despesas financeiras foram parcialmente compensados por um aumento de 49,4% (ou R\$ 23 milhões) em custos de empréstimos capitalizados, que é contabilizado como uma redução nas despesas financeiras.

O aumento na receita financeira deve-se principalmente aos seguintes fatores: (i) aumento de 41,2% (ou R\$ 195 milhões) na receita de aplicações financeiras; (ii) aumento de 14% (ou R\$ 30 milhões) de juros e multa; e (iii) aumento de 21,6% (ou R\$ 26 milhões) com atualizações monetárias e cambiais, que foram parcialmente compensados por (i) uma redução de 79,9% (ou R\$ 130 milhões) na receita de atualização de passivo financeiros setorial (vide nota 8 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas); (ii) uma redução de 58,4% (ou R\$ 49 milhões) na receita de atualização de depósitos judiciais; e (iii) redução de R\$ 25 milhões em atualização de créditos tributários.

Em 31 de dezembro de 2016, nosso endividamento em reais somou R\$ 16.452 milhões (ou R\$ 14.793 milhões em 2015), sobre o qual incidem juros e inflação, calculados com base em diversas taxas e índices do mercado financeiro brasileiro. A variação da taxa média de CDI teve um aumento de 14% em 2016, comparado a 13,2% em 2015, e a TJLP aumentou para 7,5% em 2016, em comparação com 7,0% em 2015. Possuíamos ainda o equivalente a R\$ 5.502 milhões (ou R\$ 6.940 milhões em 2015) de endividamento em dólares norte-americanos. A fim de reduzir o risco de perdas cambiais no que tange a este endividamento em dólares norte-americanos e variações nas taxas de juros, nós temos a política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (hedge) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Nosso encargo líquido do imposto de renda e contribuição social passou para R\$ 501 milhões em 2016 comparado com R\$ 579 milhões em 2015. A alíquota efetiva de 36,3% sobre o lucro antes dos tributos em 2016, foi maior do que a alíquota oficial de 34%, devido principalmente à impossibilidade de registro de alguns prejuízos fiscais. Tais créditos não constituídos correspondem ao prejuízo gerado para o qual,

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

neste momento, não há razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes para à sua absorção (ver nota 9.5 de nossas demonstrações financeiras consolidadas).

Lucro líquido

Comparado a 2015 e devido aos fatores discutidos acima, o lucro líquido apresentou aumento de 0,4% (ou R\$ 4 milhões), para R\$ 879 milhões em 2016.

Lucro Líquido por Segmento

Em 2016, 46,3% do nosso lucro líquido foi resultado de nosso segmento de distribuição, 57,4% do nosso segmento de geração de fontes convencionais, -16,0% do nosso segmento de geração de fontes renováveis, 12,8% de nosso segmento de comercialização, 6,1% de nosso segmento de serviços e - 6,6% de outros segmentos.

Distribuição

Comparado a 2015, o lucro líquido do segmento de distribuição diminuiu 34,9% (ou R\$ 219 milhões), para R\$ 407 milhões em 2016, principalmente devido a diminuição de 19,5% (R\$ 303 milhões) no resultado do serviço de energia elétrica e um aumento de 6,7% (ou R\$ 35 milhões) das despesas financeiras líquidas, parcialmente compensado pela diminuição de 28,7% (ou R\$ 119 milhões) em imposto de renda e contribuição social.

O aumento nas despesas financeiras líquidas foi devido principalmente:

- um aumento de R\$ 75 milhões nas despesas financeiras, devido basicamente ao aumento de R\$ 108 milhões com encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais decorrentes de maior endividamento, parcialmente compensado por uma redução de R\$ 31 milhões em outros despesas financeiras, principalmente juros sobre empréstimos com partes relacionadas e impostos sobre operações Financeiras – IOF); parcialmente compensado por:
- um aumento de R\$ 41 milhões nas receitas financeiras, principalmente devido: (i) a um aumento de 126,5% (ou R\$ 207 milhões) na receita de aplicações financeiras; e (ii) aumento de 13,6% (ou R\$ 29 milhões) de juros e multas, parcialmente compensados por: (i) uma redução de 79,6% (ou R\$ 130 milhões) em atualização de passivos financeiros setorial (vide nota 8 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas); e (ii) uma redução de 56,6% (ou R\$ 48 milhões) em atualização de depósitos judiciais.

Geração (fontes convencionais)

Comparado a 2015, o lucro líquido do nosso segmento de geração de fontes convencionais aumentou 78,5% (ou R\$ 222 milhões), para R\$ 505 milhões em 2016, comparado a R\$ 283 milhões em 2015, refletindo (i) o aumento de 23,7% (ou R\$ 129 milhões) no resultado do serviço; (ii) aumento de 43,6% (ou R\$ 95 milhões) na receita de participações societárias de controladas em conjunto (vide nota 13 de nossas demonstrações financeiras) e (iii) uma redução de 13,6% R\$ 60 milhões nas despesas financeiras líquidas, compensados parcialmente por um aumento de 162,3% (ou R\$ 61 milhões) nas despesas com imposto de renda e contribuição social. A redução nas despesas financeiras líquidas reflete: o aumento de 102,9% (ou R\$ 52 milhões) na receita de aplicações financeiras, e (ii) a um aumento de 106,1% (ou R\$ 35 milhões) em atualizações monetárias e cambiais positivas, parcialmente compensado por um aumento de R\$ 13 milhões em encargos da dívida e atualizações monetárias e cambiais negativas, devido principalmente ao aumento do nosso nível de endividamento.

Geração (fontes renováveis)

Comparado a 2015, o prejuízo líquido de nossa geração do segmento de fontes renováveis aumentou 150,1% (ou R\$ 85 milhões) para R\$ 141 milhões em 2016, em comparação ao prejuízo líquido de R\$ 56 milhões em 2015, como resultado da redução de 4,5% (ou R\$ 21 milhões) nas receitas do serviço de energia elétrica, e um aumento de 14,3% (ou R\$ 67 milhões) nas despesas financeiras líquidas, parcialmente compensado por uma redução de R\$ 3 milhões nas despesas de imposto de renda e contribuição social. O aumento nas despesas financeiras líquidas foi devido principalmente do aumento

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

de R\$ 92 milhões em encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais, compensada por um aumento de R\$ 22 milhões em juros de empréstimos capitalizados.

Comercialização

Comparado a 2015, o lucro líquido de nosso segmento de comercialização aumentou 27,5% (ou R\$ 24 milhões), para R\$ 112 milhões em 2016, refletindo um aumento de 27,1% (ou R\$ 34 milhões) no resultado do serviço e pequena redução de R\$ 2 milhões no resultado financeiro líquido, compensado principalmente por um aumento de R\$ 12 milhões na despesa de imposto de renda e contribuição social.

Serviços

Comparado a 2015, o lucro líquido de nosso segmento de serviços aumentou 4,2% (ou R\$ 2 milhões), para R\$ 54 milhões em 2016, refletindo (i) um aumento de 113,5% (ou R\$ 35 milhões) no resultado do serviço, parcialmente compensada por uma redução de R\$ 37 milhões em rendas de aplicações financeiras. As despesas de imposto de renda e contribuição social diminuíram em R\$ 1 milhão.

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

Tarifas Reguladas de Distribuição

O resultado das operações é afetado significativamente por mudanças nas tarifas reguladas de energia elétrica. Mais especificamente, a maior parte da receita é derivada da venda de energia elétrica para Consumidores Finais cativos com base em tarifas reguladas. Em 2017, as vendas para consumidores cativos representaram 65,9% da quantidade de energia elétrica vendida e 59,5% da nossa receita operacional, em comparação com 67,9% e 78,8%, respectivamente, em 2016. Essas proporções podem diminuir se os clientes migrarem da situação de Consumidores Finais cativos para Consumidores Livres.

As receitas operacionais e margens dependem substancialmente do processo de revisão das tarifas, e a administração empenha-se em manter um relacionamento construtivo com a ANEEL, com o governo e com os demais participantes do mercado, para que o processo de revisão de tarifas reflita adequadamente os interesses dos consumidores e acionistas.

Reajuste Tarifário Anual

Em 31 de dezembro de 2017 foi aprovado por Assembleia Geral Extraordinária ("AGE") o agrupamento das controladas (Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia e Companhia Luz, Força de Mococa e Companhia Jaguari de Energia, juntas como concessionária agrupada). De acordo com a Resolução Normativa nº 716, de 3 de maio de 2016, até a primeira revisão tarifária da concessionária agrupada, que se dará em março de 2021, a ANEEL poderá aplicar procedimento que parcele ao longo do tempo a variação das tarifas das antigas concessões e a tarifa unificada. Tal se dará no reajuste tarifário de março de 2018.

Os aumentos de tarifas se aplicam de maneira diferenciada para cada classe de consumidores, havendo, em geral, aumentos maiores para consumidores atendidos em tensões mais elevadas, de modo a reduzir os efeitos de subsídios, que foram historicamente concedidos a esses consumidores e que foram em sua maioria eliminados em 2007. A tabela a seguir apresenta o aumento médio em termos percentuais de cada reajuste anual a partir de 2013. O aumento percentual das tarifas deve ser avaliado à luz da taxa da inflação brasileira.

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	RGE Sul	CPFL Santa Cruz	CPFL Mococa	CPFL Leste Paulista	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguari
2014									
Reposic. econômico ⁽¹⁾	14,56%	15,81%	18,83%	(6)	9,89%	2,00%	-4,74%	-3,16%	1,17%
Componentes financeiros ⁽²⁾	2,62%	3,92%	2,99%	(6)	4,96%	-4,07%	-2,93%	-2,35%	-4,90%
Total	17,18%	19,73%	21,82%	(6)	14,86%	-2,07%	-7,67%	-5,51%	-3,73%
2015									
Reposic. econômico ⁽¹⁾	37,31%	40,22% ⁽⁴⁾	-8,07%	(6)	22,01%	28,90%	28,82%	30,24%	40,07%
Componentes financeiros ⁽²⁾	4,14%	16,15% ⁽⁴⁾	4,31%	(6)	12,67%	-5,55%	-8,02%	-5,36%	-1,61%
Total	41,45%	56,37% ⁽⁴⁾	-3,76%	(6)	34,68%	23,34%	20,80%	24,88%	38,46%
2016									
Reposic. econômico ⁽¹⁾	-0,29%	-5,35%	-0,67%	(6)	11,59% ⁽⁵⁾	11,90% ⁽⁵⁾	17,01% ⁽⁵⁾	16,89% ⁽⁵⁾	17,01% ⁽⁵⁾
Componentes financeiros ⁽²⁾	10,18%	-7,19%	-0,81%	(6)	10,92% ⁽⁵⁾	4,67% ⁽⁵⁾	4,03% ⁽⁵⁾	7,46% ⁽⁵⁾	12,45% ⁽⁵⁾

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

Total	9,89%	-12,54%	-1,48%	(6)	22,51% (5)	16,57% (5)	21,04% (5)	24,35% (5)	29,46% (5)
2017									
Reposic. econômico(1)	2,13%	6,33%	2,37%	2,95%	1,37%	3,45%	3,18%	0,97%	3,88%
Componentes financeiros (2)	-2,93%	1,37%	1,21%	-3,15%	-2,65%	-1,80%	-2,41%	0,66%	-1,83%
Total	-0,80%	7,69%	3,57%	-0,20%	-1,28%	1,65%	0,77%	1,63%	2,05%
2018									
Reajuste econômico(1)	8,67%	(3)	(3)	11,57%	4,41%	(7)	(7)	(7)	(7)
Componentes financeiros(2)	4,01%	(3)	(3)	6,88%	1,30%	(7)	(7)	(7)	(7)
Reajuste Total	12,68%	(3)	(3)	18,45%	5,71%	(7)	(7)	(7)	(7)

- (1) Essa parcela do ajuste reflete primariamente a taxa de inflação do período e é usada como base para os ajustes dos anos subsequentes.
- (2) Essa parcela do ajuste reflete na liquidação de ativos e passivos registrados por competência, principalmente a CVA, e não é considerada no cálculo do ajuste do ano seguinte.
- (3) Ajustes anuais para RGE e CPFL Piratininga ocorrem em junho e outubro, respectivamente.
- (4) Representa o efeito da Revisão Tarifária Periódica (RTP) para a CPFL Piratininga, ocorrida em 2015, considerando que não há Reajuste Tarifário Anual (RTA) no ano em que ocorre RTP.
- (5) Representa o efeito da Revisão Tarifária Periódica (RTP) para a CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari, ocorrida em 2016, considerando que não há Reajuste Tarifário Anual (RTA) no ano em que ocorre RTP. Adicionalmente, em 03 de fevereiro de 2016, a ANEEL alterou o período de reajuste anual para CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari para março de cada ano.
- (6) Tarifas definidas anteriormente a aquisição da RGE Sul.
- (7) Incorporada pela CPFL Santa Cruz em 1 de janeiro de 2018. Para maiores informações, ver "Item 4 – Informações sobre a Companhia – Visão Geral" e Nota 14.4.2 das nossas demonstrações financeiras anuais auditadas e consolidadas.

Revisões Periódicas

Em 22 de novembro de 2011, a ANEEL definiu a metodologia aplicável ao terceiro ciclo de revisão (2011 a 2014) através da Resolução Normativa n. 457/2011. Para o terceiro ciclo, a ANEEL designou um novo método de reconhecimento de quais custos nós podemos repassar aos nossos clientes. Além disso, a ANEEL aprovou a nova metodologia para calcular a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição ou TUSD e outras tarifas de energia elétrica, na qual as distribuidoras assumem todos os riscos de mercado resultantes de indicadores de tarifa. Comparado ao ciclo de revisão de tarifa anterior, esta nova metodologia causou um impacto negativo na nossa condição financeira e nos resultados de nossas operações.

Em 28 de abril de 2015, a ANEEL estabeleceu a metodologia a ser aplicada no quarto ciclo de revisão periódica (2015 a 2016) através das Resoluções n.ºs. 648/2015, 649/2015, 650/2015, 652/2015, 657/2015, 660/2015, 682/2015, 685/2015 e 686/2015. O quarto ciclo mantém a maioria dos parâmetros utilizados para o terceiro ciclo, tais como a definição, pela ANEEL, dos custos que podem ser repassados para os nossos clientes. Algumas das mudanças para o quarto ciclo incluem um incentivo tarifário para o desenvolvimento de certas políticas públicas e também o aumento da importância do componente Fator X na nova fórmula tarifária. Em comparação com o ciclo tarifário anterior, a nova metodologia tem impacto positivo na nossa condição financeira e nos resultados de nossas operações.

A partir de 2015, a ANEEL revisará as metodologias aplicáveis ao setor elétrico considerando os componentes da tarifa separadamente, enquanto que anteriormente todas as metodologias foram abordadas em conjunto a cada ciclo, como no período de 2008-2010 e 2010-2014.

A tabela a seguir apresenta os resultados do primeiro, segundo, terceiro e quarto ciclos de revisões periódicas.

	Primeiro Ciclo		Segundo Ciclo		Terceiro Ciclo		Quarto Ciclo	
	Data do Ajuste	Ajuste Econômico	Data do Ajuste	Ajuste Econômico	Data do Ajuste	Ajuste Econômico	Data do Ajuste	Ajuste Econômico
		(%)		(%)		(%)		(%)
CPFL Paulista	Abril de 2003	20,66	Abril de 2008	-14,00	Abril de 2013	4,67 (3)	Abril de 2018	8,67
CPFL Piratininga	Outubro de 2003	10,14	Outubro de 2007	-12,77	Outubro de 2011	-3,95 (1) (3)	Outubro de 2015	40,14
RGE	Abril de 2003	27,96	Abril de 2008	2,34	Junho de 2013	-9,92 (3)	Junho de 2018	(4)
RGE Sul	Abril de 2003	(5)	Abril de 2008	(5)	Abril de 2013	(5)	Abril de 2018	11,57
CPFL Santa Cruz(6)	Fevereiro de 2004	17,14	Fevereiro de 2008	-14,41	Fevereiro de 2012	4,16 (1) (2)	Março de 2016	11,59
CPFL Mococa	Fevereiro de 2004	21,73	Fevereiro de 2008	-7,60	Fevereiro de 2012	7,18 (1) (2)	Março de 2016	11,90
CPFL Leste Paulista	Fevereiro de 2004	20,10	Fevereiro de 2008	-2,18	Fevereiro de 2012	-2,00 (1) (2)	Março de 2016	17,01
CPFL Sul Paulista	Fevereiro de 2004	12,29	Fevereiro de 2008	-5,19	Fevereiro de 2012	-3,78 (1) (2)	Março de 2016	16,89
CPFL Jaguari	Fevereiro de 2004	- 6,17	Fevereiro de 2008	-5,17	Fevereiro de 2012	-7,09 (1) (2)	Março de 2016	17,01

- (1) Como resultado da demora da ANEEL em determinar a metodologia aplicável ao terceiro ciclo de revisões periódicas, o processo de revisões periódicas para CPFL Piratininga foi concluído em 23 de outubro de 2012 ao invés de 23 de outubro de 2011, data conforme o estabelecido no contrato de concessão. CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista tiveram seu processo de revisão concluído em 3 de fevereiro de 2013 ao invés de 3 de fevereiro de 2012, data conforme estabelecido nos seus contratos de concessão. No entanto, a diferença de tarifas cobradas da data do processo de revisão especificado no contrato de concessão e da data

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

atual na qual o processo foi concluído foi reembolsada aos consumidores.

- (2) CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Paulista entraram com recursos administrativos questionando os resultados de seus processos de revisão periódica. Os recursos foram julgados pela ANEEL em janeiro de 2014, com os seguintes resultados: (i) o Despacho n.º 165 de 28 de janeiro de 2014 altera o índice de revisão tarifária de 7,20% para 7,18% para CPFL Mococa, principalmente devido à redução da Base de Remuneração Regulatória; (ii) o Despacho n.º 212 de 30 de janeiro de 2014 altera o índice de revisão tarifária de 4,36% para 4,16% para a CPFL Santa Cruz, principalmente devido à redução da BRR; (iii) o Despacho n.º 166 de 28 de janeiro de 2014 altera o índice de revisão tarifária de -2,20% para -2,00% para CPFL Leste Paulista, principalmente devido ao aumento da BRR e às perdas regulatórias não técnicas; (iv) o Despacho n.º 211 de 30 de janeiro de 2014 altera o índice de revisão tarifária de -4,41% para -4,48 % para a CPFL Sul Paulista, principalmente devido à redução da BRR; e (v) o Despacho n.º 167 de 28 de janeiro de 2014 altera o índice de revisão tarifária de -7,10% para -7,09% para a CPFL Jaguari, principalmente devido ao aumento da BRR.
- (3) A CPFL Piratininga, CPFL Paulista e RGE instauraram recursos administrativos questionando o resultado de seus processos de revisão periódica. A CPFL Piratininga questionou as perdas regulatórias no processo de revisão periódica. O recurso foi avaliado pela ANEEL, e o Despacho n.º 3.426, emitido em 8 de outubro de 2013, alterou o resultado do processo de revisão periódica de -4,45% para -3,95%. A CPFL Paulista questionou a BRR e a Resolução n.º 733 de 25 de março de 2014, alterando o resultado do processo de revisão periódica de 4,53% para 4,67%. A RGE também questionou a BRR dos municípios de Putinga e Anta Gorda, incluídas na BRR após leilão. Portanto, a Resolução n.º 1.857 de 17 de junho de 2014, alterou o resultado do processo de revisão periódica de -10,66% para -10,27%.
- (4) O quarto ciclo de revisões periódicas para CPFL Paulista, RGE e RGE Sul ocorrerá em Abril e Junho de 2018, respectivamente.
- (5) Tarifas definidas anteriormente a aquisição da RGE Sul.
- (6) Incorporadas pela CPFL Santa Cruz em 1 de janeiro de 2018. Para maiores informações, vide "Item 4 – Informações sobre a Companhia – Visão Geral" e Nota 14.4.2 das nossas demonstrações financeiras anuais auditadas e consolidadas.

Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE)

Conforme estabelecido pela Lei nº 12.783, de 24 de janeiro de 2013, todos os distribuidores tiveram uma RTE em 24 de janeiro de 2013, a fim de passar aos consumidores os efeitos promovidos pela renovação da geração e transmissão de concessões e da redução encargos regulamentares.

A distribuição dos ajustes da recomposição tarifária extraordinária está representada na tabela a seguir:

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	RGE Sul	CPFL Santa Cruz ⁽²⁾	CPFL Mococa ⁽²⁾	CPFL Leste Paulista ⁽²⁾	CPFL Sul Paulista ⁽²⁾	CPFL Jaguari ⁽²⁾
2013									
Reposic. econômico	-15,3%	-11,3%	-12,0%	(1)	-6,8%	-7,6%	-17,2%	-18,4%	-25,4%
Componentes financeiros	-0,5%	1,1%	0,7%	(1)	3,7%	1,8%	2,3%	0,0%	0,1%
Reposic. total	-15,8%	-10,2%	-11,4%	(1)	-3,1%	-5,8%	-14,9%	-18,4%	-25,3%

(1) Tarifas definidas antes da aquisição da RGE Sul.

(2) Incorporadas pela CPFL Santa Cruz em 1 de janeiro de 2018. Para maiores informações, vide "Item 4 – Informações sobre a Companhia – Visão Geral" e Nota 14.4.2 das nossas demonstrações financeiras anuais auditadas e consolidadas

Nos termos da Resolução nº 1.858/2015, as tarifas foram aumentadas para considerar os custos extraordinários devido à expedição total das termelétricas e da exposição involuntária das distribuidoras.

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	RGE Sul	CPFL Santa Cruz ^{(1) (3)}	CPFL Mococa ^{(1) (3)}	CPFL Leste Paulista ^{(1) (3)}	CPFL Sul Paulista ^{(1) (3)}	CPFL Jaguari ^{(1) (3)}
2015									
Reposic. econômico	0,00%	0,00%	0,00%	(2)	0,00%	0,00%	0,00%	0,0%	0,00%
Componentes financeiros	32,28%	29,78%	37,16%	(2)	5,16%	11,81%	14,52%	17,02%	16,80%
Reposic. total	32,28%	29,78%	37,16%	(2)	5,16%	11,81%	14,52%	17,02%	16,80%

(1) Em 07 de abril a ANEEL alterou, por meio da Resolução Homologatória nº 1.870/2015, a Revisão Tarifária Extraordinária – RTE das distribuidoras CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Santa Cruz. Essa retificação foi necessária para alterar o valor das quotas mensais da CDE – energia referente à conta ACR, destinada à amortização das operações de crédito contratadas pela CCEE na gestão da conta ACR. As tarifas resultantes desta retificação entraram em vigor em 08 de abril de 2015.

(2) Tarifas definidas antes da aquisição da RGE Sul.

(3) Incorporadas pela CPFL Santa Cruz em 1 de janeiro de 2018. Para maiores informações, vide "Item 4 – Informações sobre a Companhia – Visão Geral" e Nota 14.4.2 das nossas demonstrações financeiras anuais auditadas e consolidadas

Vendas a Consumidores Potencialmente Livres

A regulamentação do setor permite que determinados consumidores possam deixar o ambiente de tarifas reguladas e se tornar consumidores "livres", com direito a contratar seu fornecimento de energia elétrica com qualquer fornecedor. Em comparação ao número total de consumidores cativos da Companhia, o número de Consumidores Potencialmente Livres é relativamente pequeno; Essas receitas consistem nas tarifas cobradas pelo uso da rede de distribuição (TUSD). Mesmo que um consumidor

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

decida migrar do sistema de tarifas reguladas para se tornar um Consumidor Livre, ele ainda terá que pagar à Companhia a tarifa pelo uso do sistema de distribuição, ou TUSD. No que tange a redução na receita de vendas, somos capazes de reduzir, em alguns casos, a energia contratada para suprir estes clientes no próprio ano em que ocorrer a migração, enquanto que em outros casos podemos compensar este excesso através do ajuste da energia a ser comprada em períodos futuros. Desta forma, não acreditamos que perdas de Clientes Potencialmente Livres teriam impacto adverso material no resultado de nossas operações.

Historicamente, poucos dos nossos Consumidores Potencialmente Livres optaram por tornarem-se Consumidores Livres. Acreditamos que isto ocorreu (i) por estes consumidores terem considerado que as vantagens de um contrato de longo prazo com taxas de energia elétrica inferiores à tarifa regulada são superadas pelas desvantagens relacionadas a custos adicionais (em particular, a tarifa pelo uso do sistema de transmissão) e pelo risco de flutuação dos preços no longo prazo e (ii) porque parcela significativa dos Consumidores Potencialmente Livres, que celebraram contratos antes de julho de 1995, ficam limitados a mudar para fornecedores que adquirem energia elétrica de fontes de energia renovável, tais como PCHs ou biomassa. Não se espera que um número substancial dos consumidores tornem-se Consumidores Livres, mas as perspectivas a longo prazo desta migração entre diferentes mercados (cativo e livre) e seu impacto no resultado são difíceis de serem previstas.

Preços para a Energia Elétrica Adquirida

Os preços da energia elétrica adquirida pelas distribuidoras nos termos de contratos de longo prazo firmados no ambiente de contratação regulada são (i) aprovados pela ANEEL, no caso de contratos assinados antes do Novo Modelo do Setor Elétrico, e (ii) determinados em leilões para aqueles assinados após o Novo Modelo, enquanto os preços da energia elétrica comprada no ambiente de contratação livre baseiam-se em índices de mercado prevalentes, de acordo com o contrato bilateral. Em 2017, foram adquiridos 77.974 GWh, em comparação aos 63.975 GWh adquiridos em 2016. Os preços nos contratos de longo prazo são corrigidos anualmente para refletir os aumentos em determinados custos de geração e a inflação. A maioria dos contratos tem reajustes vinculados ao reajuste anual nas tarifas de distribuição, de forma que os aumentos de custos são repassados aos consumidores por meio de aumentos de tarifas. Como uma crescente parcela da energia elétrica é adquirida em leilões públicos, o êxito das estratégias nesses leilões afeta as margens e a exposição ao risco de preço de mercado, uma vez que a capacidade de repassar os custos de aquisição de energia elétrica estará vinculada ao êxito na projeção da expectativa de demanda.

Também adquirimos uma quantidade substancial de energia elétrica de Itaipu nos termos de obrigações "take-or-pay" a preços regidos pelos regulamentos adotados nos termos de um contrato internacional. As concessionárias com operações no Centro-Oeste, Sul e Sudeste são obrigadas por lei a adquirir uma parcela da participação brasileira na capacidade disponível de Itaipu. Em 2017, foram adquiridos 11.779 GWh (15,1% do total comprado) de energia elétrica de Itaipu, enquanto que em 2016 foram adquiridos 10.497 GWh (16,4% do total comprado). O preço da energia elétrica de Itaipu é estabelecido em dólares para refletir os custos de pagamento de sua dívida. De forma correspondente, o preço da energia elétrica adquirida de Itaipu aumenta em termos reais quando o real se desvaloriza em relação ao dólar. A mudança nos custos para a energia elétrica de Itaipu está sujeita ao mecanismo de recuperação de custos da Parcela A descrito abaixo.

A maior parte da energia elétrica que adquirimos em ambiente de contratação livre foi comprada por nossa subsidiária de comercialização CPFL Brasil, que revende a energia elétrica a Consumidores Livres e outras concessionárias e permissionárias (inclusive nossas subsidiárias).

Variações de Custos Não Gerenciáveis - Custos da Parcela A

Utilizamos a conta de compensação da variação dos custos ou a conta da Parcela A para reconhecer nas tarifas de distribuição a variação de alguns de nossos custos, conhecidos como custos da "Parcela A", que são não gerenciáveis. Em geral, quando esses custos são superiores às projeções utilizadas na fixação da tarifa de distribuição, nós temos o direito de recuperar a diferença através de reajustes anuais de tarifas subsequentes.

Os custos de energia elétrica comprada de Itaipu são indexados ao dólar norte-americano, e estão sujeitos à variação cambial. No caso de apreciação do dólar norte-americano frente ao real, nossos custos vão aumentar e, conseqüentemente, nosso resultado vai se reduzir no mesmo período. Essas perdas serão compensadas no futuro, quando o próximo reajuste tarifário anual ocorrer.

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

Mais detalhes sobre esses componentes tarifários, vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

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;

Conjuntura Econômica Brasileira

Todas as nossas operações estão no Brasil, e por essa razão somos afetados pela conjuntura econômica brasileira. Em especial, o desempenho geral da economia brasileira afeta a demanda de energia elétrica, e a inflação afeta nossos custos e nossas margens.

Alguns fatores podem afetar significativamente a demanda por energia, dependendo da categoria de consumidores:

- *Consumidores Residenciais e Comerciais.* Essas classes são muito afetadas por condições climáticas, o desempenho do mercado de trabalho, distribuição de renda, disponibilidade de crédito entre outros fatores. Temperaturas elevadas e aumento dos níveis de renda causam um aumento na procura por energia elétrica e, portanto, aumentam as nossas vendas.
- *Consumidores Industriais.* O consumo dos consumidores industriais está relacionado ao crescimento econômico e investimento, relacionados principalmente à produção industrial. Nos períodos de crise financeira, esta categoria sofre o maior impacto.

A inflação afeta nossos negócios principalmente pelo aumento dos custos operacionais e despesas financeiras devido aos encargos de dívidas serem corrigidos pela inflação. Podemos recuperar uma parte desse aumento de custos por meio do mecanismo de recuperação de custos da Parcela A, porém existe um atraso entre o momento em que o aumento de custos é incorrido e aquele no qual as tarifas reajustadas são recebidas. Os valores que nos são devidos com base na Parcela A são principalmente atrelados à variação da taxa SELIC até que sejam repassados às nossas tarifas e os custos vinculados a parcela B são indexados ao IGP-M líquido do fator X.

A depreciação do real aumenta o custo do serviço da nossa dívida em moeda estrangeira e os custos de compra de energia elétrica da usina de Itaipu, um de nossos principais fornecedores, que reajusta os preços com base em seus custos parcialmente atrelados a dólares norte-americanos.

A tabela abaixo mostra os principais indicadores de desempenho da economia brasileira referentes aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2017, 2016 e 2015.

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	2017	2016	2015
Crescimento do PIB (em reais) ⁽¹⁾	1,0%	(3,5%)	(3,5%)
Taxa de desemprego ⁽²⁾ – média de %	12,7%	11,5%	8,5%
Crédito a pessoa física (recursos não destinados) – % PIB	13,0%	12,9%	13,4%
Crescimento das Vendas no Varejo	2,0%	(6,3%)	(4,3%)
Crescimento da Produção Industrial	2,5%	(6,4%)	(8,3%)
Inflação (IGP-M) ⁽³⁾	(0,5%)	7,2%	10,5%
Inflação (IPCA) ⁽⁴⁾	2,9%	6,3%	10,7%
Taxa de câmbio média – US\$1,00 ⁽⁵⁾	R\$3,202	R\$3,483	R\$3,339
Taxa de câmbio no fim do ano – US\$1,00	R\$3,308	R\$3,259	R\$3,905
Depreciação (apreciação) do real x dólar norte-americano ⁽⁴⁾	1,5%	(16,5%)	47,0%

Fontes: Relatório Focus, Fundação Getúlio Vargas, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística e Banco Central do Brasil

(1) Fonte: Relatório Focus.

(2) Taxa de desemprego conforme Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios (PNAD), divulgado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

(3) A inflação (IGP-M) é o índice geral de preços de mercado medido pela Fundação Getúlio Vargas.

(4) A inflação (IPCA) é um índice amplo de preços ao consumidor medido pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, sendo a referência para as metas de inflação estabelecidas pelo CMN.

(5) Representa a média das taxas de venda comerciais no último dia de cada mês durante o período.

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

Os anos 2015 e 2016 no Brasil foram marcados por uma forte retração econômica com crises e incertezas políticas significativas e indicadores econômicos desfavoráveis. No entanto, em 2017, a economia brasileira começou a melhorar, mostrando recuperação nas principais áreas de atividade e indicadores financeiros, com crescimento do PIB de 1,0% (em comparação com crescimento negativo de 3,6% e 3,8% em 2016 e 2015, respectivamente), de acordo com o Banco Central do Brasil.

Os indicadores de emprego e renda, que são todos indicadores-chave do consumo de energia elétrica, também mostraram recuperação em 2017 e ajudaram a impulsionar a atividade doméstica. De acordo com o IBGE, em 2017, o consumo das famílias aumentou 1,0%, comparado com crescimento negativo de 3,2% e 4,3% em 2015 e 2016, respectivamente.

Nossa indústria também experimentou resultados positivos em 2017, apresentando crescimento anual de 2,5% em 2017, de acordo com o IBGE, e apresentando a maior taxa de exportações nos últimos cinco anos, de acordo com o Ministério da Indústria e Comércio Exterior. Esse crescimento foi resultado da demanda internacional, que se beneficiou de uma taxa de câmbio favorável e do crescimento de 3,5% no PIB mundial, de acordo com o Fundo Monetário Internacional.

Em 2017, a taxa de inflação (IPCA) atingiu o nível mais baixo em 20 anos (2,9% a.a.) e permitiu uma política monetária mais flexível. Como resultado, o Banco Central do Brasil conseguiu sustentar reduções contínuas na taxa de juros Selic ao longo do ano, atingindo 7,0% ao final do ano.

No entanto, apesar da melhoria em vários fatores macroeconômicos em 2017, o Brasil continua a sofrer reduções da classificação de crédito do país: Standard & Poor's (setembro de 2015 e janeiro de 2018); Fitch Ratings (dezembro de 2015); Moody's Investors Service (fevereiro de 2016). Essas desvalorizações refletem a contínua evolução fiscal adversa e a contínua incerteza política no Brasil.

Nosso risco de crédito e títulos de dívida são avaliados pela Standard and Poor's e Fitch Ratings. Essas classificações refletem, entre outros fatores, as perspectivas para o setor elétrico brasileiro, o contexto político e econômico, o risco país, as condições hidrológicas nas áreas onde estão localizadas nossas instalações, nosso desempenho operacional e nosso nível de dívida. Nossa classificação foi reduzida em 2016 de AA+ para AA- pela Standard and Poor's como resultado da desvalorização do grau de investimento do Brasil devido a mudanças nos cenários econômicos e políticos, conforme mencionado anteriormente. Apesar da desvalorização do grau de investimento do Brasil em setembro de 2015, a Fitch Ratings não reduziu nossa classificação em 2016, mantendo-a em AA. Na data deste relatório, nossas classificações de ambas as agências foram sustentadas.

10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs**10.3. Comentários dos diretores sobre os efeitos relevantes que os eventos abaixo tenham causado ou se espera que venham a causar nas demonstrações financeiras do emissor e em seus resultados****a) introdução ou alienação de segmento operacional**

Não aplicável em razão da Sociedade não ter introduzido ou alienado segmento operacional.

b) constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Em janeiro de 2015 foi aprovada a constituição da CPFL Transmissora Morro Agudo S.A. ("CPFL Transmissão Morro Agudo"), controlada da CPFL Geração, que tem como objetivo implantar e operar concessões de transmissão de energia elétrica, incluindo atividades de construção, implantação, operação e manutenção de instalações de transmissão da rede básica do Sistema Interligado Nacional ("SIN").

Em agosto de 2015 foi constituída a empresa CPFL GD S.A., controlada integralmente pela CPFL Eficiência Energética S.A., com o objetivo principalmente de prestação de serviços e consultoria em geral no mercado de energia elétrica e comercialização de bens relacionados a centrais de geração de energia elétrica.

Por meio de Assembleia Geral Extraordinária realizada em 30 de setembro de 2015, os nossos acionistas aprovaram uma reestruturação interna, por meio da qual transferiram as plantas de Macaco Branco e Rio de Peixe da CPFL Centrais Geradoras Ltda. para a CPFL Geração, em troca de novas ações de emissão da CPFL Geração, no montante total de R\$ 4 milhões, a valor contábil. Esta transação não produziu efeitos em nossas demonstrações financeiras consolidadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015.

Em 15 de junho de 2016, nossa subsidiária integral CPFL Jaguariúna Participações Ltda. firmou acordo para aquisição de 100% da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. (que posteriormente teve sua razão social alterada para RGE Sul Distribuidora de Energia S.A ou RGE Sul) da AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. A RGE sul atua como distribuidora de energia no estado do Rio Grande do Sul e tem direito exclusivo para distribuição de energia para 118 municípios no estado. A transação foi concluída em 31 de outubro de 2016, e os resultados de novembro e dezembro da RGE estão refletidos em nossas demonstrações financeiras consolidadas. O preço de compra, após os ajustes previsto, foi de R\$ 1.592 milhões. Após considerar o caixa e equivalentes de caixa adquirido no montante de R\$ 95 milhões, a saída líquida de caixa foi de R\$ 1.497 milhões.

Em AGE realizada em 15 de dezembro de 2017, foi aprovada a incorporação da CPFL Jaguariúna pela RGE Sul. A incorporada, por consequência foi extinta, passando a RGE Sul a condição de sucessora dos seus bens, direitos e obrigações.

No momento da incorporação, foram aplicados os conceitos das Instruções CVM nº 319/99 e nº 349/01, de modo que uma provisão retificadora do ágio fosse registrada, gerando um crédito fiscal no montante de R\$ 100 milhões (nota 9). Para recompor seus investimentos, a Companhia e a CPFL Brasil registraram, de forma proporcional aos seus investimentos na RGE Sul, (i) um intangível de concessão recomposto no montante de R\$ 148 milhões e R\$ 46 milhões respectivamente, no montante total de R\$ 194 milhões, correspondente à mais valia dos intangíveis de infraestrutura da distribuição e de exploração da concessão; e (ii) um ajuste líquido de mais e menos valia no montante de R\$ 67 milhões e R\$ 20 milhões, respectivamente, correspondentes ao valor justo de provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas, menos valia de consumidores e mais valia de ativo de indenização. Ambos os montantes são indedutíveis para fins fiscais na Companhia e na CPFL Brasil.

Em 21 de novembro de 2017 a ANEEL, através da Resolução Autorizativa nº 6.723/2017, autorizou o agrupamento das distribuidoras de energia elétrica Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Jaguari de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia, Companhia Luz e Força de Mococa e Companhia Jaguari de Energia, nos termos da Resolução Normativa nº 716/2016 de 03 de maio de 2016. A partir de 1 de janeiro de 2018 as operações destas controladas

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

passaram a ser somente pela Companhia Jaguari de Energia, cujo nome fantasia passou a ser "CPFL Santa Cruz". Esta operação foi aprovada pelas Assembleias Geral Extraordinária ("AGE") realizadas em 31 de dezembro de 2017 nas empresas agrupadas.

c) eventos ou operações não usuais

Não aplicável em razão de não ter havido eventos ou operações não usuais no período.

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases**10.4. Comentários dos diretores sobre:****a) mudanças significativas nas práticas contábeis****2017**

As demonstrações financeiras de 2017 estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (IFRS), emitidas pelo IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo CPC, contemplando os efeitos de mudanças em pronunciamentos aplicáveis a partir de 2017. Estes pronunciamentos não tiveram impactos significativos em nossas demonstrações financeiras consolidadas.

2016

As demonstrações financeiras de 2016 estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (IFRS), emitidas pelo IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo CPC, contemplando os efeitos de mudanças em pronunciamentos aplicáveis a partir de 2016. Estes pronunciamentos não tiveram impactos significativos em nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Adicionalmente, a Companhia e suas controladas de distribuição de energia elétrica, objetivando a melhor apresentação de seu desempenho operacional e financeiro concluíram que o ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de cada distribuidora, originalmente apresentado na rubrica de receita financeira, no resultado financeiro, deve 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 seu desempenho. Tal conclusão está suportada no fato de que:

- i. Investir em infraestrutura é a atividade indispensável do negócio de distribuição de energia elétrica, cujo modelo de gestão está suportado em construir, manter e operar essa infraestrutura;
- ii. Parte da indústria de distribuição de energia, bem como a indústria de transmissão de energia, já adota tal classificação, dessa forma a companhia estaria aumentando a comparabilidade de suas demonstrações financeiras;
- iii. O aumento nas taxas de inflação experimentado nos últimos anos no país, que influenciam diretamente no acréscimo do valor do ativo financeiro da concessão, contribuíram para aumentar a relevância dessa receita no resultado do exercício.

2015

As demonstrações financeiras de 2015 estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (IFRS), emitidas pelo IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo CPC, contemplando os efeitos de mudanças em pronunciamentos aplicáveis a partir de 2015. Estes pronunciamentos não tiveram impactos significativos em nossas demonstrações financeiras consolidadas.

b) efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

Não houve alterações significativas nas práticas contábeis adotadas pela Companhia, nos exercícios sociais de 2017 e 2015.

Para o exercício de 2016, conforme as orientações do CPC 23 / IAS 8 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, a Companhia e suas Controladas alteraram sua política contábil anteriormente adotada por uma política contábil que melhor reflete o desempenho dos negócios da Companhia e suas controladas (conforme descrito no item a) acima) e, portanto, procederam às reclassificações de forma retrospectiva em suas demonstrações do resultado e do valor adicionado.

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

As reclassificações efetuadas não alteram o total dos ativos, o patrimônio líquido e o lucro líquido, nem a Demonstração do Fluxo de Caixa.

c) ressalvas e ênfases presentes no relatório do auditor

O Relatório dos Auditores Independentes, referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2017, datado de 20 de março de 2018, emitido pela KPMG Auditores Independentes, não contém parágrafos de ênfases ou ressalvas.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

10.5. Indicações e 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, tais como: provisões, contingências, reconhecimento da receita, créditos fiscais, ativos de longa duração, vida útil de ativos não-circulantes, planos de pensão, ajustes de conversão em moeda estrangeira, custos de recuperação ambiental, critérios para teste de recuperação de ativos e instrumentos financeiros.

Ao elaborar as demonstrações financeiras, fazemos estimativas relativas a diversos assuntos. Alguns desses assuntos são altamente imprevisíveis, fazendo com que estas estimativas dependam de opiniões formuladas com base nas informações disponíveis. Discutem-se ainda determinadas políticas contábeis relativas a questões regulatórias. Na discussão a seguir, foram identificados diversos outros assuntos com relação aos quais as apresentações financeiras seriam prejudicadas caso (i) fossem utilizadas estimativas diferentes, ou (ii) no futuro, as estimativas sejam alteradas com razoável probabilidade de ocorrer.

A discussão trata apenas das estimativas mais importantes com base no grau de imprevisibilidade e na probabilidade de impacto relevante, caso outras estimativas fossem utilizadas em seu lugar. Há muitas outras áreas nas quais estimativas são utilizadas para situações imprevisíveis, mas o efeito provável da alteração ou substituição das estimativas não é relevante para as demonstrações financeiras. Veja as notas explicativas às demonstrações financeiras, para discussão mais detalhada da aplicação destas e de outras políticas contábeis.

Recuperação de Ativos de Longo Prazo (Impairment)

Os ativos de longo prazo, que incluem ativo imobilizado, ativos intangíveis e investimentos, compreendem parcela significativa da totalidade dos ativos. Os saldos demonstrados no balanço patrimonial tomam por base custos históricos, líquidos de depreciação e amortização acumuladas. Em função do CPC 01, a avaliação periódica destes ativos é obrigatória para identificação se sofreram desvalorização, ou seja, se sua capacidade futura de gerar caixa não justifica sua manutenção por seus valores contábeis. Caso não sejam realizáveis, o reconhecimento da perda é obrigatório, realizando baixa de seu valor total ou parcial. A análise realizada exige que se estimem os fluxos de caixa futuros decorrentes desses ativos, e essas estimativas nos obrigam a adotar uma série de premissas acerca das operações futuras, incluindo julgamentos relativos ao crescimento do mercado, condições regulatórias e a outros fatores macroeconômicos, assim como a demanda por energia elétrica. As alterações dessas premissas poderiam nos obrigar, e também nossas controladas, a reconhecer perdas por desvalorização em períodos futuros. A avaliação em 2014 não resultaram em qualquer desvalorização significativa do ativo imobilizado, ativos intangíveis e investimentos. Para os anos de 2017, 2016 e 2015, registramos perdas no valor de R\$ 21 milhões, R\$ 48 milhões e R\$39 milhões, respectivamente, relacionadas ao valor recuperável de ativos não financeiros (vide notas 13.1 e 14.2 das demonstrações financeiras de 2017).

Recuperação de Ativos Financeiros (Impairment)

Um ativo financeiro não mensurado pelo valor justo por meio do resultado é avaliado a cada data de apresentação para apurar se há evidência objetiva de que tenha ocorrido perda no seu valor recuperável que pode ocorrer após o reconhecimento inicial desse ativo, e que tenha um efeito negativo nos fluxos de caixa futuros projetados.

Nós e também nossas controladas avaliam a evidência de perda de valor para recebíveis e investimentos mantidos até o vencimento tanto no nível individualizado como no nível coletivo para todos os títulos significativos. Recebíveis e investimentos mantidos até o vencimento que não são individualmente importantes são avaliados coletivamente quanto à perda de valor por agrupamento conjunto desses títulos com características de risco similares.

Ao avaliar a perda de valor recuperável de forma coletiva, nós utilizamos tendências históricas da probabilidade de inadimplência, do prazo de recuperação e dos valores de perda incorridos, ajustados para refletir o julgamento da administração se as condições econômicas e de crédito atuais são tais que as perdas reais provavelmente serão maiores ou menores que as sugeridas pelas tendências históricas.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

A redução do valor recuperável de um ativo financeiro é reconhecida como segue:

- **Custo amortizado:** pela diferença entre o valor contábil e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados descontados à taxa efetiva de juros original do ativo. As perdas são reconhecidas no resultado e refletidas em uma conta de provisão contra recebíveis. Os juros sobre o ativo que perdeu valor continuam sendo reconhecidos através da reversão do desconto. Quando um evento subsequente indica reversão da perda de valor, a diminuição na perda de valor é revertida e registrada a crédito no resultado.
- **Disponíveis para venda:** pela diferença entre o custo de aquisição, líquido de qualquer reembolso e amortização do principal, e o valor justo atual, decrescido de qualquer redução por perda de valor recuperável previamente reconhecida no resultado. As perdas são reconhecidas no resultado.

Para os ativos financeiros registrados pelo custo amortizado e/ou títulos de dívida classificados como disponível para venda, caso exista aumento (ganho) em períodos subsequentes ao reconhecimento da perda, a perda de valor é revertida contra o resultado. Todavia, qualquer recuperação subsequente no valor justo de um título patrimonial classificado disponível para venda para o qual tenha sido registrada perda do valor recuperável, qualquer aumento no valor justo é reconhecido em outros resultados abrangentes.

Plano de Pensão

Patrocinamos planos de benefício de pensão e planos de benefícios em caso de invalidez e falecimento, cobrindo substancialmente todos os nossos empregados. A determinação do valor de nossas obrigações com pensão depende de determinadas premissas atuariais, incluindo índices de desconto, inflação, etc. Para mais informações sobre as premissas atuariais veja nota 19 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Impostos diferidos

A contabilização dos impostos sobre o lucro requer o registro de ativos e passivos correntes e diferidos. Dessa forma, os efeitos das diferenças entre o valor contábil para fins fiscais do ativo e passivo e os montantes reconhecidos nas demonstrações financeiras consolidadas são tratadas como diferenças temporárias para os fins de registro do imposto de renda diferido.

O crédito fiscal diferido é testado regularmente para fins de recuperação, sendo que não será reconhecido se a probabilidade de não realização for maior que a probabilidade de realização. Se nós e nossas controladas formos incapazes de gerar lucros tributáveis futuros suficientes, ou se houver alteração relevante nas alíquotas de imposto efetivas, ou período no qual as diferenças temporárias subjacentes se tornem tributáveis ou dedutíveis, podemos estar obrigadas a estabelecer uma provisão de desvalorização total ou parcial do crédito fiscal diferido. Isso pode resultar em um aumento substancial da alíquota efetiva de imposto e um impacto adverso relevante sobre os resultados operacionais.

Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas

Nós e nossas subsidiárias somos partes de processos judiciais no Brasil, decorrentes do curso normal dos negócios, relativos a questões fiscais, trabalhistas, civis entre outras.

As provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas são estimadas com base em experiência histórica, na natureza das reclamações, bem como com base na atual posição das reclamações. As avaliações relativas a essas provisões são realizadas por vários de nossos especialistas internos e externos. O registro das provisões requer julgamento significativo por parte da administração no tocante às probabilidades estimadas e limites de exposição de obrigação em potencial. A avaliação da nossa administração a respeito da exposição aos riscos fiscais, cíveis e trabalhistas pode se alterar à medida que se deem novos acontecimentos ou passem a ficar disponíveis mais informações. O desfecho destas provisões pode variar de maneira significativa, acarretando impacto relevante sobre os resultados operacionais, fluxos de caixa e situação financeira.

Instrumentos financeiros

Instrumentos financeiros podem ser avaliados a valor de mercado ou por custo amortizado, de acordo com determinados aspectos. Os avaliados a valor de mercado foram reconhecidos com base nos preços cotados em um mercado ativo, ou avaliados utilizando modelos de precificação, aplicados

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

individualmente para cada transação, levando em consideração o fluxo de pagamentos futuros, com base nas condições contratadas, descontados a valor presente das taxas de juros, baseado em informações obtidas nos web sites da B3 e da ANBIMA, quando disponíveis. Desta forma, o valor de mercado de um instrumento corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate) registrado a valor presente pelo fator de desconto (relativo a data de vencimento do instrumento) obtida do gráfico de juros de mercado em Reais.

Ativos financeiros classificados como disponíveis para venda referem-se ao direito de compensação a ser paga pelo Governo Federal na reversão dos ativos de distribuição das concessionárias (ativo financeiro da concessão). A metodologia adotada para registro destes ativos a valor de mercado é baseada no processo de revisão tarifária dos distribuidores. Nesta revisão, realizada a cada quatro ou cinco anos de acordo com cada concessionária, consiste na reavaliação a valor de mercado dos ativos da infraestrutura de distribuição. Esta base de avaliação é utilizada para a determinação da tarifa, a qual é acrescida anualmente em cada revisão tarifária, com base nos parâmetros dos principais índices de inflação.

A Lei n.º 12.783/13 definiu a metodologia e o critério para a avaliação da compensação na reversão destes ativos amparados na Base de Remuneração Regulatória. Desta forma, a avaliação da compensação na reversão é prevista por meio de processo de avaliação conduzido pela ANEEL.

Depreciação de Ativos Imobilizados e Amortização de Ativos Intangíveis

A depreciação é registrada utilizando o método linear, em tarifas anuais baseadas na vida útil estimada dos ativos, de acordo com os regulamentos da ANEEL e a prática do setor adotada no Brasil.

Os ativos intangíveis são compostos por naturezas distintas as quais impactam na forma da amortização é realizada, conforme descrito abaixo:

- Adquiridos através de combinações de negócios: A parcela do ágio oriunda de combinações de negócios que corresponde ao direito de exploração da concessão é apresentada como ativo intangível e amortizada linearmente pelo período remanescente das respectivas autorizações de exploração;
- Investimentos na infraestrutura (aplicação do ICPC 01 e IFRIC 12 – Contratos de Concessão): Uma vez que o prazo para exploração é definido contratualmente, este ativo intangível de vida útil definida é amortizado pelo prazo de concessão de acordo com uma curva que reflita o padrão de consumo em relação aos benefícios econômicos esperados.
- Uso do Bem Público: O ativo intangível referente a esta natureza está sendo, amortizado linearmente pelo período remanescente da concessão.

10. Comentários dos diretores / 10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs**10.6. Descrição dos diretores sobre itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor**

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

- i. arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos;***
- ii. carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos;***
- iii. contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços;***
- iv. contratos de construção não terminada;***
- v. contratos de recebimentos futuros de financiamento;***

Em 31 de dezembro de 2017 não há itens que não constem em nosso balanço patrimonial que tenham, ou possam vir a ter um efeito relevante em nossa condição financeira, receitas ou despesas, resultados operacionais, liquidez, investimentos ou recursos de capital.

A Companhia possui obrigações contratuais e compromissos, tais como os compromissos relacionados a contratos de longo prazo para compra e venda de energia e para projetos para construção de usinas, que estão apresentados em forma de tabela no item 10.1.c deste Formulário de Referência.

b) outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.

Não há outros itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor.

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

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

a) como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras do emissor;

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.

b) natureza e o propósito da operação;

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.

c) natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação.

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios**10.8. Os diretores devem indicar e comentar os principais elementos do plano de negócios do emissor, explorando especificamente os seguintes tópicos:*****a) investimentos, incluindo:******i. descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos;***

Os principais investimentos nos últimos anos têm sido destinados à manutenção e ao aprimoramento da rede de distribuição e aos projetos de geração. A tabela a seguir apresenta os investimentos da Companhia nos três anos encerrados em 31 de dezembro de 2017, 2016 e 2015 e a projeção para os anos de 2018 a 2022:

	Exercício encerrado em 31 de dezembro							
	2015	2016	2017	2018*	2019*	2020*	2021*	2022*
	(em milhões)							
Distribuição	868	1.201	1.883	1.797	1.990	2.157	2.063	1.795
Geração	7	8	9	24	11	69	11	10
Renováveis	494	979	621	237	86	336	17	20
Comercialização e outros investimentos	59	50	58	81	21	20	26	27
Total	1.428	2.238	2.570	2.139	2.108	2.217	2.117	1.852

* Investimento planejado

Além dos investimentos acima, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, houve um investimento de R\$ 46 milhões (ou R\$ 51 milhões em 2016) relacionado à construção de linhas de transmissão (na nossa atividade de transmissão) que, de acordo com o ICPC01/IFRIC 12, está registrado como "Ativos Financeiros de Concessão" (ativo não circulante).

Planejamos investir aproximadamente R\$ 2.139 milhões em 2018, R\$ 2.108 milhões em 2019, R\$ 2.217 milhões em 2020, R\$ 2.117 milhões em 2021 e R\$ 1.852 milhões em 2022. Dos investimentos totais orçados para este período, R\$ 9.802 milhões são esperados de serem investidos no nosso segmento de distribuição, R\$ 393 milhões em nosso segmento de Energia Renovável e R\$ 62 milhões no nosso segmento de Geração Convencional. Adicionalmente, durante este período, planejamos investir R\$ 175 milhões em nossos segmentos de comercialização e serviços. Parte dos gastos previstos, particularmente quanto aos projetos de geração, já encontram-se formalmente contratados.

ii. fontes de financiamento dos investimentos;

As principais fontes de recursos das controladas da Companhia são provenientes da geração de caixa operacional e de financiamentos. Para o biênio de 2017 e 2018, nossas controladas pretendem captar recursos por meio de (i) novos financiamentos junto ao BNDES, (ii) captações com instituições financeiras e (iii) emissões de debêntures.

iii. desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos;

Não aplicável em razão de não estar, em andamento, desinvestimento relevante, bem como não haver previsão de desinvestimentos futuros.

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

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios**2017**

Não houve aquisições de plantas, equipamentos ou outros ativos que influenciassem materialmente a capacidade produtiva da Companhia.

2016

Em 15 de junho de 2016, nossa subsidiária integral CPFL Jaguariúna Participações Ltda. firmou acordo para aquisição de 100% da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. (que posteriormente teve sua razão social alterada para RGE Sul Distribuidora de Energia S.A ou RGE Sul) da AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. A RGE sul atua como distribuidora de energia no estado do Rio Grande do Sul e tem direito exclusivo para distribuição de energia para 118 municípios no estado.

2015

Não houve aquisições de plantas, equipamentos ou outros ativos que influenciassem materialmente a capacidade produtiva da Companhia.

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

Não aplicável em razão de não haver novos produtos e serviços em andamento.

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

Não aplicável em razão de não haver novos produtos e serviços em andamento.

iii. projetos em desenvolvimento já divulgados;

Não aplicável em razão de não haver novos produtos e serviços em andamento.

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

Não aplicável em razão de não haver novos produtos e serviços em andamento.

10. Comentários dos diretores / 10.9 - Outros fatores com influência relevante**10.9. Comentários dos diretores sobre outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens desta seção**

Não existem outros fatores que influenciam de maneira relevante o desempenho operacional da companhia e que não foram mencionados nesta seção.