COPEL
Companhia Paranaense de Energia

PARANÁ
GOVERNO DO ESTADO

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO E DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 2016





Companhia Paranaense de Energia

CNPJ/MF 76.483.817/0001-20

Inscrição Estadual 10146326-50

Companhia de Capital Aberto - CVM 1431-1

www.copel.com copel@copel.com

Rua Coronel Dulcídio, 800, Batel - Curitiba - PR

CEP 80420-170

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO E DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2016

SUMÁRIO

MENSAGEM DO DIRETOR PRESIDENTE 3

1. PERFIL ORGANIZACIONAL 5

2. GOVERNANÇA E SUSTENTABILIDADE 10

2.1.Estrutura de Governança 10
2.2.Práticas de Integridade 12
2.3.Gestão da Sustentabilidade 15

3. DESEMPENHO OPERACIONAL 17

3.1.Análise macroeconômica 17
3.2.Ambiente regulatório 18
3.3.Segmentos de Negócios 23

4. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO 44

4.1.1.Receita Operacional Líquida 44
4.2.Custos e Despesas Operacionais 46
4.3.EBITDA ou LAJIDA 48
4.4.Resultado Financeiro 49
4.5.Valor Adicionado 49
4.6.Endividamento 50
4.7.Lucro Líquido 51
4.8.Inadimplência de Consumidores 52
4.9.Programa de Investimentos 53
4.10.Pesquisa & Desenvolvimento - P&D 54
4.11.Programa de Eficiência Energética - PEE 54

5. RECURSOS HUMANOS 56

5.1.Gestão de pessoas 56

6. DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL 61

6.1.Fornecedores 61
6.2.Clientes 61
6.3.Comunidade e Meio Ambiente 62

7. BALANÇO SOCIAL 74

8. COMPOSIÇÃO DOS GRUPOS RESPONSÁVEIS PELA GOVERNANÇA 77

MENSAGEM DO DIRETOR PRESIDENTE

A instabilidade política e econômica do Brasil não conheceu atenuantes em 2016, que resultou em mais um período de dificuldades para o setor produtivo nacional e a manutenção de baixos níveis de consumo energético. Esse cenário trouxe grandes desafios para o setor elétrico e para a Companhia Paranaense de Energia - Copel. Mas também foi um ano de boas notícias e conquistas, pois a Companhia ficou novamente em primeiro lugar na avaliação do cliente no Prêmio Abradee (Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica) e recebeu o troféu Cier de Melhor Distribuidora da América Latina.

Ainda na área de distribuição, tivemos o quarto ciclo tarifário e o reconhecimento pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel dos investimentos efetuados nos últimos quatro anos nessa atividade, o que permitiu dobrar para R$ 4,9 bilhões nossa base de ativos no segmento. A elevação dá novo fôlego ao programa de obras da distribuidora, que parte de um patamar de ativos mais realista para a manutenção de seu equilíbrio econômico-financeiro e a prestação de serviços à altura das novas exigências de qualidade no setor. O diversificado portfólio de negócios da Copel também garantiu resultados acima do esperado no segmento de telecomunicações, além de um crescimento em geração e transmissão dentro do esperado, dadas as condições atuais do mercado.

Também tiveram início as atividades da comercializadora Copel Energia, que constitui opção para empresas que migram para o Mercado Livre, principalmente para as provenientes do mercado regulado da própria distribuidora do grupo. A subsidiária apresentou um rápido crescimento, fechando o ano com 30 megawatts-médios de energia vendida. Para 2017, esperamos dobrar o volume comercializado, com mais de 20 negociações em andamento.

Para fazer frente ao nosso programa de obras e projetos nos segmentos de geração e transmissão, mesmo em meio à crise de confiança que ainda paira sobre o mercado, realizamos uma captação em debêntures de cerca de R$ 1,0 bilhão em 2016, o que ressalta a boa reputação que a Copel historicamente usufrui junto aos investidores e ao mercado.

Em 2016, a Copel Renováveis deu continuidade às obras do quarto complexo eólico no Rio Grande do Norte, com investimentos previstos de aproximadamente R$ 2,2 bilhões. Até 2018, os complexos somarão 28 parques naquela região. Com isso, o equivalente em energia eólica na Copel totalizará 665 MW, cumprindo as diretrizes estratégicas e de sustentabilidade estabelecidas. Atualmente a Companhia apresenta 93% de geração proveniente de fontes renováveis.

No segmento de transmissão, o ano foi marcado pela entrada em operação de 1.678 quilômetros de linhas e pelo início da implantação de um projeto de R$ 258,8 milhões, fruto de um leilão vencido em 2015. Atualmente a Companhia concentra esforços na construção de sete empreendimentos, que adicionarão 2.878 quilômetros de extensão e 4.150 MVA de capacidade de transformação ao conjunto de linhas e subestações de transmissão.

Assunto de extrema importância na realidade atual, reforçamos nosso compromisso com o combate à corrupção e a conformidade ética e legal de nossas práticas, ao elevar as áreas de governança, risco e *compliance*, estruturadas em 2015, ao status de diretoria. O novo órgão explicita nossa convicção de que transparência e responsabilidade são práticas fundamentais para a perenidade e para o crescimento sustentável do negócio.

A Companhia ampliou ainda os investimentos em gestão de pessoas, de modo a acelerar o autodesenvolvimento de nossos empregados e seu engajamento mais efetivo sobre o planejamento e a execução da estratégia. Ao mobilizar 94% dos empregados em consultas presenciais que analisaram os desafios da Copel e levantaram mais de 5 mil sugestões e críticas, o Programa Anima iniciou um movimento que pretende prepará-la para enfrentar de modo inovador o futuro em todas as áreas onde atua.

A busca pela inovação faz parte de nosso dia a dia e hoje trabalhamos com o objetivo principal de fomentar esta cultura em toda a Companhia, de modo a contribuir com sua visão de longo prazo. Bons exemplos desse esforço são o programa Mais Clic Rural, de implantação de redes inteligentes nos principais pólos do agronegócio, e o projeto de microgeração em Entre Rios do Oeste, que associa pequenos e médios suinocultores em grandes condomínios de geração de energia a partir de biogás, ao mesmo tempo em que evita o impacto ambiental do descarte de resíduos na natureza.

Também no que se refere à sustentabilidade do negócio, em 2016 a Copel registrou seu melhor posicionamento histórico em relação às médias do Índice de Sustentabilidade Empresarial - ISE da Bovespa. Entre os diferenciais que garantiram à Companhia uma pontuação recorde estão desde ações práticas voltadas às mudanças climáticas, com compromissos de inventário de gases de efeito estufa estendidos à sua cadeia de valor, até a antecipação da exigência legal na adoção do Relato Integrado — modelo de prestação de contas que mais privilegia a transparência ao vincular os resultados econômicos, sociais, ambientais e de governança.

São iniciativas que trazem um importante ponto em comum: traduzem-se em ações que permitirão à Companhia continuar crescendo de forma sustentável nas próximas décadas e ampliar a capacidade de atender seus clientes com qualidade e agilidade.

Boa leitura

Antonio Sergio de Souza Guetter

1. PERFIL ORGANIZACIONAL

A Copel foi criada em outubro de 1954 e é a maior empresa do Paraná. Atua com tecnologia de ponta nas áreas de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia, além de telecomunicações e gás natural.

Opera um abrangente e eficaz sistema elétrico com parque gerador próprio de usinas, linhas de transmissão, subestações, linhas e redes elétricas do sistema de distribuição e um moderno sistema óptico de telecomunicações, que integra todas as cidades do Estado.

Embora esteja sediada em Curitiba, no Paraná, a Copel está presente em dez estados brasileiros, conforme mapa a seguir:



• Participação no Mercado

Principais produtos (%)	Brasil	Região Sul	Paraná
Geração de energia elétrica [1]	3,2	[2] [3] 20,5	[2] [3] 51,0
Transmissão de energia elétrica [4]	1,8	9,1	24,2
Distribuição de energia elétrica [5]	[6] 6,1	[6] 34,6	97,3
Distribuição de gás [7]	2,2	27,1	100,0

[1] Capacidade Instalada. Não incluídas as participações da Copel e as usinas eólicas
[2] Não incluída a Usina de Itaipu
[3] Não inclui as usinas do Rio Paranapanema
[4] O mercado refere-se à Receita Anual Permitida - RAP
[5] Mercado fio de distribuição
[6] Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - EPE - dados preliminares
[7] Considerado volume distribuído no Paraná, com térmica

• Prêmios e certificações

Prêmios / Certificações	Certificador
Certificado - Contribuição para a formação de Jovens	Elo Apoio Social e Ambiental
Homenagem - Pró-Equidade de Gênero	Espaço Mulheres Executivas
Prêmio - Smart Utilities & Telecom	Garrido Marketing e InovaFocus
Prêmio Abradee - Melhor distribuidora do Sul	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
Prêmio Abradee de Avaliação do Cliente- Melhor distribuidora do Brasil	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
Prêmos Benchmarking Brasil - Melhores Práticas Socioambientais do país	Programa Benchmarking Brasil
Troféu Transparência - Reconhecimento da qualidade das informações contábeis	Anefac e Fipecafi
Anuário Telecom - Destaque do ano	Fórum Editorial
Prêmio - Melhor Distribuidora (categoria ouro)	Comisíon de Integración Energética Regional - CIER América Latina
Prêmio - Destaque em Processos	FNQ - Fundação Nacional da Qualidade
Prêmio - GRPCom de Criação (categoria ouro)	GRPCom
Prêmio - Melhores Práticas na Gestão de Frota (2ºlugar na America Latina)	Insituto Parar e Tom C. Johnson
Prêmio - Melhores Empresas para se Trabalhar (8º lugar)	Great Place to Work
Prêmio - Melhor Provedor de Internet	Associação NEOTV
Certificado Empresa Cidadã - informações apresentadas no relatório Social	Conselho Regional de Contabilidade do Rio de Janeiro, Sistema Firjan e Fecomércio
Prêmio 500 maiores do sul - Maior empresa do Paraná	Revista Amanhã
Prêmio 500 maiores do sul - Maior receita líquida setor de energia	Revista Amanhã

• Referencial Estratégico

As diretrizes expressas no referencial estratégico da Compahia balizam sua gestão e orientam todas as ações e decisões internas e externas. São elas:

Missão: Prover energia e soluções para o desenvolvimento com sustentabilidade.

Visão: Ser referência nos negócios em que atua gerando valor de forma sustentável.

Valores:

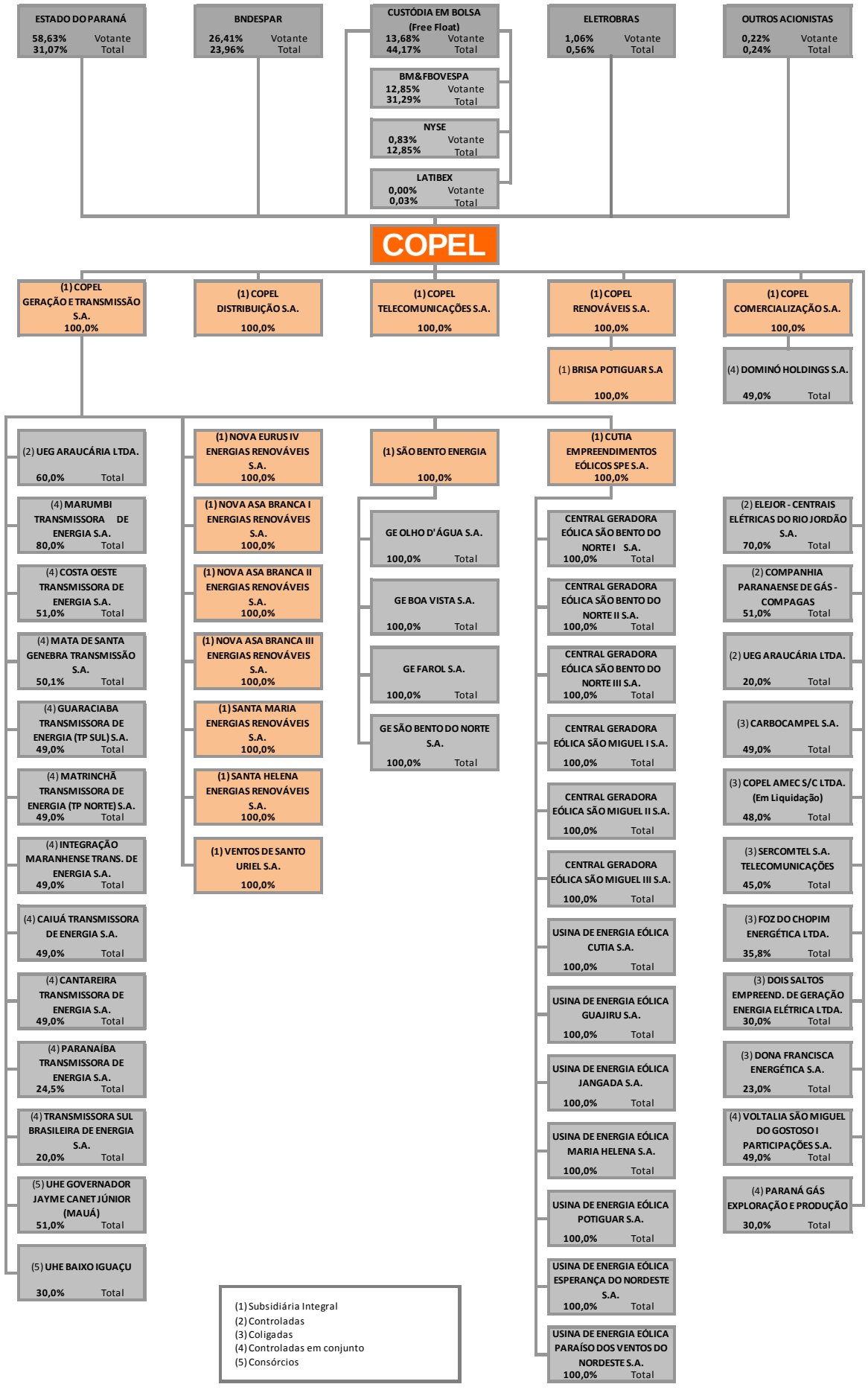
- **Ética:** Resultado de um pacto coletivo que define comportamentos individuais alinhados a um objetivo comum.
- **Respeito às pessoas:** Consideração com o próximo.
- **Dedicação:** Capacidade de se envolver de forma intensa e completa no trabalho contribuindo para a realização dos objetivos da organização.
- **Transparência:** Prestação de contas das decisões e realizações da empresa para informar seus aspectos positivos ou negativos à todas as partes interessadas.
- **Segurança e Saúde:** Ambiente de trabalho saudável em que os trabalhadores e os gestores colaboram para o uso de um processo de melhoria contínua da proteção e promoção da segurança, saúde e bem-estar de todos.
- **Responsabilidade:** Condução da vida da empresa de maneira sustentável, respeitando os direitos de todas as partes interessadas, inclusive das futuras gerações e o compromisso com a sustentação de todas as formas de vida.
- **Inovação:** Aplicação de ideias em processos, produtos ou serviços de forma a melhorar algo existente ou construir algo diferente e melhor.

• Organograma societário

A seguir, o organograma de participação societária da Copel em 31.12.2016:

COPEL
Companhia Paranaense de Energia

PARANÁ
GOVERNO DO ESTADO



• Copel em Números

Em R$ mil (exceto quando indicado de outra forma)	2016	2015	variação %
Indicadores Contábeis			
Ativo total	30.434.209	28.947.657	5,1
Caixa e equivalentes de caixa	982.073	1.480.727	(33,7)
Títulos e valores mobiliários	302.398	406.274	(25,6)
Dívida total	8.837.102	7.760.988	13,9
Dívida líquida	7.552.631	5.873.987	28,6
Receita operacional bruta	21.061.792	24.673.224	(14,6)
Deduções da receita	7.960.039	9.727.380	(18,2)
Receita operacional líquida	13.101.753	14.945.844	(12,3)
Custos e despesas operacionais	11.279.346	12.911.938	(12,6)
Equivalência patrimonial	221.695	92.545	139,6
Resultado das atividades	1.822.407	2.033.906	(10,4)
EBITDA ou LAJIDA	2.752.398	2.802.923	(1,8)
Resultado financeiro	(565.744)	(328.671)	72,1
IRPJ/CSLL	530.568	532.229	(0,3)
Lucro operacional	1.478.358	1.797.780	(17,8)
Lucro líquido do exercício	947.790	1.265.551	(25,1)
Patrimônio líquido	15.155.446	14.584.478	3,9
Juros sobre o capital próprio	282.947	198.000	42,9
Dividendos	-	128.795	-
Indicadores Econômico-Financeiros			
Liquidez corrente (índice)	0,8	1,4	(42,9)
Liquidez geral (índice)	0,8	0,8	-
Margem do EBITDA ou LAJIDA (%)	21,0	18,8	11,7
Lucro por ação - Ações ordinárias	3,34587	4,16287	(19,6)
Lucro por ação - Ações preferenciais classe "A"	3,68045	4,57807	(19,6)
Lucro por ação - Ações preferenciais classe "B"	3,68045	4,56917	(19,5)
Valor patrimonial por ação - R$ (patrimônio líquido/quantidade de ações)	55,4	53,3	3,9
Dívida total sobre o patrimônio líquido (%)	58,3	53,2	9,6
Margem operacional (lucro operacional/receita operacional líquida) (%)	11,3	12,0	(5,8)
Margem líquida (lucro líquido/receita operacional líquida) (%)	7,2	8,5	(15,3)
Participação de capital de terceiros (%)	50,2	49,6	1,2
Rentabilidade do patrimônio líquido (%) [1]	6,5	9,2	(29,3)

[1] LL ÷ (PL inicial)

2. GOVERNANÇA E SUSTENTABILIDADE

O modelo de governança da Copel é pautado pela transparência, conformidade e responsabilidade social empresarial, conforme práticas propostas pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa - IBGC.

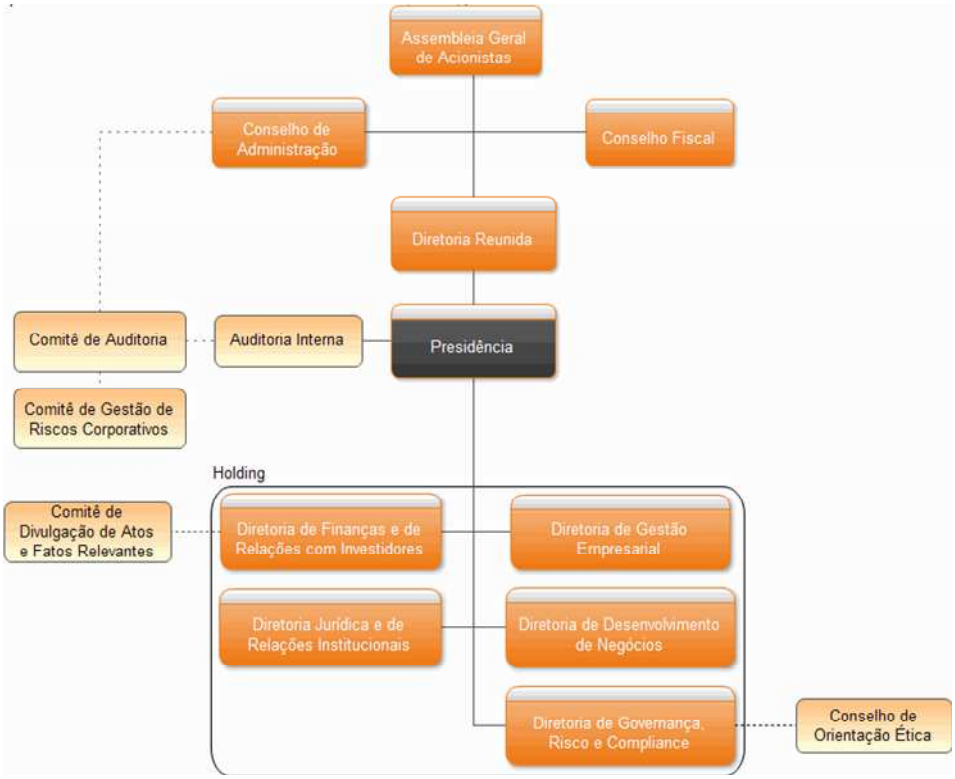
São quatro princípios que orientam a governança corporativa: Transparência, Equidade, Prestação de Contas e Responsabilidade Corporativa. Com base nestes princípios, a Copel desenvolveu sua Política de Governança para estabelecer o padrão e as melhores práticas de governança corporativa a serem adotadas pela Companhia e suas subsidiárias.

Para que a atuação seja permanentemente conduzida por princípios moralmente positivos, todos que atuam em nome da Companhia são regidos por um código de conduta desenvolvido em consonância com os valores da Copel, os Princípios do Pacto Global e os Princípios da Governança Corporativa.

Em 2016, a Companhia avançou no aprimoramento das suas práticas de governança corporativa com a criação de uma nova Diretoria de Governança, Risco e *Compliance*. A criação desta diretoria antecipou o cumprimento de exigências da Lei Anticorrupção — regulamentada em 2015, e da nova Lei das Estatais nº 13.303/2016.

2.1. Estrutura de Governança

A estrutura de governança da Companhia em 31.12.2016 é a demonstrada a seguir:



Assembleia geral de acionistas

É o fórum no qual os acionistas têm poderes para decidir todos os negócios relativos ao objeto da Companhia e tomar as resoluções consideradas convenientes quanto a sua defesa e seu desenvolvimento.

Conselho Fiscal

Órgão permanente que examina as demonstrações financeiras, opina sobre o relatório da administração, modificação do capital, orçamento de capital, distribuição de dividendos e fiscaliza os atos dos administradores. Possui cinco membros efetivos e cinco suplentes com mandato de um ano.

Conselho de Administração - CAD

O Conselho de Administração da Copel é composto por nove membros, sendo cinco deles independentes. O CAD realiza quatro reuniões ordinárias conforme calendário preestabelecido, além de eventuais reuniões extraordinárias (em média, são oito reuniões ao ano).

Diretoria reunida

Tem funções executivas e aplica a estratégia da Companhia. São membros: o presidente, cinco diretores e um diretor adjunto. Mandato de três anos após eleição pelo CAD.

Comitê de Auditoria

Vinculado diretamente ao Conselho de Administração, o Comitê de Auditoria é composto por três membros daquele Colegiado, independentes nos termos da Regra 10A-3 da *Securities Exchange Act*, sendo as características, composição, funcionamento e competências estabelecidas em Regimento Interno específico.

A indicação dos conselheiros a partir do próximo mandato dos membros do Comitê, que terá início em maio de 2017, a Companhia passará a adotar os requisitos exigidos no Art. 25 da Lei 13.303/2016 e nos Decretos Estaduais nº 6262 e 6263/2017.

Conselho de Orientação Ética - COE

Constituído como um colegiado vinculado administrativamente à Presidência, com a atribuição de contribuir para que a atuação da Companhia seja permanentemente conduzida por princípios éticos no desenvolvimento de seus negócios. É composto por doze conselheiros, dos quais, onze são empregados da Copel e um é representante da sociedade civil.

Comitê de divulgação de atos e fatos relevantes

Possui 15 membros e apoia a Diretoria de Finanças e Relações com Investidores na prática da Política de Divulgação de Informações Relevantes e da Política de Negociação de Ações de Emissão Própria, em atendimento à Instrução CVM nº 358/2002.

Comitê de gestão de riscos corporativos

O Comitê de Gestão de Riscos Corporativos é o colegiado responsável pelo levantamento da matriz de risco da Companhia, seu gerenciamento e pela indicação de providências preventivas de segurança ao negócio. A Copel também possui uma estrutura de Auditoria Interna, responsável por aferir a adequação dos controles internos, a efetividade do gerenciamento de riscos, o cumprimento de normas e a confiabilidade dos processos.

O modelo de gestão de riscos adotado pela Copel considera aspectos legais, regulatórios, socioambientais e reputacionais servindo de base para processos decisórios e atividades operacionais, levando em consideração, para tanto, os seguintes perfis de riscos: estratégico, operacional, divulgação e *compliance*. No modelo também são definidos os parâmetros de apetite ao risco, a possibilidade de ocorrência e seus impactos socioambientais, financeiros, operacionais e de imagem, prevendo ferramentas para seu tratamento preventivo e mitigação.

2.2. Práticas de Integridade

A Copel conta com diversas estruturas para estabelecer o diálogo transparente e o relacionamento ético com todos os seus públicos. Estes mecanismos formam as práticas de integridade da Companhia e suas subsidiárias, a partir de alinhamento com o Pacto Global da ONU e o compromisso público com o combate à corrupção. A Companhia adota ferramentas internas para disseminar a conduta ética e identificar desvios, disponibilizando o Portal *Compliance*.

- **Programa de Integridade**

O Programa de Integridade é uma plataforma de disseminação dos compromissos da Companhia com a transparência e o combate à corrupção. Em 2016, implementou-se treinamentos do programa na modalidade de Ensino à Distância (EaD) objetivando ampliar a conscientização do comportamento ético entre todos os empregados da Copel e de suas subsidiárias. Foram treinados 7.724 empregados no combate à corrupção, o equivalente a 90,54% dos empregados da Companhia.

As normas éticas da Companhia foram divulgadas em todos os canais de comunicação interna, permanecendo disponíveis na internet todas as regras corporativas relacionadas ao Programa de Integridade.

- **Código de Conduta**

O Código de Conduta da Companhia está alinhado aos valores, aos Princípios do Pacto Global da ONU e às diretrizes de Governança Corporativa. Ele define ações que visam a integridade, a transparência, a

segurança e a saúde. O documento aborda também a responsabilidade social e ambiental, o respeito e o relacionamento com os diversos segmentos em que atua.

Criado em 2003, com parâmetros éticos, deve servir como instrumento orientador dos atos de todos que exercem atividades em nome da Copel. Em 2017 a Companhia promoverá nova atualização do Código de Conduta, buscando torná-lo mais aderente à nova Lei Anticorrupção. O Código de Conduta está disponível a todas as partes interessadas no Portal de *Compliance*.

Esse conjunto de ações obedece aos padrões estabelecidos pela *Committee of Sponsoring Organizations for the Treadway Comission* - COSO.

Para disseminar os conceitos do Código de Conduta, em 2016 a Copel desenvolveu treinamento específico na modalidade “Ensino a Distância” (EaD), em qual já participaram 543 empregados. A meta da Copel é assegurar que todos os empregados realizem este módulo até outubro de 2017.

- **Avaliação de Riscos de Corrupção**

Como parte de sua Política de Gestão Integrada de Riscos Corporativos, a Copel busca assegurar um constante monitoramento de ameaça de corrupção no âmbito da Companhia e de fraudes no ambiente de controles internos.

Em razão desses critérios de segurança todos os processos operacionais são submetidos anualmente a avaliação de riscos relacionados a erros ou fraudes, que possam interferir nos resultados das demonstrações financeiras. Nesse aspecto, são estabelecidos controles submetidos a testes pela Auditoria Interna e pelo Auditor Independente, cujos resultados são reportados à alta administração.

Em 2016, a Companhia submeteu 28 operações a avaliações de risco relacionadas a corrupção. Isso representou 100% das operações realizadas no ano. Não foram identificados casos de corrupção no período.

- **Canais de denúncia**

Visando acolher opiniões, críticas, reclamações, denúncias e consultas pessoais, a Copel disponibiliza canais de comunicação, que além de contribuir para o combate a fraudes e corrupção, também ampliam o relacionamento da organização com as partes interessadas. São eles:

- Canal de Comunicação Confidencial: destina-se ao recebimento de denúncias e comunicações relativas ao não cumprimento de leis e normas, especialmente com relação a fraudes ou irregularidades que envolvam questões de finanças, auditoria ou contabilidade. O canal garante proteção, preservação da identidade do manifestante e resposta à denúncia. Está disponível 24 horas por dia, sete dias da semana, por ligação gratuita pelo telefone: 0800 643 5665 .
- Ouvidoria: existem dois canais abertos a todos os públicos, interno e externo, para sugestões, reclamações e denúncias, estando disponíveis nos dias úteis, das 8h às 18h, com ligação gratuita. A

Ouvidoria Copel Distribuição está disponível no telefone 0800 647 0606 e também no e-mail ouvidoria@copel.com. Além disso, está apta a receber as reclamações pessoalmente ou por meio de correspondência enviada a seu endereço, à Rua Professor Brasilio Ovidio da Costa, 1703, no Bairro Santa Quitéria, CEP: 80310-130, em Curitiba – PR. A Ouvidoria Copel Telecomunicações está disponível no telefone 0800 649 3949 e no e-mail ouvidoriatelecom@copel.com., estando apta a receber as reclamações pessoalmente ou por meio de correspondência enviada a seu endereço, à Rua Emiliano Perneta, 756, no Bairro Batel, CEP: 80420-080, em Curitiba - PR.

- Comissão de Análise de Denúncias de Assédio Moral - CADAM: atende e apoia todo empregado vítima de assédio moral em seu ambiente de trabalho. As informações são confidenciais e tanto o denunciante como o denunciado tem garantia de preservação de identidade. Email: cadam@copel.com
- Conselho de Orientação Ética - COE: aprecia e emite orientação em processos relacionados à conduta ética na Companhia e tem um prazo máximo de 90 dias para oferecer uma resposta final. E-mail: conselho.etica@copel.com

• Auditoria Externa

Nos termos estabelecidos pela Instrução nº 381/2003 da Comissão de Valores Mobiliários - CVM, em norma interna de Governança Corporativa e sob a revisão e supervisão do Comitê de Auditoria, a Companhia e suas subsidiárias integrais possuem contrato com a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes desde 21 de março de 2016, para prestação de serviços de auditoria das demonstrações financeiras, sendo que os trabalhos necessários à avaliação do ano fiscal se estenderão até 30.06.2017, data que corresponderá ao seu termo final, podendo ser prorrogado formalmente em até 48 meses.

A cada cinco anos, seguindo o critério de rodízio dos auditores independentes conforme instrução CVM nº 308/99, a Companhia troca a empresa responsável pela auditagem de suas demonstrações financeiras.

O valor contratado para o período 2016-2017 foi de R$ 2,4 milhões sendo que o valor bruto total pago para serviços de auditoria externa prestados em 2016 foi de R$ 0,4 milhão.

A Deloitte foi contratada pelo valor estimado em R$ 0,8 milhão, 32,41% do valor contratado pelo serviço de auditoria externa prestando serviços de engenharia especializada em assessoria técnica independente para análise de pleito.

Ao contratar outros serviços de seus auditores externos, a prática de atuação da Companhia prevê a análise prévia pelo Comitê de Auditoria do Conselho de Administração, que deve considerar nesta avaliação se um relacionamento ou serviço prestado por um auditor independente: (a) cria interesses conflitantes com o seu cliente de auditoria; (b) coloca-os na posição de auditar o seu próprio trabalho; (c) resulta em atuação em função de gestor ou como empregado do cliente de auditoria; ou (d) coloca-os em uma posição de ser um advogado para o cliente da auditoria.

O Comitê de Auditoria considera ainda neste tipo de avaliação se qualquer serviço prestado pela empresa de auditoria independente pode prejudicar, de fato ou aparência, a independência da firma. Sempre que necessário, o Comitê de Auditoria pode contar com o apoio técnico da Auditoria Interna ou ainda de consultoria independente para avaliação técnica que pode ser requerida em cada caso concreto, sendo registradas em atas de reuniões deste colegiado as discussões sobre contratações de outros serviços do auditor independente.

2.3. Gestão da Sustentabilidade

Os desafios da sustentabilidade são parte do referencial estratégico da Copel contido na missão e visão de negócios. São etapas dessa estratégia a busca permanente por melhorar o desempenho da área de sustentabilidade, bem como sua comunicação com as partes interessadas e a gestão de temas e indicadores.

Todo este trabalho envolve algumas das principais práticas de mercado para:

- direcionar e avaliar seu desempenho, bem como comparar suas práticas com as referências mundiais e nacionais: questionário da RobecoSAM (*Dow Jones Sustainability Index* - DJSI), Indicadores Ethos para Modelos de Negócios Sustentáveis e Responsáveis e, Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE – BM&FBovespa).
- reportar seu desempenho e engajar seus públicos: *Global Reporting Initiative - GRI, Carbon Disclosure Project - CDP* e *Global Greenhouse Gas Protocol - GHG*.

Um dos resultados da atuação da Copel foi a seleção da Companhia, em novembro de 2016, para permanecer no grupo das empresas mais sustentáveis da Bolsa de Valores de São Paulo (BM&FBovespa) na carteira 2016/2017. A Companhia integra a carteira do ISE desde sua criação, em 2005. A Copel esteve presente em onze das doze edições do índice.

O ano de 2016 foi marcado também pela continuidade da Companhia no índice de sustentabilidade da *Morgan Stanley Capital International* MSCI, líder mundial na composição de índices financeiros que servem de referência para investidores. O selo MSCI ESG é concedido a empresas que exibem excelente desempenho nas áreas social, ambiental e de governança corporativa. A Copel obteve nota máxima em 27 dos 28 indicadores analisados em 2016. Entre os indicadores, estão: o controle de suas emissões de carbono e a publicidade dada a informações da gestão administrativa e financeira.

• Compromissos voluntários

A Copel — comprometida com o desenvolvimento sustentável — assumiu diversos compromissos voluntários ao longo de sua história, disseminando-os para a sua cadeia de valor e demais partes interessadas:

- Pacto Global
- Movimento Nacional ODS Nós Podemos
- Contribuição Empresarial para a Promoção da Economia Verde e Inclusiva
- Declaração Chamada à Ação para os Governos no Combate à Corrupção
- Pacto Empresarial pela Integridade e contra a Corrupção
- Erradicação do Trabalho Infantil, Trabalho Forçado ou Compulsório
- Exploração Sexual de Crianças e Adolescentes
- Combate à prática de Discriminação e Valorização da Diversidade
- Prevenção do Assédio Moral e do Assédio Sexual
- Respeito à Livre associação Sindical e Direito à Negociação Coletiva
- Princípios para Educação Executiva Sustentável - PRME
- Rede de Empresas pela Aprendizagem e Erradicação do Trabalho Infantil

3. DESEMPENHO OPERACIONAL

3.1. Análise macroeconômica

A economia mundial apresentou, em 2016, o desempenho mais fraco desde a crise financeira global, devido à estagnação do comércio, ao baixo volume de investimentos e ao elevado nível de incertezas políticas, devendo encerrar o ano com crescimento estimado próximo a 2,3%[1]. Somente no final do ano a economia mostrou uma ligeira aceleração, quando os indicadores de confiança de forma geral começaram a apresentar melhora em diversas regiões do mundo, principalmente aqueles relacionados à confiança da indústria manufatureira. O volume do comércio mundial atingiu índices muito baixos na primeira metade do ano e agora inicia uma recuperação. Os Estados Unidos da América, após crescer abaixo de 1,0% no primeiro semestre, teve um melhor desempenho no segundo e a China, embora apresenta crescimento inferior ao ano anterior, obteve performance superior à inicialmente estimada pelos economistas.

O ano de 2016 foi marcado por eventos que expressaram o desejo de mudanças em relação ao modelo político e econômico atualmente vigente em muitos países, que viabiliza maior liberdade comercial e de fluxo de pessoas entre as nações. Este interesse pôde ser observado na concretização do Brexit e também na eleição de Donald Trump para o governo dos Estados Unidos da América, eventos que provocaram incertezas e riscos para a política e a economia global. Tais fatos trazem sinalizações importantes para 2017, tais como a possibilidade de uma desaceleração na globalização, à medida que o ressurgimento do nacionalismo em algumas partes do mundo colocará as regras da Organização Mundial do Comércio à prova; o aumento do grau de incerteza com relação à intensidade com que a política irá direcionar a economia; e o retorno da política monetária americana à normalidade, com um gradual avanço do aperto monetário ao longo do ano.

O contexto político conturbado e o tamanho do déficit orçamentário foram fatores determinantes para levar o Brasil ao contexto recessivo atual, que já vem se estendendo desde o segundo trimestre de 2014, provocado pelo significativo aumento dos gastos do governo que causaram a elevação do déficit orçamentário e da dívida bruta, afugentando os investimentos devido ao receio de um calote e causando a perda de três graus de investimento e forte desvalorização cambial, o que ajudou a acelerar a inflação de preços. A redução no volume de empregos associada à estagnação dos rendimentos do trabalho, provocaram significativa perda de massa salarial, impedindo a recuperação do consumo das famílias, com impacto imediato sobre o setor de comércio e serviços. A dificuldade de reversão do processo de recessão permaneceu ao longo de todo ano de 2016, em função do elevado nível de endividamento das empresas e das famílias. O Produto Interno Bruto – PIB nacional apresentou redução de 3,6%[2] em 2016.

[1] Estimativa do Banco Mundial – Global Economic Prospects – Janeiro /2017

[2] Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE

A economia estadual decresceu 2,4%[3] em 2016, como resultado do menor desempenho no setor industrial, de uma frustração de safra que impactou negativamento o setor agropecuário e do baixo dinamismo verificado no setor de comércio e serviços. O resultado do setor industrial foi influenciado principalmente pelo ramo automotivo, além das áreas de máquinas e equipamentos, mobiliário e minerais não metálicos. O setor agropecuário apresentou queda de 5,7% na produção de grãos, devido à condições climáticas menos favoráveis. O setor de comércio e serviços sofreu retração em função da perda dos rendimentos do trabalho.

3.2. Ambiente regulatório

Desde 2013 o Setor Elétrico Brasileiro enfrenta uma importante crise que pode ser dividida em 3 momentos distintos: (a) a partir de 2013 um período de restrições hidrológicas, que prejudicou a produção de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN; (b) a desestruturação financeira dos agentes de geração e distribuição causada pela exposição ao mercado de curto prazo, seguido por um quadro de intensa judicialização, praticamente travando as operações no mercado de energia nacional a partir de fins de 2014, e; (c) repactuação dos passivos contraídos pelos agentes neste período e tentativa de destravamento do setor.

Neste contexto, 2015 foi um ano em que o setor elétrico brasileiro teve o seu ambiente regulatório fortemente influenciado pela busca de soluções para o equacionamento desta terceira fase da crise. Após um longo período de discussões com a sociedade, o Governo Federal editou a MP nº 688, posteriormente convertida na Lei n° 13.203/2015. Na sequência, em 11.12.2015, a Aneel publicou a Resolução Normativa n° 684, que estabeleceu os critérios para anuência e as demais condições para repactuação do risco hidrológico de geração hidrelétrica por agentes participantes do Mecanismo de Realocação de Energia.

Em 2016, com a troca de titularidade do governo federal, foi possível observar uma mudança no modo de condução das políticas voltadas ao setor de energia elétrica no País, que passou a ter um caráter menos intervencionista, buscando assim melhorar o ambiente de negócios para atração de novos investimentos no setor. Um exemplo desta nova diretriz foi a aprovação da Lei nº 13.360/2016 que advém da Medida Provisória nº 735/2016.

De modo geral, a nova lei buscou facilitar processos de privatização, reduzir a burocracia de leilões e custos da União com subsídios a concessionárias e permite a desestatização de distribuidoras estaduais que foram federalizadas. Ao todo, foram alteradas 12 normas do setor, incluindo-se a Lei nº 10.848/2004, tida como o marco legal do “novo modelo” do setor elétrico brasileiro. De forma geral, o novo regramento sinaliza para o mercado uma intenção do governo federal em desjudicializar o setor e apresentar mecanismos de resolução de problemas.

[3] Fonte: Instituto Paranaense de Desenvolvimento Econômico e Social – Ipardes

- **Risco de Racionamento**

Aproximadamente 61,0% [4] da capacidade instalada no País atualmente é proveniente de geração hidrelétrica, o que torna o Brasil e a região geográfica em que operamos sujeitos a condições hidrológicas imprevisíveis, devido a desvios não cíclicos da precipitação média. Condições hidrológicas desfavoráveis podem causar, entre outras coisas, a implementação de programas abrangentes de economia de eletricidade, tais como uma racionalização ou até uma redução obrigatória de consumo, que é o caso de um racionamento.

Ao longo de 2016, as principais bacias hidrográficas do País, onde estão localizados os reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, enfrentaram situações climáticas adversas, levando os órgãos responsáveis pelo setor a adotarem medidas de otimização dos recursos hídricos para garantir o pleno atendimento à carga.

Todavia, em relação ao risco no curto prazo, segundo o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, o risco de qualquer déficit de energia está dentro da margem de segurança. O mesmo posicionamento é adotado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS em relação ao risco de déficit no médio prazo, conforme apresentado no PEN 2016 - Plano da Operação Energética 2016-2020.

Embora os estoques armazenados nos reservatórios não sejam os ideais, sob o ponto de vista dos órgãos reguladores, quando combinadas com outras variáveis, são suficientes para manter o risco de déficit dentro da margem de segurança estabelecida pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE (risco máximo de 5,0%) em todos os subsistemas.

- **Prorrogação das Concessões**

Com relação à prorrogação das concessões delegadas à Copel, importante resgatar que, em 2012 foi estabelecido um novo regramento para as concessões no setor elétrico, no qual foi facultada a prorrogação das concessões, desde que aceitas uma série de contrapartidas do concessionário por parte do Poder Concedente. À época foi editada a MP nº 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013, que dispôs dentre outras, sobre o tratamento a ser dado às concessões de geração, transmissão e distribuição alcançadas pelos artigos 17, 19 e 22 da Lei nº 9.074/1995, cujo vencimento se daria, inicialmente, entre os anos de 2015 e 2017 e que já haviam sofrido uma única prorrogação. Tal regramento também permanece válido também para as concessões que vencerão a partir desta data.

Concessões de Geração

Para as concessões de geração, ficou estabelecida uma prorrogação de até 30 anos. A prorrogação foi facultada ao concessionário e sua adesão dependeu, além da aceitação de antecipação do termo original de sua concessão, também da aceitação expressa das seguintes condições: (a) remuneração por tarifa

[4] Banco de Informações de Geração – Aneel

calculada pela Aneel para cada usina hidrelétrica; (b) alocação de cotas de garantia física de energia e de potência da usina hidrelétrica às concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica do SIN, a ser definida pela agência reguladora, conforme regulamento do poder concedente; e (c) submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Aneel.

A Copel Geração e Transmissão, após conhecimento das condições de prorrogação, procedeu às análises possíveis, concluiu quanto a não viabilidade da prorrogação naquele momento das concessões de geração de suas quatro usinas vincendas entre 2014 e 2015: Rio dos Patos com 1,8 MW de capacidade instalada, Usina Governador Pedro Viriato Parigot de Souza com 260,0 MW, Mourão com 8,2 MW e Chopim I com 1,8 MW.

Posteriormente, a MP n° 688/2015, entre outros assuntos, alterou as condições para a renovação da concessão destas usinas, que passaram a ser objeto de leilão, sendo disputadas através da maior bonificação de outorga a ser oferecido pelo concessionário em face a menor receita requerida. Deste modo, em 25.11.2015, foi realizado o Leilão nº 12/2015, no qual as usinas de Mourão e Governador Pedro Viriato Parigot de Souza foram ofertadas. Após o certame, a Copel Geração e Transmissão sagrou-se vencedora no Lote B1, no qual foi licitada a UHE Governador Pedro Viriato Parigot de Souza, renovando assim a concessão da usina por mais 30 anos. Para a usina Mourão a Copel Geração e Transmissão não apresentou proposta, sendo assumida por outro concessionário.

Quanto a usina de Chopim I, após o término da concessão, esta passou à condição de registro da Copel Geração e Transmissão, nos termos da Lei nº 12.783/2013. Rio dos Patos, por sua vez encontra-se submetida ao regime de cotas, introduzido pela mesma lei.

A próxima usina a ter sua concessão vencida é a UTE Figueira, que tem seu termo contratual previsto para 26.03.2019. A Copel já protocolou, em 24 de março de 2017, junto à Aneel, sua intenção em prorrogar a outorga da concessão de geração da UTE, ressaltando porém, que firmará os necessários contratos e/ou aditivos, somente após conhecer e aceitar os termos contratuais e as regras que orientarão. A UTE Figueira tem capacidade instalada de 20 MW e passa atualmente por um processo de modernização.

Concessões de Transmissão

Para as concessões de transmissão, ficou estabelecida uma prorrogação de até 30 anos. A prorrogação foi facultada ao concessionário e sua adesão dependeu, além da aceitação de antecipação do termo original de sua concessão, também da aceitação expressa das seguintes condições: (a) receita fixada conforme critérios estabelecidos pela Aneel; e (b) submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Aneel.

A Copel Geração e Transmissão, após conhecimento das condições de prorrogação, procedeu às análises e avaliações, optando pela prorrogação do contrato de transmissão. Entretanto, a prorrogação desconsiderou uma série de investimentos feitos pelas concessionarias e que não foram ressarcidos pelo poder concedente. Deste modo, em 2013 foi publicada a Resolução Normativa nº 589, que estabeleceu o regramento para indenização dos investimentos ainda não amortizados e/ou depreciados existentes em

31.05.2000, chamados de Rede Básica do Sistema Existente - RBSE e RPC (instalações de conexão e demais instalações de transmissão).

Em 31.03.2015 a Copel Geração e Transmissão entregou à Aneel o laudo de avaliação para o ressarcimento destes investimentos, o qual aguarda validação por parte da agência para posterior pagamento por parte do Ministério de Minas e Energia - MME.

Em 20.04.2016 foi publicada pelo MME a Portaria nº 120/2016 no qual foram apresentadas as diretrizes para o pagamento das indenizações da relativas ao laudo de avaliação relativos aos ativos de RBSE e RPC da Copel Geração e Transmissão, que deverão ser reconhecidos a partir do ciclo tarifário de 2017.

Com base nas informações disponíveis na Portaria MME nº 120/2016 — no Procedimento de Regulação Tarifária - PRORET, e em sua melhor estimativa, a Companhia registrou o valor de R$ 1.187,0 milhões em contas a receber vinculadas à concessão, com efeito de R$ 809,6 milhões na receita operacional do período. Esse valor será recebido por meio de dois fluxos: (a) em 8 anos referente ao período de 2013 à junho de 2017; e (b) a partir de julho de 2017 até o final da vida útil dos ativos, limitado ao final do contrato de concessão. Esses valores serão incorporados a Receita Anual Permitida - RAP do contrato de concessão de transmissão nº 060/2001, a ser estabelecida a partir de julho de 2017.

Concessões de Distribuição

Em 02.06.2015, publicou-se o Decreto nº 8.461, o qual regulamentou a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica de que trata o art. 7º da Lei nº 12.783/2013. Por esse decreto, o MME pôde prorrogar as concessões de distribuição de energia elétrica por trinta anos, com vistas a atender aos seguintes critérios:

I – Eficiência com relação à qualidade do serviço prestado;

II – Eficiência com relação à gestão econômico-financeira;

III – Racionalidade operacional e econômica; e

IV – Modicidade tarifária.

Em 09.11.2015, por Despacho do Ministro de Minas e Energia, foi deferido o requerimento para a prorrogação, sendo que no início de dezembro de 2015 foi assinado o quinto aditivo contratual formalizando a prorrogação do Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 46/1999, até 07.07.2045.

O quinto termo aditivo impõe condicionantes relacionadas a indicadores de qualidade do serviço e sustentabilidade econômico-financeira, os quais serão suportados por um programa de investimentos com foco em automação e novas tecnologias, pela aplicação integral dos reajustes tarifários aprovados pela Aneel, e pela implementação da estrutura de governança corporativa a ser definida pelo regulador, assegurando a blindagem e individualização da Copel Distribuição.

A tabela a seguir apresenta as metas definidas para a Copel Distribuição nos primeiros 5 anos de renovação:

Ano	Gestão Econômico-Financeira	Qualidade - limites [1] DECi [2]	FECi [2]	Qualidade - realizado DEC [3]	FEC [3]
2016	-	13,61	9,24	10,82	7,23
2017	Lajida ≥ 0	12,54	8,74	-	-
2018	Lajida (-) QRR ≥ 0 [4]	11,23	8,24	-	-
2019	{Dívida Líquida / [Lajida (-) QRR ≥ 0]} £ 1 / (0,8 * Selic) [4] [5]	10,12	7,74	-	-
2020	{Dívida Líquida / [Lajida (-) QRR ≥ 0]} £ 1 / (1,11 * Selic) [4] [5]	9,83	7,24	-	-

[1] Conforme NT 0335/2015 Aneel.

[2] DECi - Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora; e FECi - Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora.

[3] DEC/FEC realizado pela Companhia. Os indicadores DECi e FECi são calculados pela Aneel e não foram divulgados.

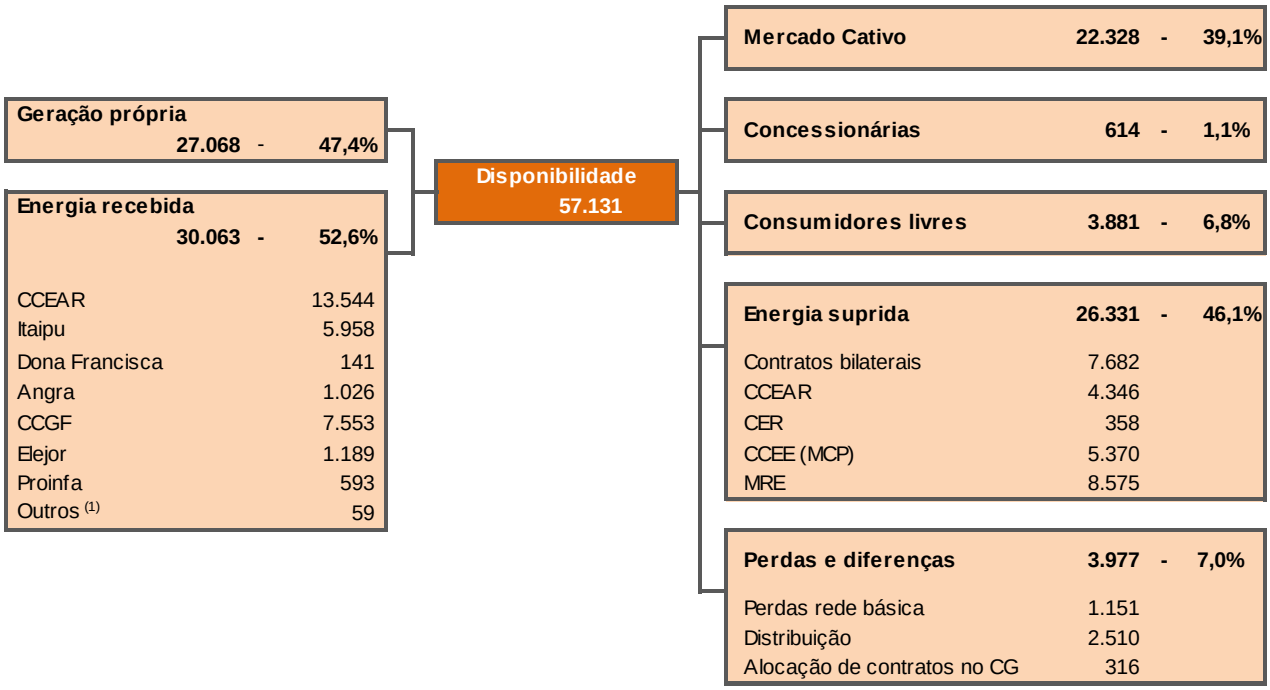
RTP, acrescido do IPCA entre o mês anterior ao da RTP e o mês anterior ao do período de 12 meses da aferição de sustentabilidade econômico-

[4] QRR: Quota de Reintegração Regulatória ou Despesa de Depreciação Regulatória. Será o valor definido na última Revisão Tarifária Periódica - RTP, acrescido do IPCA entre o mês anterior ao da RTP e o mês anterior ao do período de 12 meses da aferição de sustentabilidade econômico-

[5] Selic: limitada a 12,87% a.a.

Em 2016, a Companhia atendeu as metas de DEC e FEC definidas e reitera o seu compromisso com a sustentabilidade econômica da concessão e com a continuidade dos investimentos respaldada em uma gestão de controle de custos, maximização da produtividade e melhoria da eficiência operacional.

- **Fluxo de Energia (em % e GW/hora)**



CCEAR: Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.
CER: Contrato de Energia de Reserva.
CCEE (MCP): Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (Mercado de Curto Prazo).
MRE: Mecanismo de Realocação de Energia.
CG: Centro de Gravidade do Submercado (diferença entre a energia faturada e a recebida no CG).
Não considera a energia produzida pela UTE Araucária vendida no mercado de curto prazo (MCP).
(1) Outros: Energia comprada pela Comercializadora.

3.3. Segmentos de Negócios

3.3.1. Geração

A Copel opera 30 usinas próprias e participa em outras 9 usinas, sendo 21 hidrelétricas, 16 eólicas e 2 termelétricas, com capacidade instalada total de 5.674,7 MW e garantia física de 2.651,4 MW médios, conforme quadro:

Usinas em Operação – Características Físicas

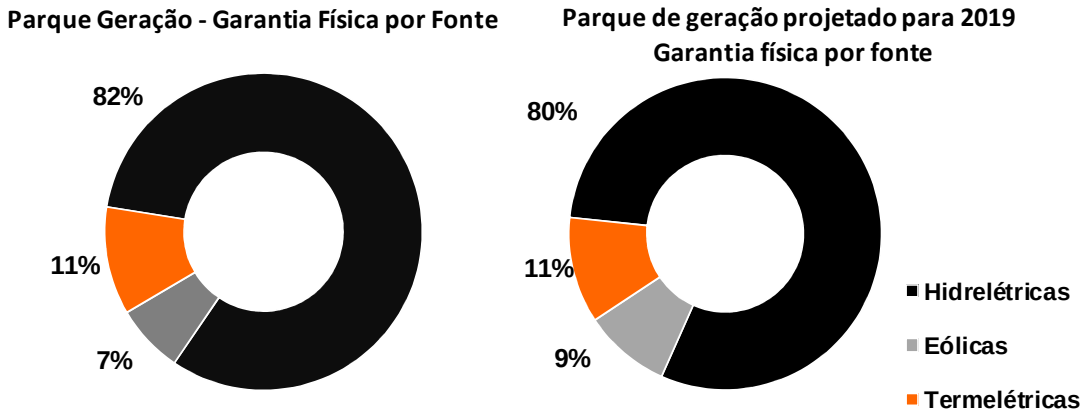
Empreendimentos	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW médios)	Propriedade %	Potência Instalada (MW) Proporc.	Garantia Física (MW Médios) Proporc.	Início de Operação Comercial	Vencimento de Outorga
Hidrelétricas							
UHE Gov. José Richa (Salto Caxias)	1.240,0	605,0	100%	1.240,0	605,0	18.02.1999	04.05.2030
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	1.260,0	603,0	100%	1.260,0	603,0	29.09.1992	15.11.2029
UHE Gov. Bento Munhos da Rocha Netto (Foz do Areia)	1.676,0	576,0	100%	1.676,0	576,0	01.10.1980	17.09.2023
UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS)	260,0	109,0	100%	260,0	109,0	03.09.1971	05.01.2046
UHE Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá)	361,0	197,7	51%	184,1	100,8	23.11.2012	02.07.2042
UHE Guaricana	36,0	16,1	100%	36,0	16,1	26.09.1957	16.08.2026
UHE Chaminé	18,0	11,6	100%	18,0	11,6	15.03.1931	16.08.2026
PCH Cavernoso II	19,0	10,5	100%	19,0	10,5	15.05.2013	27.02.2046
UHE Apucaraninha	10,0	6,7	100%	10,0	6,7	06.04.1949	12.10.2025
UHE Derivação do Rio Jordão	6,5	5,9	100%	6,5	5,9	02.12.1997	15.11.2029
UHE Marumbi	4,8	2,4	100%	4,8	2,4	05.04.1961	(1)
UHE São Jorge	2,3	1,5	100%	2,3	1,5	01.01.1945	03.12.2024
CGH Chopim I	2,0	1,5	100%	2,0	1,5	28.05.1963	(2)
UHE Cavernoso	1,3	1,0	100%	1,3	1,0	08.12.1965	07.01.2031
CGH Melissa	1,0	0,6	100%	1,0	0,6	31.01.1966	(2)
CGH Salto do Vau	0,9	0,6	100%	0,9	0,6	03.12.1959	(2)
CGH Pitangui	0,9	0,1	100%	0,9	0,1	09.07.1911	(2)
UHE Santa Clara e Fundão	240,3	135,4	70%	168,2	94,8	31.07.2005	28.05.2037
UHE Dona Francisca	125,0	78,0	23%	28,8	18,0	05.02.2001	27.08.2033
PCH Arturo Andreoli	29,1	20,4	36%	10,4	7,3	25.10.2001	23.04.2030
UHE Santa Clara I e Fundão I	6,0	4,9	70%	4,2	3,4	13.08.2005	18.12.2032
Total das Hidrelétricas	**5.300,1**	**2.387,9**		**4.934,4**	**2.175,8**	52%	
Eólicas							
Santa Maria	29,7	15,7	100%	29,70	15,7	23.04.2015	07.05.2047
Santa Helena	29,7	16,0	100%	29,70	16,0	06.05.2015	08.04.2047
Olho d'Água	30,0	15,3	100%	30,00	15,3	25.02.2015	31.05.2046
São Bento do Norte	30,0	14,6	100%	30,00	14,6	25.02.2015	18.05.2046
Eurus IV	27,0	14,7	100%	27,00	14,7	20.08.2015	26.04.2046
Asa Branca I	27,0	14,2	100%	27,00	14,2	05.08.2015	24.04.2046
Asa Branca II	27,0	14,3	100%	27,00	14,3	15.09.2015	30.05.2046
Asa Branca III	27,0	14,5	100%	27,00	14,5	04.09.2015	30.05.2046
Farol	20,0	10,1	100%	20,00	10,1	25.02.2015	19.04.2046
Ventos de Santo Uriel	16,2	9,0	100%	16,20	9,0	22.05.2015	08.04.2047
Boa Vista	14,0	6,3	100%	14,00	6,3	25.02.2015	27.04.2046
Palmas	2,5	0,5	100%	2,50	0,5	12.11.1999	28.09.2029
Santo Cristo	27,0	15,3	49%	13,23	7,5	30.06.2015	17.04.2047
Reduto	27,0	14,4	49%	13,23	7,1	26.06.2015	15.04.2047
São João	27,0	14,3	49%	13,23	7,0	30.06.2015	25.03.2047
Carnaúbas	27,0	13,1	49%	13,23	6,4	30.06.2015	08.04.2047
Total das Eólicas	**388,1**	**202,3**		**333,0**	**173,2**	9%	
Termelétricas							
UTE Figueira	20,0	10,3	100%	20,0	10,3	08.04.1963	26.03.2019
UTE Araucária	484,1	365,2	80%	387,3	292,2	27.09.2002	22.12.2029
Total das Termelétricas	**504,1**	**375,5**		**407,3**	**302,5**	11%	
TOTAL DAS FONTES	**6.192,3**	**2.965,7**		**5.674,7**	**2.651,4**	#DIV/0!	

(1) Em processo de homologação na Aneel.

(2) Registro conforme Despacho Aneel nº 182/2002 e Resolução Aneel nº 5.373/2015.

Para cumprir com importantes diretrizes estratégicas e de sustentabilidade estabelecidas para o negócio de geração, a Companhia tem como sua principal finalidade aumentar a participação de fontes alternativas renováveis de energia na matriz energética de forma rentável e sustentável.

A composição do parque gerador por fonte é a seguinte:



Atualmente a Companhia está concentrando esforços na construção de 15 usinas, que adicionarão 737,1 MW de capacidade instalada e 355,5 MW médios de garantia física ao parque gerador, com 20% dessa garantia física previsto para iniciar a operação comercial no decorrer de 2017, conforme quadro:

Projetos de Usinas em Construção – Características Físicas

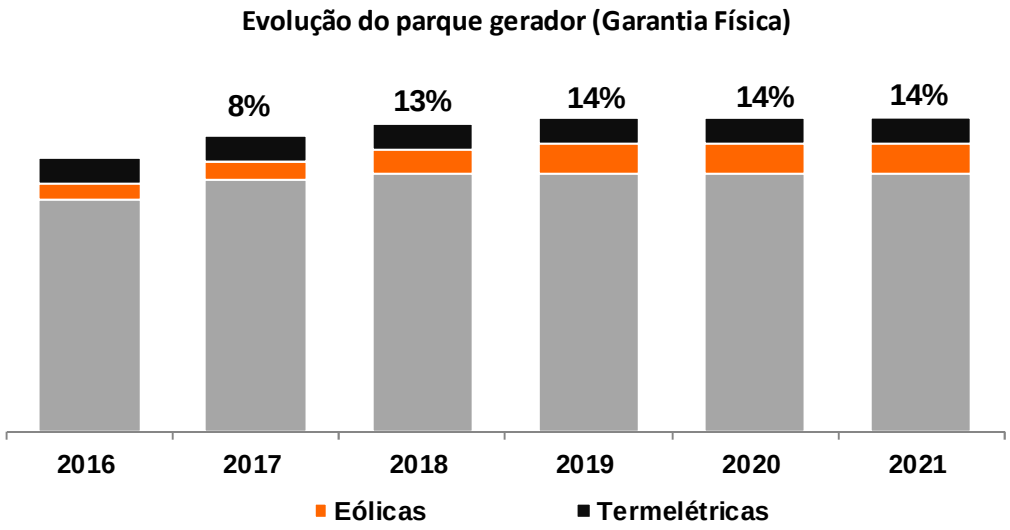
Empreendimento	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW médios)		Propriedade %	Potência Instalada (MW) Proporc.	Garantia Física (MW Médios) Proporc.	Previsão de Operação Comercial	Vencimento de Outorga
Hidrelétricas								
UHE Colíder	300,0	177,9	(1)	100%	300,0	177,9	dez/2017	16.01.2046
UHE Baixo Iguaçu	350,2	171,3	(2)	30%	105,1	51,4	27.11.2018	14.09.2049 (3)
Total das Hidrelétricas	**650,2**	**349,2**			**405,1**	**229,3**		
Eólicas								
GE Maria Helena	30,0	12,0		100%	30,0	12,0	01.10.2017	04.01.2042
Potiguar	28,8	11,5		100%	28,8	11,5	01.10.2017	10.05.2050
Paraíso dos Ventos do Nordeste	30,0	10,6		100%	30,0	10,6	01.10.2017	10.05.2050
GE Jangada	30,0	10,3		100%	30,0	10,3	01.10.2017	04.01.2042
Cutia	25,2	9,6		100%	25,2	9,6	01.10.2017	04.01.2042
Esperança do Nordeste	30,0	9,1		100%	30,0	9,1	01.10.2017	10.05.2050
Guajiru	21,6	8,3		100%	21,6	8,3	01.10.2017	04.01.2042
São Bento do Norte I	24,2	9,7		100%	24,2	9,7	01.01.2019	03.08.2050
São Bento do Norte II	24,2	10,0		100%	24,2	10,0	01.01.2019	03.08.2050
São Bento do Norte III	22,0	9,6		100%	22,0	9,6	01.01.2019	03.08.2050
São Miguel I	22,0	8,7		100%	22,0	8,7	01.01.2019	03.08.2050
São Miguel II	22,0	8,4		100%	22,0	8,4	01.01.2019	03.08.2050
São Miguel III	22,0	8,4		100%	22,0	8,4	01.01.2019	03.08.2050
Total das Eólicas	**332,0**	**126,2**			**332,0**	**126,2**		
Total das Fontes	**982,2**	**475,4**			**737,1**	**355,5**		

(1) Garantia física revisada em virtude dos novos montantes estabelecidos pela Portaria da Secretaria Planej. e Desenv. Energético nº 258/2016.

(2) Garantia física revisada em virtude dos novos montantes estabelecidos pela Portaria da Secretaria Planej. e Desenv. Energético nº 11/2017.

(3) Conforme 2º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, que considera o excludente de responsabilidade de 756 dias.

Foram investidos R$ 3,2 bilhões nestes empreendimentos de geração até 31.12.2016, sendo R$ 2,2 bilhão até 31.12.2015. Do total, R$ 2,4 bilhões referem-se ao incremento de ativo imobilizado em curso das usinas próprias e em consórcio e o restante referem-se a aportes de capital nas empresas em que há participação da Companhia. A evolução do parque gerador com a entrada em operação comercial gradativa das usinas em construção, pode ser representado da seguinte forma:



No segmento de geração de energia elétrica, destacamos também:

- **Usina Hidrelétrica Colíder:** A usina localizada no Rio Teles Pires, entre os municípios de Nova Canaã do Norte e Itaúba, no Mato Grosso, teve as obras iniciadas em 2011 e deve absorver R$ 2,1 bilhões em investimentos. Em 2016 concluíram-se os trabalhos de supressão da vegetação na área do futuro reservatório e 91% das obras já foram concluídas. O empreendimento terá 300 MW de capacidade instalada, com previsão de entrar em operação comercial em dezembro de 2017. A Copel Geração e Transmissão conquistou a concessão para implantação e exploração da usina por 35 anos no leilão de energia realizado pela Aneel em 30.07.2010.

- **Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu:** Com participação de 30% no empreendimento, a Companhia estima investir R$ 592,4 milhões. Após o Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu - CEBI ter realizado ações para atendimento às condicionantes adicionais ao licenciamento ambiental impostas pelo Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade - ICMBio, em fevereiro de 2016 a obra reiniciou sua plena retomada. Ainda em agosto de 2016, a Aneel, formalizou a publicação do 2º Termo Aditivo do Contrato de Concessão que teve por objetivo formalizar a redefinição do cronograma da UHE Baixo Iguaçu bem como de sua data final de encerramento, reconhecendo em favor do CEBI excludente de responsabilidade pelo atraso na implantação do empreendimento de um período correspondente a 756 dias, recomendando ao MME a prorrogação do prazo da outorga e determinando à CCEE que promova

a postergação do início do período de suprimento dos CCEARs pelo período do excludente de responsabilidade reconhecido. A usina terá capacidade instalada de 350,2 MW com participação de 30% da Copel Geração e Transmissão em parceria com a Geração Céu Azul S.A.

- **Usina Governador Pedro Viriato Parigot de Souza:** Em 05.01.2016, iniciou a vigência do contrato de concessão em regime de operação e manutenção dessa usina até 2045. Em 2016, 100% da energia assegurada da usina foi alocada em cotas para o mercado regulado, e a partir de 2017 até o final da concessão, 70% será alocada para os cotistas do mercado regulado, podendo a concessionária comercializar sob seu livre risco os demais 30% dessa energia.
- **Modernização da Usina Termelétrica de Figueira:** A Companhia iniciou os trabalhos de modernização em 2015, visando aumentar sua eficiência e reduzir a emissão de gases e partículas resultantes da queima do carvão. Até o primeiro trimestre de 2016 os trabalhos desenvolveram-se de forma satisfatória, porém a partir do 2º trimestre do mesmo ano, em decorrência de dificuldades financeiras, a empresa contratada para a execução do serviços apresentou sinais de dificuldade em manter a execução das atividades do contrato, culminando na quase paralisia da obra. Diante dessa quadro, a Companhia iniciou ainda em 2016 o processo de rescisão contratual com a contratada, atualmente em curso. Para dar continuidade à obra de modernização, a Copel está elaborando nova licitação para contratação da conclusão do remanescente, prevendo a conclusão do empreendimento até o final do segundo semestre de 2017, permitindo o comissionamento e entrada de operação comercial no início de 2018.

3.3.2. Transmissão

O segmento tem como principal atribuição prover os serviços de transporte e transformação da energia elétrica, sendo responsável pela construção, operação e manutenção de subestações, bem como pelas linhas destinadas à transmissão de energia.

A Companhia detém propriedade integral e participa de concessões de transmissão em operação, correspondente a 5.552 km de linhas de transmissão e 44 subestações da rede básica com potência de transformação da ordem de 14.602 MVA. A seguir a composição das linhas e subestações de transmissão em operação:

Linhas e Subestações de Transmissão em Operação

Linhas e Subestações de Transmissão		Propriedade	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Trans-formação (MVA)	Previsão de Operação Comercial	Vencimento da Outorga
Linhas e Subestações próprias					**2.480**	**13.002**		
Contrato nº 060/2001	Instalações de transmissão diversas [1]		Ambos	Diversas	2.021	12.202	Diversos	31.12.2042
Contrato nº 075/2001	LT Bateias - Jaguariaíva		CS	230 kV	137	-	01.11.2003	16.08.2031
Contrato nº 006/2008	LT Bateias - Pilarzinho		CS	230 kV	32	-	14.09.2009	16.03.2038
Contrato nº 027/2009	LT Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste		CS	525 kV	116	-	06.12.2012	18.11.2039
Contrato nº 015/2010	SE Cerquilho III		-	230/138 kV	-	300	01.06.2014	05.10.2040
Contrato nº 022/2012	LT Londrina - Figueira C2		CS	230 kV	92	-	30.06.2015	26.08.2042
	LT Foz do Chopim - Salto Osório C2		CS	230 kV	10	-		
Contrato nº 002/2013	LT Assis - Paraguaçu Paulista II		CD	230 kV	42	-	25.01.2016	24.02.2043
	SE Paraguaçu Paulista II		-	230 kV	-	200		
Contrato nº 005/2014	LT Bateias - Curitiba Norte		CS	230 kV	31	-	29.07.2016	28.01.2044
	SE Curitiba Norte		-	230/138 kV	-	300		
Sociedades de Propósito Específico					**3.072**	**1.600**		
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.		**51,0%**						
Contrato nº 001/2012	LT Cascavel Oeste - Umuarama Sul		CS	230 kV	152	-	31.08.2014	11.01.2042
	SE Umuarama		-	230/138 kV	-	300	27.07.2014	
TSBE Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.		**20,0%**						
Contrato nº 004/2012	LT Nova Santa Rita - Camaquã 3		CS	230 kV	121	-	09.12.2014	
	LT Camaquã 3 - Quinta		CS	230 kV	167	-	09.12.2014	
	LT Salto Santiago - Itá C2		CS	525 kV	188	-	04.02.2014	09.05.2042
	LT Itá - Nova Santa Rita C2		CS	525 kV	307	-	06.08.2014	
	Secc Guaiba 2-Pelotas3-SE Camaquã 3		-	-	2	-	09.12.2014	
	SE Camaquã 3		-	230/69/13,8 kV	-	300	09.12.2014	
Caiuá Transmissora de Energia S.A.		**49,0%**						
Contrato nº 007/2012	LT Umuarama - Guaíra		CS	230 kV	105	-	12.05.2014	
	LT Cascavel Oeste - Cascavel Norte		CS	230 kV	31	-	02.07.2014	09.05.2042
	SE Santa Quitéria - SF6		-	230/138/13,8 kV	-	400	01.06.2014	
	SE Cascavel Norte		-	230/138/13,8 kV	-	300	02.07.2014	
Marumbi Transmissora de Energia S.A.		**80,0%**						
Contrato nº 008/2012	LT Curitiba - Curitiba Leste		CS	525 kV	29	-	28.06.2015	09.05.2042
	SE Curitiba Leste		-	525/230 kV	-	300		
Integração Maranhense e Transmissora de Energia S.A.		**49,0%**						
Contrato nº 011/2012	LT Açailândia - Miranda II		CS	500 kV	365	-	02.12.2014	09.05.2042
Matrinchã Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.		**49,0%**						
Contrato nº 012/2012	LT Paranatinga - Ribeirãozinho		CD	500 Kv	355	-		
	LT Paranaíta - Cláudia		CD	500 Kv	300	-		
	LT Cláudia - Paranatinga		CD	500 Kv	350	-	29.07.2016	09.05.2042
	SE Paranaíta (a)		-	500 Kv	-	-		
	SE Cláudia (a)		-	500 Kv	-	-		
	SE Paranatinga (a)		-	500 Kv	-	-		
Guaraciaba Transmissora de Energia S.A.		**49,0%**						
Contrato nº 013/2012	LT Ribeirãozinho - Rio Verde Norte C3		CS	500 Kv	250	-		
	LT Rio Verde Norte - Marimbondo II		CD	500 Kv	350	-	30.08.2016	09.05.2042
	SE Marimbondo II (a)		-	500 Kv	-	-		
Total					**5.552**	**14.602**		

[1] Concessão prorrogada nos termos da MP nº 579/2012.

As concessões de transmissão em operação em 31.12.2016 estão gerando uma RAP à Copel de R$ 455,8 milhões, proporcional à sua participação nos empreendimentos.

Atualmente a Companhia está concentrando esforços na construção de 7 empreendimentos, que adicionarão 2.878 km de extensão e 4.150 MVA de capacidade de transformação ao conjunto de linhas e subestações de transmissão próprios e em parceria, conforme quadro a seguir:

Projetos de Linhas e Subestações de Transmissão – Características Físicas

Linhas e Subestações de Transmissão		Propriedade	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Trans-formação (MVA)	Previsão de Operação Comercial	Vencimento da Outorga
Linhas e Subestações próprias					**697,9**	**550**		
Contrato nº 010/2010	LT Araraquara 2 - Taubaté		CS	500 kV	334,3	-	30.06.2017	05.10.2040
Contrato nº 021/2014	LT Foz do Chopim - Realeza		CS	230 kV	52,1	-	05.03.2017	04.09.2044
	SE Realeza		-	230/138 kV	-	150		
Contrato nº 022/2014	LT Assis - Londrina C2		CS	500 kV	123,0	-	05.09.2017	04.09.2044
Contrato nº 006/2016	LT Curitiba leste - Blumenau		CS	525 KV	142,0	-	04.03.2021	06.04.2046
	LT Baixo Iguaçu - Realeza		CS	230 KV	38,0	-		
	LT Curitiba centro		Subterrâneo	230 KV	8,5	-	04.09.2019	06.04.2046
	SE Medianeira		-	230/138 KV	-	100		
	SE Curitiba centro		-	230/138 KV	-	150		
	SE Andira leste		-	230/138 KV	-	150		
Sociedades de Propósito Específico					**2.180,0**	**3.600**		
Paranaíba Transmissora de Energia S.A		**24,5%**						
Contrato nº 007/2013	LT Barreiras II - Rio das Éguas		CS	500 Kv	239,0	-	30.01.2017	02.05.2043
	LT Rio das Éguas - Luziânia		CS	500 Kv	368,0	-		
	LT Luziânia - Pirapora 2		CS	500 Kv	346,0	-		
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.		**50,1%**						
Contrato nº 001/2014	LT Itatiba - Bateias		CS	500 Kv	414,0	-	14.11.2017	13.05.2044
	LT Araraquara 2 - Itatiba		CS	500 Kv	222,0	-		
	LT Araraquara 2 - Fernão Dias		CS	500 Kv	249,0	-		
	SE Santa Bárbara d'Oeste [1]		-	440 kV	-	-		
	SE Itatiba (a)		-	500 kV	-	-		
	SE Fernão Dias		-	500/440 kV	-	3.600	14.05.2018	13.05.2044
Cantareira Transmissora de Energia S.A.		**49,0%**						
Contrato nº 019/2014	LT Estreito - Fernão Dias		CD	500 kV	342,0	-	05.03.2018	04.09.2044
Total					**2.878**	**4.150**		

(1) Exclusivo para controle reativo das linhas de transmissão do Sistema Interligado Nacional, melhorando a qualidade da energia transmitida.

Foram investidos R$ 1,1 bilhão nestes empreendimentos de transmissão até 31.12.2016, sendo R$ 455,6 milhões até 31.12.2015. Do total, R$ 622,3 milhões referem-se ao incremento de ativos próprios de transmissão e R$ 509,3 milhões referem-se a aportes de capital nas empresas em que há participação da Companhia.

- **Obras de transmissão:**

- **LT Araraquara — Taubaté:** Empreendimento LT 500 kV Araraquara 2 — Taubaté, SE Araraquara SE Taubaté, composto pela implantação das Instalações de Transmissão do Lote A - Leilão 01/2010. A construção e operação de 330 km de Linha de Transmissão em 500kV, iniciando no pórtico da SE Araraquara 2 até as proximidades da SE Taubaté (T-752) e as respectivas entradas de linhas, interligações de barras e demais equipamentos, possibilitará um aumento de RAP para Copel de R$ 20,0 milhões, valor na data da assinatura do contrato de concessão. O projeto está em construção com previsão de entrada em operação em 2017.
- **LT Foz do Chopim — Realeza**: Empreendimento LT 230 kV Foz do Chopim — Realeza Sul e SE Realeza Sul 230/138 kV, composta pela implantação das instalações de transmissão do Lote K — Leilão 01/2014, contrato de concessão 021/2014 da Aneel. A construção da subestação de 230 e 53 km linha

de 230kV, possibilitará um aumento de RAP para Copel de R$ 5,7 milhões, valor na data da assinatura do contrato de concessão. O projeto está em construção com previsão de entrada em operação em 2017, dentro do prazo estabelecido no contrato de concessão.

- **LT Assis — Londrina**: Empreendimento LT 500 kV Assis — Londrina C2, composta pela implantação das instalações de transmissão do Lote M — Leilão 01/2014, contrato de concessão 022/2014 da Aneel. A construção da linha de 500kV, circuito simples e 120km de extensão entre os estados de Paraná e São Paulo, possibilitará um aumento de RAP para Copel de R$ 15,0 milhões, valor na data da assinatura do contrato de concessão. O projeto está em construção com previsão entrada em operação em 2017, dentro do prazo estabelecido no contrato de concessão.
- **Lote E — Leilão Aneel 005/2015:** O leilão Aneel 005/2015, Lote E contempla um série de empreendimentos que deverão entrar em operação em setembro de 2019 e março de 2021. O empreendimento possibilitará um aumento de RAP para Copel de R$ 97,9 milhões, valor na data da assinatura do contrato de concessão. O Lote E foi divido em diversos projetos que estão em andamento.

  Além das obras conquistadas nos leilões promovidos pela Aneel, a Copel tem as obras provenientes das resoluções autorizativas com o objetivo ampliar e melhorar as instalações existentes.

- **Resolução Autorizativa nº 4.890/2014:** desmontagem de 137 km e construção de 142 km de linha de transmissão em 230 Kv, iniciando no pórtico da SE Figueira e chegando até a SE Ponta Grossa Norte e as respectivas entradas de linhas e interligações de barras e demais equipamentos. O investimento previsto é de R$ 63,8 milhões e a RAP de aproximadamente R$ 9,0 milhões a partir da entrada em operação comercial, prevista para 2017.
- **Resolução Autorizativa nº 5.711/2016:** implantação, na subestação 230 kV Figueira – do 1º banco de capacitores 138kV - 15 Mvar, com investimento de R$ 4,8 milhões e RAP de aproximadamente R$ 0,8 milhões a partir da entrada em operação comercial, prevista para março de 2018.
- **Resolução Autorizativa nº 5.776/2016:** implantação, na subestação 230 kV Sarandi – do 2º autotransformador 230/138kV - 150 MVA, com investimento de cerca de R$ 14,8 milhões e RAP de aproximadamente R$ 2,3 milhões a partir da entrada em operação comercial, prevista para outubro de 2018.
- **Resolução Autorizativa nº 5.834/2016:** implantação, na subestação 230 kV Apucarana – do banco de capacitores 138 kV - 30 Mvar, com investimento de cerca de R$ 5,5 milhões e RAP de aproximadamente R$ 0,9 milhões a partir da entrada em operação comercial, prevista para maio de 2018.
- **Resolução Autorizativa nº 5.930/2016:** implantação, na subestação 500 kV Bateias – de um banco de reatores de barra, em 500 kV - 200 Mvar, com investimento de cerca de R$ 30,0 milhões e RAP de aproximadamente R$ 4,3 milhões a partir da entrada em operação comercial, prevista para setembro de 2018.

- **Outros destaques**

Em 25.01.2016 iniciou-se a operação da nova subestação de energia em Paraguaçu Paulista, na região sudoeste de São Paulo. A subestação opera em 230 kV e conta com três transformadores monofásicos de 50 MVA cada, somando 150 MVA de potência de transformação total. A instalação possui ainda um transformador reserva para situações emergenciais. O empreendimento inclui uma linha de transmissão com 41,5 km de extensão que conecta Paraguaçu Paulista II a outra subestação já existente no município vizinho de Assis. O conjunto cumpre a função de melhorar o escoamento da energia proveniente de usinas térmicas à biomassa existentes na região, atendendo ao aumento da demanda por eletricidade registrado principalmente nos municípios de Presidente Prudente, Assis e Salto Grande. Este é o segundo empreendimento de transmissão em ativos próprios da Companhia, fora das fronteiras do Paraná.

Foram concluídas ainda em 2016, com início de suas operações comerciais no mês de julho, subestação Curitiba Norte 230 kV, na região metropolitana de Curitiba, e a linha de transmissão com 31,7 km de extensão que irá conectá-la a outra subestação já existente denominada SE Bateias. Esse empreendimento proporcionará à Companhia uma RAP de aproximadamente R$ 8,4 milhões por ano.

3.3.3. Distribuição

No âmbito da distribuição de energia elétrica, a Copel Distribuição tem como principais atividades prover, operar e manter a infraestrutura, bem como prestar serviços correlatos, descritos no Contrato de Concessão nº 046/1999, firmado em 24.06.1999, prorrogado até 07.07.2045 por meio do Quinto Termo Aditivo.

As atividades da Copel Distribuição visam ao atendimento dos mais de 4,5 milhões de consumidores de energia, em 1.113 localidades pertencentes a 394 municípios do Paraná e um em Santa Catarina, Porto União. Os municípios de Guarapuava e Coronel Vivida são atendidos parcialmente. Além de operar e manter as instalações nos níveis de tensão até 34,5 kV, também opera nas instalações de níveis de tensão 69 e 138 kV.

Em 2016, foram conectadas novas subestações e linhas em alta tensão para reforçar o sistema elétrico de distribuição, melhorando a qualidade e aumentando a disponibilidade de energia aos consumidores. As obras de novas subestações concluídas são:

Subestação [1]	Potência (MVA)	Localidade
Implantações		
SE Colombo 138 kV	30,0	Colombo
SE Hauer 69 kV	83,3	Curitiba
SE Rio Branco do Sul 138 kV	30,0	Rio Branco do Sul
Ampliações		
SE Marialva 138 kV	20,8	Marialva
SE Palmas 138 kV	41,7	Palmas
SE Umuarama 138 kV	41,7	Umuarama
SE Cristo Rei 138 kV	20,8	Maringá
SE Jardim Alvorada 138 kV	41,7	Maringá
SE Laranjeiras do Sul	30,0	Laranjeiras do Sul
SE Piraquara 69 kV	41,7	Piraquara
SE Santa Helena 138 kV	20,8	Santa Helena
SE São João 34,5 kV	7,0	São João

Novas linhas de alta tensão em 69 kV e 138 kV que foram concluídas:

Local	Tensão	Extensão
Jaguariaíva - Castro	138 kV	79,0 km
Sarandi - Jardim Tropical (recapacitação)	138 kV	5,0 km

Ao todo, em 2016 estes empreendimentos adicionaram aproximadamente 416,5 MVA ao sistema de distribuição e 84 km de novas linhas de transmissão de 138 kV.

- **Linhas de Distribuição**

Na tabela a seguir são apresentadas as extensões de linhas de distribuição da Copel Distribuição:

Linhas de Distribuição - Extensão em km	dez/16	dez/15
13,8 kV	104.556,0	103.488,2
34,5 kV	84.071,3	83.347,4
69 kV	695,4	695,3
138 kV	5.970,3	5.866,6
230 kV	165,5	129,6

- **Subestações**

A tabela a seguir apresenta o parque de subestações da Copel Distribuição, aberto por tensão:

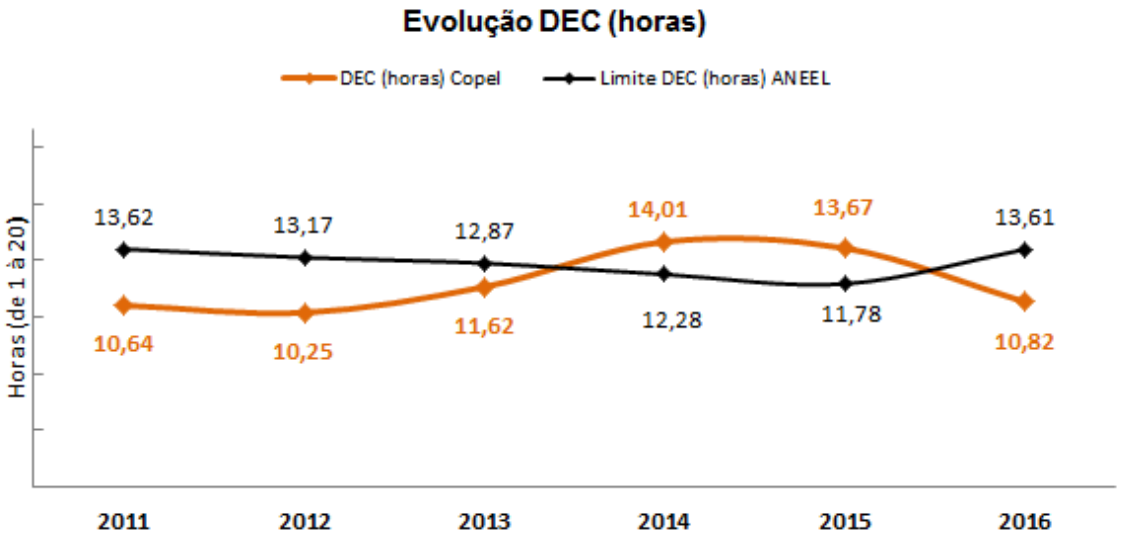
Tensão	Automatizadas		MVA	
	dez/16	dez/15	dez/16	dez/15
34,5 kV	223	224	1.488,5	1.517,2
69 kV	35	37	2.395,8	2.440,9
88 kV	-	-	5,0	5,0
138 kV	106	102	7.132,6	6.779,3

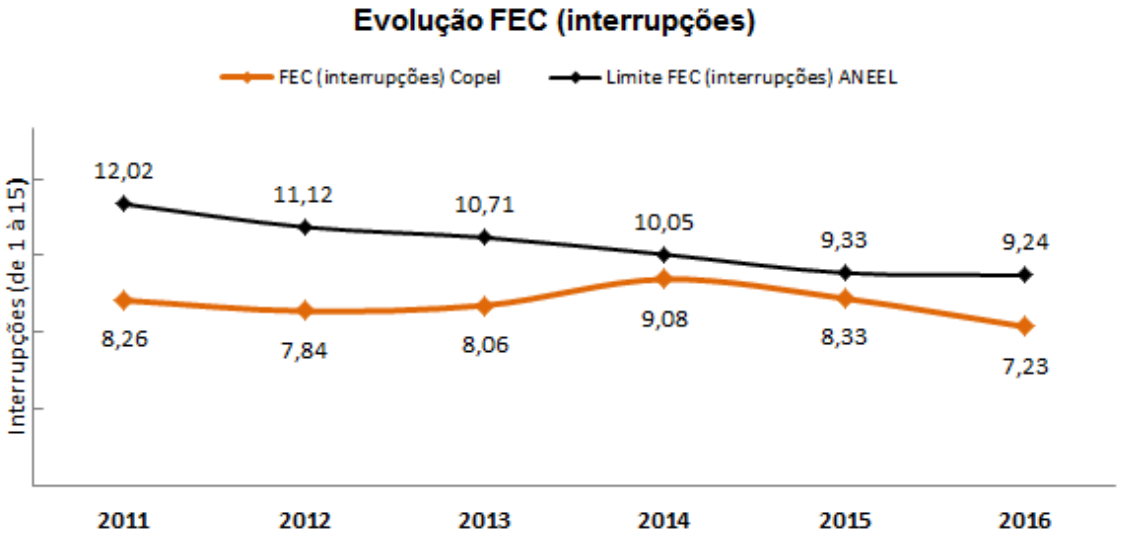
- **Qualidade de Fornecimento**

A qualidade de fornecimento é medida por indicadores que monitoram o desempenho das distribuidoras quanto à continuidade do serviço prestado. O DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora indica o número de horas em média que um consumidor fica sem energia elétrica durante um período. O FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora indica quantas vezes, em média, houve interrupção na unidade consumidora. É a partir do DEC e do FEC que a Aneel estabelece os parâmetros individuais de continuidade (DIC, FIC e DMIC) e que são informado mensalmente na conta de energia elétrica do consumidor.

Esses indicadores são revistos na Revisão Tarifária Periódica - RTP, e vão se tornando cada vez mais rigorosos, a fim de melhorar a qualidade do serviço prestado ao consumidor. O indicador é previsto no Contrato da Concessão, sendo que o descumprimento do critério de eficiência com relação à qualidade do serviço prestado, por dois anos consecutivos durante o período de avaliação ou no ano de 2020, acarretará a extinção da concessão.

O resultado dos indicadores DEC e FEC da Copel Distribuição apresentou melhoria na quantidade e na duração das interrupções para o ano de 2016 em comparação com o ano anterior, resultado do incremento de manutenções periódicas, inspeções preventivas, obras de desempenho e expansão, apresentados nos gráficos a seguir:





- **Gestão de perdas de energia**

As perdas de energia são inerentes à natureza do processo de transformação, transmissão e distribuição de energia elétrica. Ao se analisar a energia necessária ao atendimento dos consumidores, há que se considerar que nem toda energia elétrica gerada é entregue ao consumidor final.

Neste contexto, as perdas podem ser segmentadas entre Perdas na Rede Básica, que são externas ao sistema de distribuição da concessionária e tem origem iminentemente técnica, e as Perdas na Distribuição que podem ser de natureza técnica ou não técnica.

As perdas técnicas se referem à parcela das perdas na distribuição inerente ao processo de transporte, transformação de tensão e medição da energia na rede da concessionária. As perdas não técnicas, por sua vez, representam todas as demais perdas associadas a distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, entre outros.

No ano de 2016, as perdas globais da distribuição — técnicas, não técnicas e da rede básica — representaram 9,6% da energia injetada no sistema da distribuidora. Esse percentual se manteve aderente ao observado em 2015 e abaixo dos patamares dos últimos anos.

A Copel Distribuição mantém um Programa de Combate às Perdas não Técnicas, fator que contribui para a redução deste indicador. Este programa consiste em várias ações que objetivam reduzir ou manter o nível atual de perdas não técnicas, através das seguintes ações:

- Mapeamento constante da situação das ligações clandestinas na Copel, através da identificação das áreas e da quantidade de famílias com ligações clandestinas;
- Aperfeiçoamento das ações de combate ao procedimento irregular, melhorando a performance das inspeções direcionadas;

- Investimentos destinados a disponibilização e ou aquisição de equipamentos para inspeção;
- Elaboração e execução de treinamentos específicos e reciclagem relacionados à perdas comerciais;
- Realização de inspeções, tanto na Média como na Baixa Tensão; e
- Notas educativas na imprensa e mensagens na fatura de energia elétrica.

Em função da qualidade dos equipamentos adquiridos, do treinamento das equipes e das ações relativas às inspeções de campo, a efetividade das inspeções aumentou significativamente nos últimos quatro anos, passando de 11,1% em 2012 para 32% em 2016, quando foram feitas aproximadamente 46.752 inspeções e detectados 14.974 procedimentos irregulares. As prospecções, para a realização das inspeções, são feitas através da utilização das informações disponíveis no cadastro das unidades consumidoras e da análise de nichos de fraudadores instalados nas diversas classes de consumo.

- **Mercado cativo**

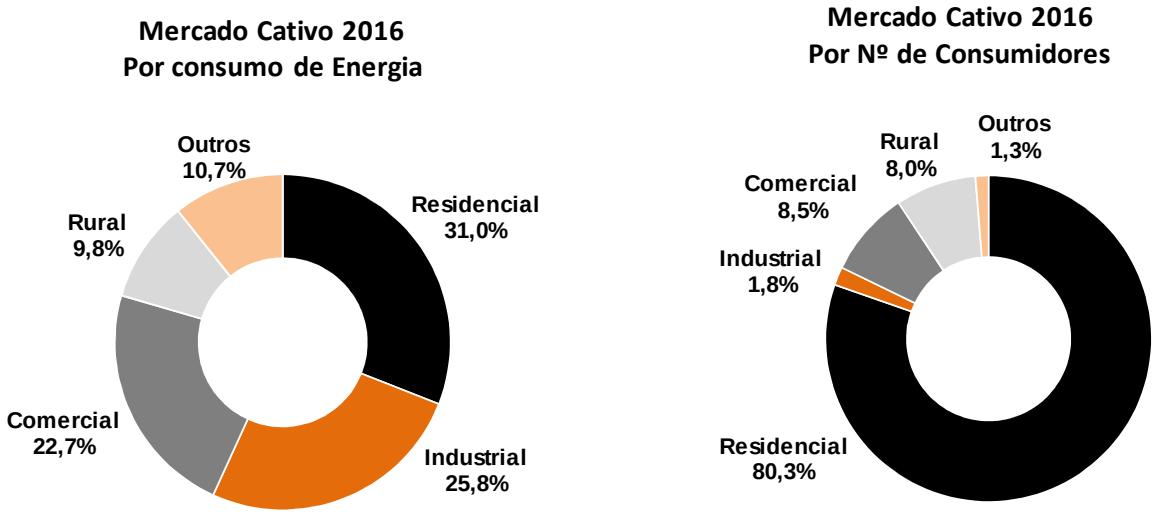
De janeiro à dezembro o consumo do mercado cativo foi de 22.328 GWh, com variação negativa de 7,1% em relação ao mesmo período de 2015. A queda no consumo cativo deve-se principalmente à recessão da economia que se iniciou no segundo trimestre de 2014 e vem se agravando desde então e também à migração de 491 consumidores para o mercado livre em 2016, que representaram um consumo de 1.296 GWh no ano. A quantidade de consumidores cativos faturados pela Copel Distribuição em dezembro de 2016 foi 1,4% superior ao verificado em dezembro do ano passado, totalizando 4.478.767 consumidores.

As tabelas apresentam a energia vendida e a classe de consumo em número de consumidores:

Energia vendida (GWh)			
	Dez/16	Dez/15	%
Residencial	6.932	6.957	(0,4)
Industrial	5.753	6.929	(17,0)
Comercial	5.059	5.530	(8,5)
Rural	2.179	2.256	(3,4)
Outros	2.405	2.371	1,4
Total	**22.328**	**24.043**	**(7,1)**

Nº de consumidores			
	Dez/16	Dez/15	%
Residencial	3.597.105	3.527.126	2,0
Industrial	82.021	88.276	(7,1)
Comercial	382.121	376.959	1,4
Rural	360.066	368.297	(2,2)
Outros	57.454	57.404	0,1
Total	**4.478.767**	**4.418.062**	**1,4**

Os gráficos apresentam a participação do mercado cativo por classe, em relação ao consumo de energia e número de consumidores:



- **Mercado Fio (TUSD)**

Em 2016 a carga fio, que leva em conta todos os consumidores que acessaram a rede da Distribuidora, apresentou redução de 2,0%, em relação a 2015. O mercado industrial fio decresceu 1,4% no ano, sendo que os ramos mais significativos da classe industrial que apresentaram queda em 2016 foram os de "Fabricação de Produtos Minerais Não Metálicos", "Fabricação de Produtos de Madeira" e "Fabricação de Produtos de Borracha e de Material Plástico.

Mercado Fio de Energia - Copel Distribuição						
	Número de consumidores			Energia distribuída (GWh)		
	Dez/16	Dez/15	%	2016	2015	%
Mercado Cativo	4.478.767	4.418.062	1,4	22.328	24.043	(7,1)
Concessionárias e Permissionárias	4	4	-	614	699	(12,2)
Consumidores Livres	620	129	380,6	5.273	4.045	30,4
Concessionárias Fio	2	2	-	52	56	(7,1)
Mercado Fio	**4.479.393**	**4.418.197**	**1,4**	**28.267**	**28.843**	**(2,0)**

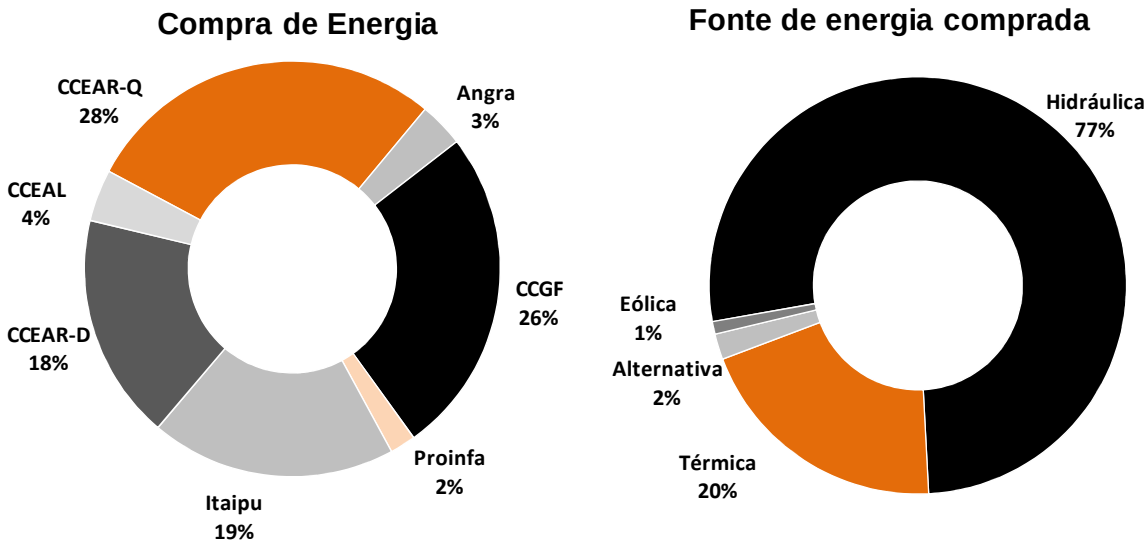
- **Compra de energia**

Pelo atual marco regulatório, a contratação de energia pelas distribuidoras ocorre principalmente através de leilões regulados pela Aneel. Para suprir parte do mercado de 2016 e próximos anos, a Copel Distribuição participou do 23º Leilão de Energia Nova (A-5), ocorrido em 29.04.2016, com aquisição de 40,5 MWmed e início de suprimento a partir de 01.01.2021.

Além deste certame, a partir de julho de 2015 a Copel Distribuição recebeu a alocação compulsória de novas cotas de garantia física, oriundas de usinas que passaram a operar no regime de quotas pela Lei nº 12.783/2013.

O recebimento de tais cotas, aliado ao baixo desempenho da economia nacional no período e a intensificação de migração de clientes ao ACL (principalmente de clientes especiais) sem a correspondente possibilidade de adequação dos contratos por limitação da regulação vigente, foram fatores que motivaram a elevação do nível de contratação de energia, para além dos limites regulatórios.

Os gráficos demonstram a composição do volume da compra de energia por contratos e por tipo de fonte, respectivamente:



CCEAR-Q - Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – Por Quantidade
CCEAR-D - Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – Por Disponibilidade
CCGF - Contrato de Cota de Garantia Física
CCEAL - Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre
Proinfa - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

- **Sobrecontratação**

No modelo regulatório vigente, as distribuidoras devem adquirir o volume necessário para o atendimento de 100% de seu mercado, através de leilões do Ambiente de Contratação Regulado, que ocorrem com antecedência mínima de cinco, três ou um ano do início do fornecimento de energia.

A verificação sobre a contratação da totalidade do mercado é realizada observando-se o período compreendido pelo ano civil, sendo que a diferença entre os custos remunerados pela tarifa e os efetivamente realizados com a compra de energia são integralmente repassados aos consumidores cativos, desde que a Distribuidora apresente nível de contratação entre 100% e 105% do seu mercado.

Entretanto, caso as distribuidoras apurem níveis de contratação inferiores ou superiores aos limites regulatórios, estas ainda poderão manter a garantia de neutralidade, caso se identifique que tal violação

decorre de acontecimentos extraordinários e imprevisíveis, que não permitem gerenciamento por parte do comprador.

No ano de 2016, o segmento de distribuição esteve exposto a um cenário de sobrecontratação generalizada, a medida em que a maioria das empresas apurou nível de contratação superior a 105%.

Por entender que vários dos fatores que contribuíram para esta situação são extraordinários e inevitáveis por parte das distribuidoras, tais como a alocação compulsórias de cotas de garantia física e a migração em massa de consumidores para o mercado livre, foram implementadas uma série de medidas visando a mitigação da sobrecontratação.

Através da Resolução Normativa nº 706/2016, a Aneel regulamentou o reconhecimento da sobrecontratação involuntária decorrente da realocação de cotas de garantia física das usinas renovadas de acordo com a Lei nº 12.783/2013.

Em março de 2016, a Aneel abriu a Audiência Pública nº 12, com o objetivo de obter subsídios para a definição de mecanismos de adequação dos níveis de contratação de energia via acordos bilaterais entre distribuidoras e geradores de energia, visando minimizar impactos da sobrecontratação. Por meio da Resolução Normativa nº 711/2016, a Aneel estabeleceu os critérios sobre os quais passou a ser permitida a realização de tais acordos. Eles podem envolver a redução temporária, total ou parcial da energia contratada, redução permanente, porém parcial do contrato, ou ainda a rescisão contratual.

Em julho de 2016, por meio da Resolução nº 727, a Aneel implantou uma nova modalidade do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD para contratos de energia nova entre distribuidoras e geradores, permitindo a realocação de energia entre esses agentes. Este mecanismo permite reduzir as sobras globais das distribuidoras. Foram realizados três processamentos do MCSD de Energia Nova em 2016. A participação nestes MCSDs auxiliou na mitigação de parte da energia sobrecontratada da Copel Distribuição para o ano de 2016.

Em 27.06.2016, como resultado parcial da Audiência Pública 85/2013, foi publicada a Resolução Normativa nº 726/2016. Naquela ocasião, a Aneel confirmou o direito das Distribuidoras de devolverem o volume de energia descontratada por consumidores especiais, amparada pelos Pareceres n° 260/2012/PFANEEL/PGF/AGU e n° 219/2016/PFANEEL/PGF/AGU, bem como pelas Notas Técnicas - NT n° 66/2012-SEM/ANEEL e NT n° 46/2016-SRM/ANEEL. Não obstante, a Diretoria Colegiada da Aneel estabeleceu que esta possibilidade seria aplicável apenas aos contratos de energia existente celebrados após a publicação da referida resolução, seguindo assim o voto da Relatoria, que justificou tal proposta evocando princípios de segurança jurídica e estabilidade regulatória. Pelo fato de não ser objeto da Audiência Pública e também por julgar impróprio o julgamento desta questão de forma generalizada, a Aneel entendeu que as distribuidoras eventualmente interessadas deveriam solicitar individualmente o reconhecimento da respectiva exposição involuntária, demonstrando a utilização das demais possibilidades à sua disposição.

Em 02 de agosto de 2016, o Governo Federal emitiu o Decreto nº 8.828, isentando as distribuidoras sobrecontratadas de penalidades, caso estas não declarem a necessidade de contratação de energia para repor dos contratos que se encerraram.

Por fim, em 28 de dezembro de 2016, por meio do Ofício nº 339, a Aneel permitiu às Distribuidoras declarar no primeiro MCSD Mensal de 2017 os montantes referentes a clientes potencialmente livres que migraram para o mercado livre após o processamento do último MCSD Mensal de 2016.

A Copel Distribuição, por sua vez, buscou utilizar todas as ferramentas que encontram-se à sua disposição para o gerenciamento dos níveis de contratação, a medida em que:

a) Procedeu à devolução integral, nos MCSD Mensais, dos montantes de energia descontratada por consumidores potencialmente livres e distribuidoras supridas;

b) Declarou de forma integral suas sobras, nos MCSD Trocas Livres e de Energia Nova, relacionadas aos montantes de energia excedentes de cotas de garantia física e descontratada por consumidores especiais;

c) Estabeleceu de tratativas junto à geradores para a redução contratos, nos termos da ReN 711/2016.

- **Bandeiras Tarifárias**

O sistema de bandeiras tarifárias tem como finalidade sinalizar aos consumidores as condições de geração de energia elétrica no SIN, por meio da cobrança de valor adicional na Tarifa de Energia - TE, permitindo a oportunidade de adequação de seu consumo ao preço real da energia elétrica. As bandeiras verde, amarela e vermelha indicam se a energia custa mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade. A Resolução Normativa nº 689/2015, regulamenta o módulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifaria - PRORET, que estabelece os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de bandeiras tarifárias. Os valores das bandeiras tarifárias são publicados pela Aneel, a cada ano civil, em ato específico.

O sistema de bandeiras tarifárias foi regulamentado pela Aneel em dezembro de 2012. De julho de 2013 a dezembro de 2014, as bandeiras tarifárias foram divulgadas em caráter didático, sem a cobrança, com o objetivo de o consumidor familiarizar-se com as bandeiras – que então eram divididas por quatro submercados.

A cobrança começou em janeiro de 2015 e, a partir de março desse ano, a divisão por submercado deu lugar a uma única bandeira para todo o sistema interligado nacional.

A incidência da bandeira vermelha durante 2015 se deu em função do rigoroso período seco pelo qual o País passou e que afetou principalmente os reservatórios das usinas hidrelétricas e motivou a utilização das termelétricas para suprir o sistema.

Até fevereiro de 2015, as bandeiras tarifárias consideravam somente os custos variáveis das usinas térmicas que eram utilizadas na geração de energia. Para cada 100 kWh consumidos (ou suas frações), a bandeira vermelha era de R$ 3,00 e a amarela de R$ 1,50.

A partir de março de 2015, com o aprimoramento do sistema, todos os custos de geração, que variam conforme o cenário hidrológico, passaram a compor o cálculo das bandeiras. Com isso, a partir de 1º de março, para cada 100 kWh consumidos (e suas frações), a bandeira vermelha passou a ser de R$ 5,50 e a amarela de R$ 2,50.

A partir de 1º de setembro de 2015, a bandeira tarifária vermelha foi reduzida de R$5,50 para R$4,50 a cada 100 quilowatts-hora (kWh) consumidos (ou suas frações).

Em 1º de fevereiro de 2016 a bandeira vermelha passou a ter dois patamares: R$ 3,00 e R$ 4,50, aplicados a cada 100 kWh (quilowatt-hora) consumidos. Também a bandeira amarela teve seu valor reduzido e passou de R$ 2,50 a R$ 1,50, aplicados a cada 100 kWh (e suas frações).

A tabela abaixo demonstra o histórico de bandeiras tarifárias e valores cobrados:.

Período		Bandeira	Valor aplicado na tarifa (a cada 100 kwh)
Inicial	Final		
jan/15	fev/15	Vermelha	R$ 3,00
mar/15	ago/15	Vermelha	R$ 5,50
set/15	jan/16	Vermelha	R$ 4,50
fev/16	fev/16	Vermelha - patamar 1	R$ 3,00
mar/16	mar/16	Amarela	R$ 1,50
abr/16	out/16	Verde	R$ 0,00
nov/16	nov/16	Amarela	R$ 1,50
dez/16	dez/16	Verde	R$ 0,00

- **Revisão Tarifária Periódica - RTP**

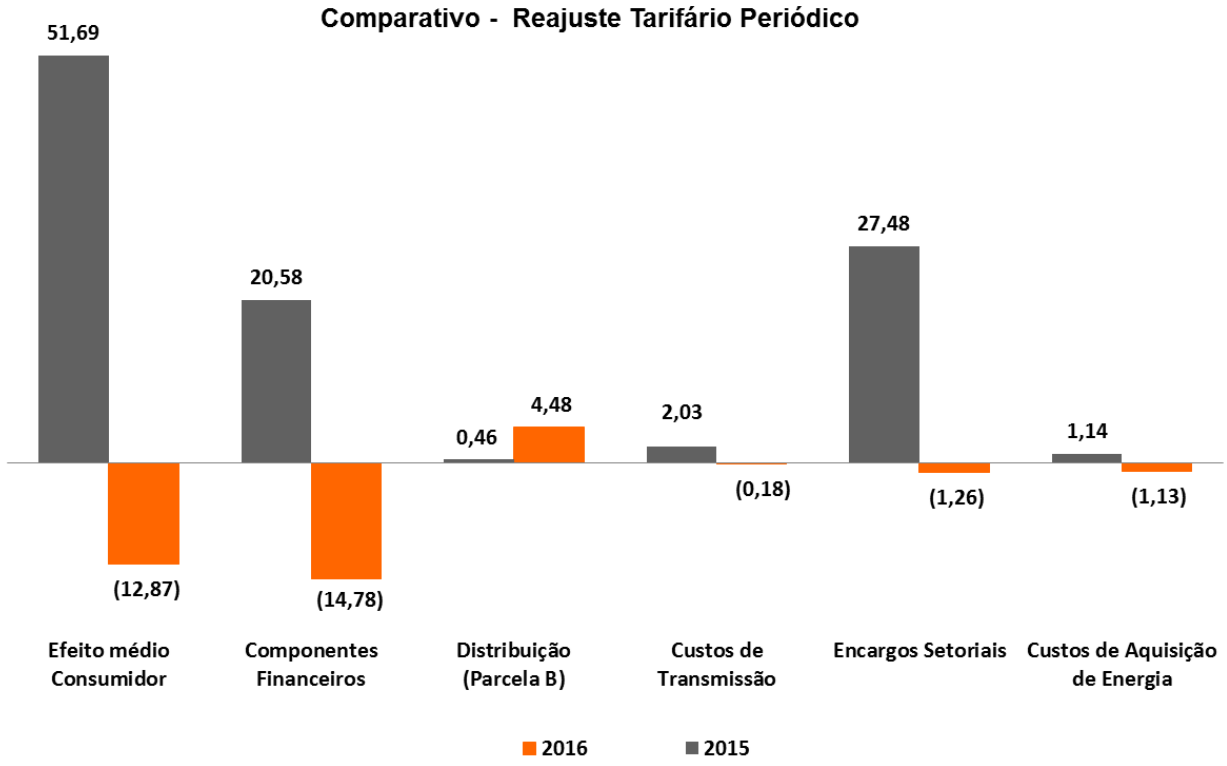
O processo de Revisão Tarifária Periódica consiste em analisar, após um período previamente definido, o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. O 1º, 2 º, 3º e 4º Ciclos de Revisão Tarifária foram realizados a cada quatro anos e, a partir do 5º Ciclo iniciado em janeiro de 2016, serão realizados a cada cinco anos, tendo em vista a alteração promovida pelo quinto termo aditivo ao contrato de concessão.

O objetivo da revisão é garantir uma tarifa justa para clientes, adequada remuneração para investidores e estimular o aumento da eficiência e da qualidade da distribuição de energia elétrica.

Durante a RTP, as tarifas são reposicionadas em função dos novos padrões de produtividade exigidos para a concessionária e de alterações na estrutura de custos. O percentual médio do reposicionamento tarifário é o resultado da razão entre a receita requerida, que reflete os custos operacionais eficientes e a remuneração adequada dos investimentos necessários para a prestação do serviço e a receita verificada, correspondente à receita auferida pela concessionária nos doze meses anteriores à revisão, caso não fossem alteradas as tarifas praticadas até então. A receita requerida é dividida em Parcela A - que envolve

os custos relacionados à aquisição de energia elétrica, uso dos sistemas de transmissão e encargos setoriais, e Parcela B - que são os custos inerentes à atividade de distribuição de energia, ou seja, os custos operacionais e de capital.

A Resolução Homologatória nº 2.096/2016, que reconheceu o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica da Copel Distribuição, reposicionou as tarifas de aplicação em -12,87%, correspondendo ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores.



- **Base de Remuneração Regulatória - BRR**

A BRR corresponde ao montante de investimentos realizados pelas distribuidoras na prestação dos serviços que será coberto pelas tarifas cobradas dos consumidores. Estes ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica somente são elegíveis a compor a BRR quando efetivamente utilizados na atividade concedida.

De acordo com o determinado nos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET para a avaliação dos ativos das concessionárias de distribuição de energia elétrica, a base de remuneração no Ciclo de RTP vigente é calculada considerando a base de remuneração aprovada no Ciclo anterior (base “blindada”), aprovada por laudo de avaliação (associada aos ativos existentes, em operação, excetuando-se as movimentações ocorridas no período), mais os valores das inclusões ocorridas entre as datas-bases da RTP anterior e atual (base incremental).

Neste sentido, na BRR da Copel Distribuição na RTP em 2016, conforme Resolução Normativa nº 686/2015, chegou ao montante de R$ 4.920,4 milhões. A remuneração do capital total atingiu R$ 657,4 milhões, taxa de 12,26% real antes de impostos.

Cálculo da Base de Remuneração Regulatória, remuneração e quota de reintegração

Descrição	Valores
Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	19.177.935
(-) Depreciação Acumulada	11.556.818
(-) Índice de Aproveitamento Depreciado	73.601
(+) Almoxarifado em Operação	85.098
(+) Terrenos e Servidões	316.801
(-) Obrigações Especiais Líquidas	3.029.034
(=) Base de Remuneração Líquida Total (a)	**4.920.381**
Saldo RGR PLPT (b)	68.144
Saldo RGR Demais Investimentos (c)	594
Taxa de Depreciação (d)	3,68%
Quota de Reintegração Regulatória (e)	337.492
WACC real antes de impostos (f)	12,26%
Taxa RGR PLPT (g)	0,73%
Taxa RGR Demais Investimentos (h)	2,88%
Remuneração do Capital (i)=(b)*(g)+(c)*(h)+[(a)-(b)-(c)]*(f)	**595.326**
Remuneração de Obrigações Especiais (j)	**62.097**
(=) Remuneração do Capital Total	**657.423**

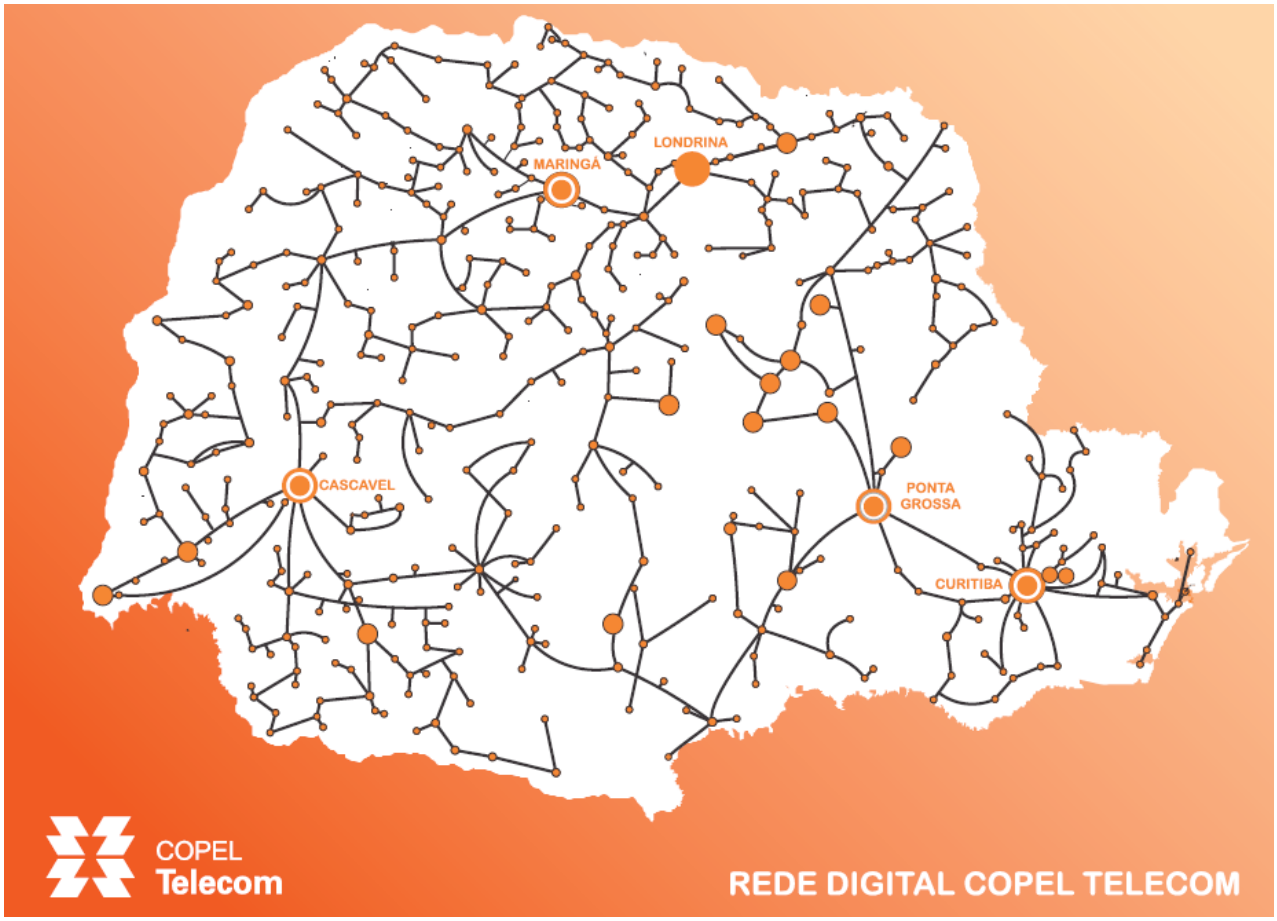
3.3.4. Comercialização

A Copel Comercialização S.A. instituída em janeiro de 2016, estabeleceu-se no mercado sob a insígnia Copel Energia, atuando com especialização no mercado livre de compra e venda de energia, motivada pelo movimento acelerado de migração de grandes consumidores do mercado regulado para o Ambiente de Comercialização Livre - ACL. Além de atuar no segmento de compra e venda de energia, oferta ainda serviços de gestão no mercado livre de energia para seus clientes.

3.3.5. Telecomunicações

A Copel Telecomunicações presta serviços de telecomunicações e de comunicações em geral, na modalidade Serviço de Comunicação Multimídia - SCM, elaborando estudos e projetos focados no atendimento das necessidades da Companhia e o mercado em geral. A exploração de tais serviços se dá por prazo indeterminado, sem caráter de exclusividade, em nível nacional.

Em 2016 a rede óptica totalizou 31.117 km de cabos ópticos, com um crescimento de 10,7% em relação a 2015, sendo 10.140 km interurbano e 20.977 km urbano. Esta rede proporciona o atendimento com serviços corporativos em 399 municípios do Paraná, dois em Santa Catarina com serviços de banda larga em 64 municípios do Paraná.



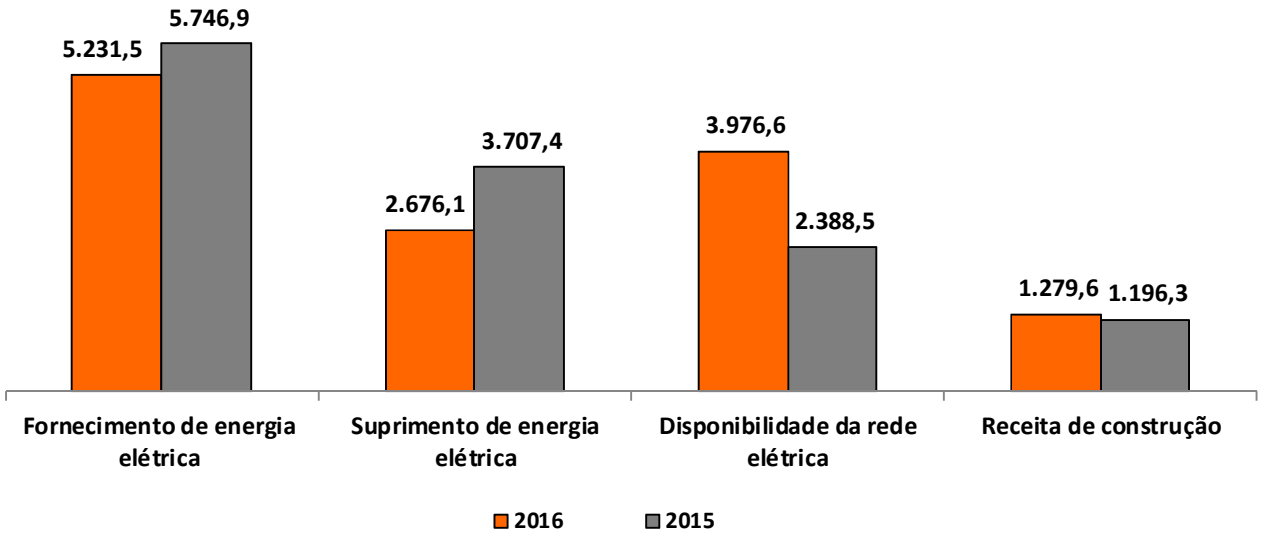
3.3.6. Participações

A Copel tem participação societária e associação com empresas, consórcios e outras instituições, que atuam em diversos setores além da área de energia. Maiores informações na NE 1.1, NE 2, NE 18 e NE 19.7 das Demonstrações Financeiras.

4. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

4.1.1. Receita Operacional Líquida

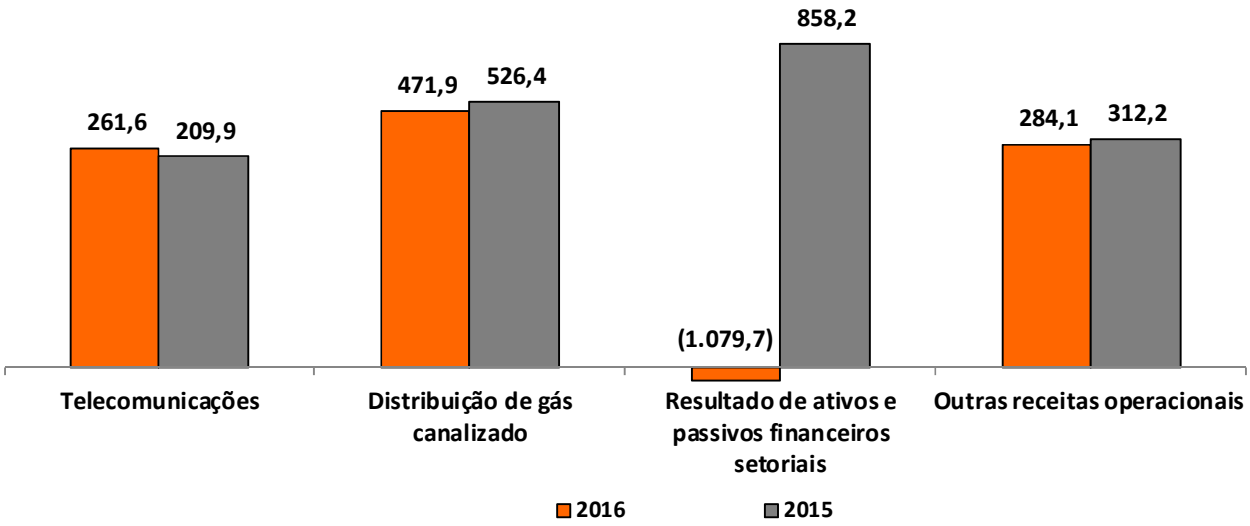
Em 2016, a Receita Operacional Líquida teve decréscimo de R$ 1.844,1 milhões, representando 12,3% de redução em relação a 2015. Tal variação decorre principalmente de:



1) Decréscimo de R$ 515,4 milhões na **Receita de Fornecimento de Energia Elétrica**, em virtude principalmente:
   - da retração de 7,1% do mercado cativo, basicamente pela saída de consumidores cativos para o mercado livre e pela conjuntura econômica do País; e
   - da redução média de 12,87% na tarifa aplicada a partir de junho de 2016.
2) Redução de R$ 1.031,4 milhões em **Suprimento de Energia Elétrica**, devido principalmente:
   - ao menor valor de PLD no período; e
   - menor receita na CCEE, em função do não acionamento da UEG Araucária.
3) Acréscimo de R$ 1.588,1 milhões na **Receita de Disponibilidade da Rede Elétrica**, decorrente sobretudo ao:
   - reconhecimento dos efeitos da remuneração pela remensuração do fluxo de caixa em decorrência da Portaria MME nº 120, relativo aos ativos RBSE;
   - resultado do 4º Ciclo de Revisão Tarifária, ocorrido em junho de 2016, que elevou a Parcela B em 22%;
   - parcialmente compensado pela queda do consumo verificada no mercado fio de energia; e

- pelo reajuste tarifário médio de -12,87% na tarifa de uso.

4) Acréscimo de R$ 83,3 milhões na **Receita de Construção**. A Companhia contabiliza receitas relativas a construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação de serviços de distribuição, transmissão de energia elétrica e gás, as quais totalizaram R$ 1.279,6 milhões em 2016 e R$ 1.196,3 milhões em 2015. Os respectivos gastos são reconhecidos na demonstração do resultado do período, como **custo de construção**, quando incorridos.



5) Acréscimo de R$ 51,7 milhões na **Receita de Telecomunicações**, decorrente principalmente do aumento do número de clientes, sobretudo no mercado varejo com o produto COPEL Fibra.

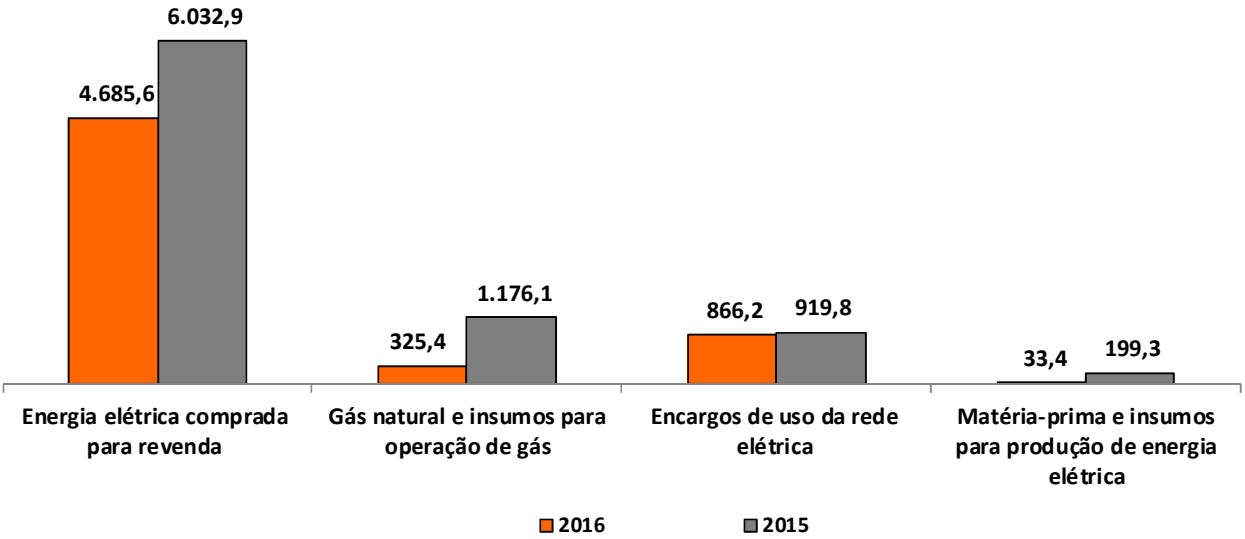
6) Decréscimo de R$ 54,5 milhões na **Receita de Distribuição do Gás Canalizado**, devido ao não acionamento da UEG Araucária e da retração do mercado em relação ao ano anterior.

7) Resultado negativo de R$ 1.079,7 no **Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais** em 2016, enquanto que em 2015 o resultado foi positivo de R$ 858,2 milhões.

8) Redução de R$ 28,0 milhões em **Outras Receitas Operacionais** refletindo a menor variação no valor justo do ativo indenizável da concessão em aproximadamente R$ 85,0 milhões, compensado pelo aumento na renda de prestação de serviços, na receita com arrendamentos e aluguéis de equipamentos e estruturas e multas aplicadas a clientes que migraram do mercado cativo para o livre.

4.2. Custos e Despesas Operacionais

- **Não gerenciáveis**

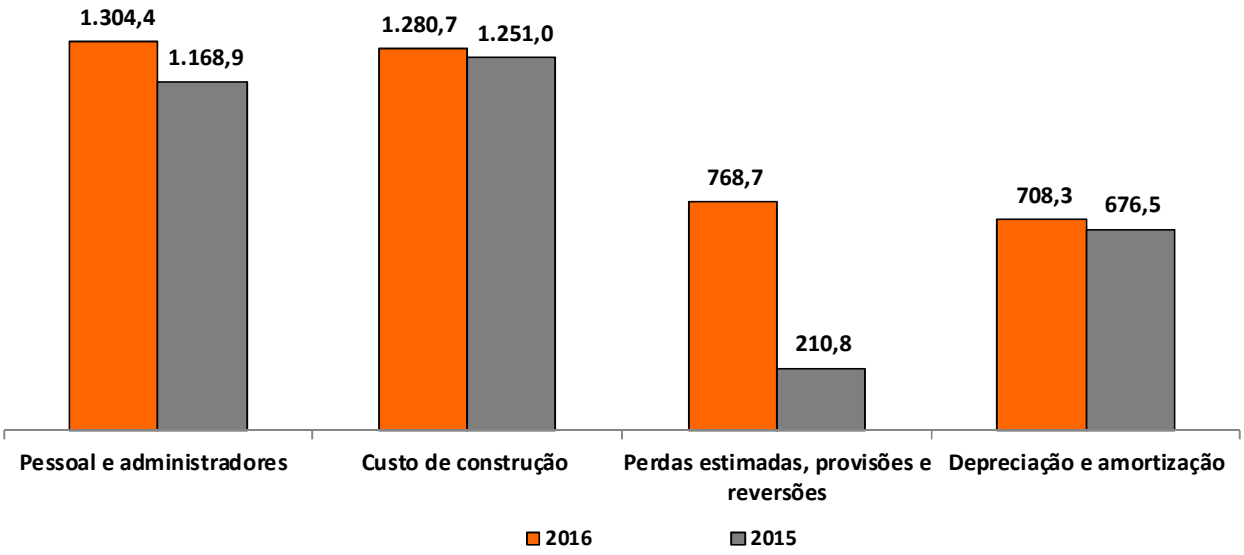


1) Decréscimo de R$ 1.347,3 milhões em **Energia Elétrica Comprada para Revenda**, devido principalmente ao menor PLD no período e o impacto do GSF - *Generation Scaling Factor* (risco hidrológico).

2) Redução de R$ 850,7 milhões em **Gás natural e insumos para operação de gás** refletindo o não acionamento da UEG Araucária em 2016.

3) Decréscimo de R$ 53,5 milhões em **Encargos do Uso da Rede Elétrica** em virtude principalmente dos menores custos com Encargos dos serviços do sistema - ESS, compensado pelo aumento do Encargo de energia de reserva - EER.

- **Gerenciáveis**

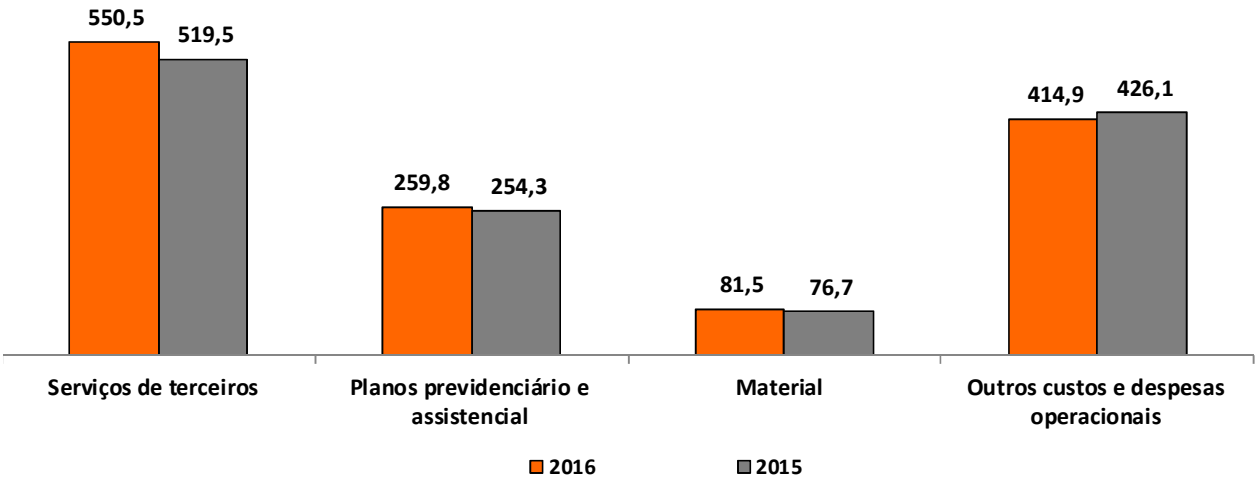


4) Acréscimo de R$ 135,6 milhões em **Pessoal e Administradores,** refletindo sobretudo o reajuste salarial de 9,9% em outubro de 2015 e 9,15% em outubro de 2016, conforme acordo coletivo e à variação de R$ 38,8 milhões de Provisão para indenização por demissões voluntárias e aposentadorias.

5) Aumento no **Custo de construção**, passando de R$ 1.251,0 milhões em 2015 para R$ 1.280,7 milhões em 2016.

6) Acréscimo R$ 557,9 milhões em **Perdas estimadas, Provisões e Reversões** devido principalmente a:

- Provisão para perdas estimadas para crédito de liquidação duvidosa, no valor de R$ 179,9 milhões; e
- Reversão de litígios no valor de R$ 69,9 milhões — considerada a reversão de R$ 193,4 milhões do processo da Cofins.
- Perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativo no valor de R$ 581,6 milhões, segregado nos empreendimentos:



7) Acréscimo de R$ 31,0 milhões em **Serviços de terceiros,** decorrente principalmente do reajuste de contratos pela inflação.

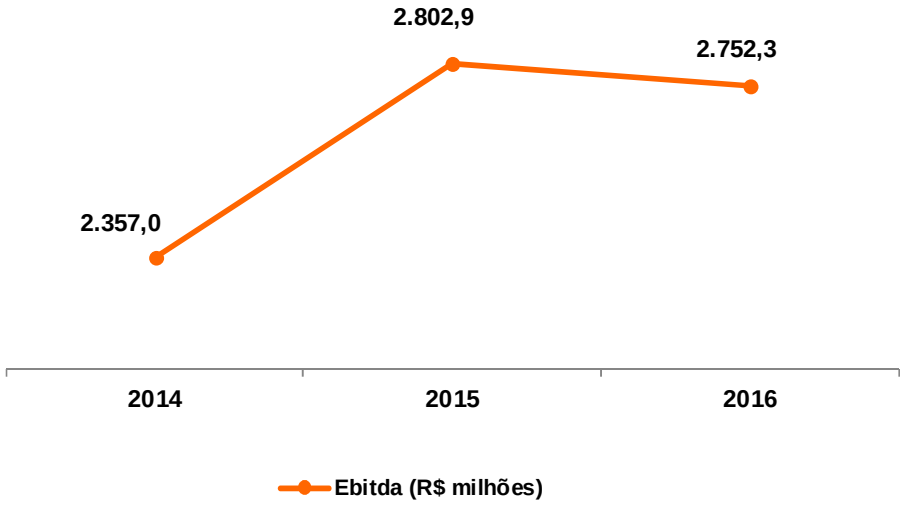
8) Aumento de R$ 5,4 milhões em **Planos previdenciário e assistencial** decorrente dos efeitos da avaliação atuarial, calculada por atuário contratado.

9) Redução de R$ 11,3 milhões em **Outros custos e despesas operacionais** devido principalmente à mudança de método de avaliação do investimento da Copel na Sanepar, que passou a ser avaliação pelo valor justo enquanto que em 2015 era pela equivalência patrimonial.

4.3. EBITDA ou LAJIDA

Consolidado Em $ milhões	2016	2015
Lucro líquido atribuído aos acionistas da empresa controladora	958,7	1.192,7
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	(10,9)	72,8
IRPJ e CSLL diferidos	(58,8)	(165,8)
IRPJ e CSLL	589,3	698,0
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	565,7	328,7
Lajir/Ebit	**2.044,0**	**2.126,4**
Depreciação e Amortização	708,3	676,5
Lajida/Ebitda	**2.752,3**	**2.802,9**
Receita Operacional Líquida - ROL	13.101,8	14.945,8
Margem do Ebitda% (Ebitda ÷ ROL)	**21,0%**	**18,8%**

O Ebitda da Companhia em 2016 foi de R$ 2.752,3 milhões, apresentando decréscimo de R$ 50,5 milhões em relação a 2015, o que representa 1,8% de redução.



4.4. Resultado Financeiro

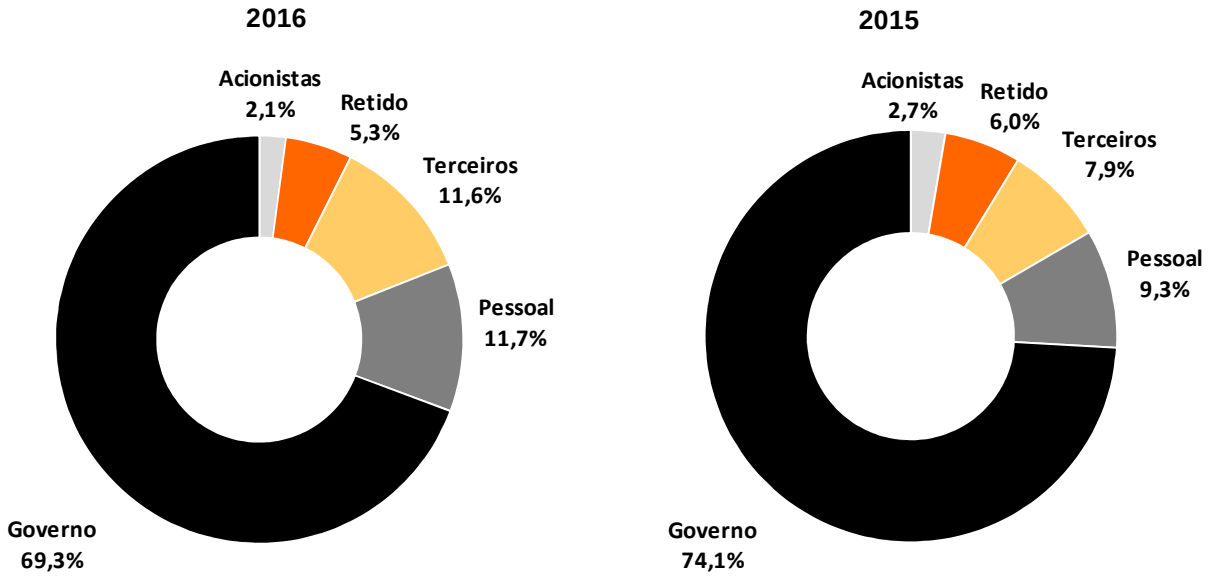
O resultado financeiro apresentou decréscimo de R$ 237,1 milhões devido ao:

1) acréscimo de 16,5% em receitas financeiras decorrente sobretudo dos acréscimos moratórios sobre faturas de energia e maior renda de aplicações financeiras; e

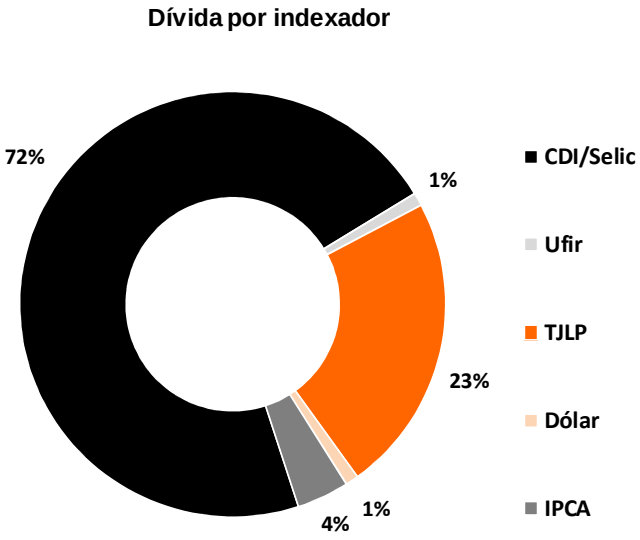
2) aumento de 33,1% em despesas financeiras devido principalmente ao maior valor de variação monetária, cambial e encargos da dívida.

4.5. Valor Adicionado

No exercício de 2016, a Copel apurou R$ 12.746,6 milhões de Valor Adicionado. Total 11,8% inferior ao ano anterior. A variação deve-se sobretudo ao decréscimo de encargos setoriais em 2016. A demonstração, na íntegra, encontra-se nas Demonstrações Financeiras.



4.6. Endividamento



A Companhia financia a liquidez e necessidades de capital principalmente com recursos propiciados pelas operações e mediante financiamento externo, visando à ampliação e modernização dos negócios ligados à geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia, bem como de telecomunicações.

É importante ressaltar que a Companhia busca investir em participações, para tanto utiliza de linhas de financiamentos disponíveis no mercado, e que façam sentido na estrutura de capital da Copel, no que tange à alavancagem financeira frente ao retorno dos projetos. Salienta-se que as perspectivas de financiamentos, bem como as disponibilidades de caixa, serão suficientes para atendimento ao plano de investimentos do exercício.

Em 2016 houve as seguintes liberações de recursos:

Ingressos - 2016 (Em R$ milhões)	Empresa	Financiador	Valor
Debêntures	Copel Geração e Transmissão	Debenturistas	1.000
Debêntures	Copel Distribuição	Debenturistas	500
Debêntures	Eólicas[1]	BNDES	143
Debêntures	Eólicas[1]	BNDESPAR	152
Debêntures	Compagas	BNDESPAR	23
LT Assis - Paraguaçu	Copel Geração e Transmissão	BNDES	4
LT Londrina - Figueira	Copel Geração e Transmissão	BNDES	3
Obras da Copa 2014	Copel Distribuição	BNDES	18
UHE Colíder	Colíder	BNDES	68
Total			**1.911**

[1] Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III, Nova Eurus IV e Ventos de Santo Uriel.

Os pagamentos ocorridos no ano totalizaram R$ 1.918,4 milhões, sendo R$ 1.012,2 milhões de principal e R$ 906,1 milhões de encargos.

O cronograma de vencimento da dívida de longo prazo, contemplando empréstimos, financiamentos e debêntures é:

	2018	2019	2020	2021	2022	Após 2022	Total
Moeda estrangeira	-	-	-	-	-	89.669	89.669
Moeda nacional	2.255.359	1.735.931	521.750	182.772	203.597	1.246.084	6.145.493
Total	**2.255.359**	**1.735.931**	**521.750**	**182.772**	**203.597**	**1.335.753**	**6.235.162**

4.7. Lucro Líquido

Em 2016, o lucro líquido atribuído aos acionistas da empresa controladora foi de R$ 958,7 milhões, sendo 19,6% inferior que o obtido no exercício anterior, de R$ 1.192,7 milhões.

Distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio

(em R$ mil)	2016		2015	2014		
	Total	Parcela Única	Parcela Única	Total	2ª Parcela	1ª Parcela
Aprovação na AGO	27/04/17	27/04/17	28/04/16	23/04/15	23/04/15	
Aprovação no CAD	27/03/17	27/03/17	15/03/16	18/03/15	18/03/15	24/10/14
Data de pagamento	a definir	a definir	15/06/16	22/06/15	22/06/15	21/11/14
Lucro Líquido Ajustado	958.650	958.650	1.223.542	1.245.046	483.507	761.539
Valor para Ações ON	142.912	142.912	164.924	315.060	122.335	192.725
Valor para Ações PNA	949	949	960	962	404	558
Valor para Ações PNB	139.086	139.086	160.911	306.501	119.014	187.487
Total Distribuído	**282.947**	**282.947**	**326.795**	**622.523**	**241.753**	**380.770**

Obs.: As informação da 1ºparcela em 2014, refere-se aos resultados do 1ºsemestre do respectivo exercício (art. 41do Estatuto Social).

Do lucro líquido verificado no exercício de 2016, apurado de acordo com a legislação societária, a Companhia propõe para pagamento de Juros sobre o Capital Próprio em substituição aos dividendos anuais, o valor bruto de R$ 282.947.149,72, distribuído da seguinte forma: R$ 0,98539 por ação ordinária

(ON), R$ 2,89050 por ação preferencial classe "A" (PNA) e R$ 1,08410 por ação preferencial classe "B" (PNB).

O pagamento ocorrerá dentro do exercício social, nos termos do § 3º do art. 205 da Lei nº 6.404/1976 .

- **Ações**

Volume negociado em 2016:

	Volume negociado	ON (CPLE3)		PNB (CPLE6)	
		Total	Média diária	Total	Média diária
Bovespa	Negócios	33.940	136	940.239	3.776
	Quantidade	10.587.800	42.521	168.679.800	677.429
	Volume (R$ mil)	207.461	833	4.798.054	19.269
	Presença nos pregões	249	100%	249	100%
NYSE	Quantidade	547.909	2.884	130.524.285	517.954
	Volume (US$ mil)	2.707	14	1.112.308	4.414
	Presença nos pregões	190	75%	252	100%
Latibex	Quantidade	-	-	263.269	2.089
	Volume (€ mil)	-	-	1.679	13
	Presença nos pregões	-	-	126	49%

Desempenho do preço das ações:

	Ação	2016	2015	Variação %
BM&FBovespa	ON (CPLE3)	R$ 19,08	R$ 16,00	19,3
	média ON	R$ 19,14	R$ 22,01	(13,0)
	PNA (CPLE5)*	-	R$ 35,00	-
	média PNA	-	R$ 35,00	-
	PNB (CPLE6)	R$ 27,36	R$ 24,30	12,6
	média PNB	R$ 28,76	R$ 32,43	(11,3)
	Ibovespa	60.227	43.349	38,9
	Índice de Energia Elétrica	36.108	24.803	45,6
NYSE	ON (ELPVY)	US$ 5,86	US$ 3,89	50,6
	média ON	US$ 5,45	US$ 6,56	(16,8)
	PNB (ELP)	US$ 8,48	US$ 7,62	11,2
	média PNB	US$ 8,39	US$ 9,88	(15,1)
	Índice Dow Jones	19.762,60	17.425,03	13,4
Latibex	PNB (XCOP)	€ 8,08	€ 5,46	48,1
	média PNB	€ 7,43	€ 8,93	(16,8)
	Índice Latibex	1.811,60	1.059,20	71,0

*Não houve negociação de ações PNA em 2016

4.8. Inadimplência de Consumidores

A Copel passou a calcular, desde 2003, o índice de inadimplência do produto “fornecimento de energia elétrica”, cuja metodologia de cálculo considera inadimplente o consumidor com débito vencido há mais de

15 dias até 360 dias, em conformidade com o prazo de aviso de vencimento (Resolução Aneel nº 414/2010), e é excluído o reconhecimento de perdas dos débitos vencidos.

Em dezembro de 2016, a inadimplência de consumidores da Copel Distribuição foi de R$ 267,3 milhões, que equivale a 1,61% do seu faturamento, enquanto que em 2015 atingiu R$ 272,8 milhões, 1,81% do faturamento.

Embora o montante da perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa - PECLD no exercício de 2016 seja expressivo, as ações de combate à inadimplência contiveram os indicadores de inadimplência de curto prazo, apresentados pelos índices de inadimplência Abradee[5] e Corporativa[6], obtendo para ambos a redução da inadimplência ante 2015. Pelo critério Abradee a inadimplência reduziu 14,5% e pelo Corporativo, 4,7%. A redução dos indicadores de inadimplência é decorrente do plano de ação desenvolvido pela Companhia para o combate à PECLD, com medidas que resultaram na redução dos indicadores de inadimplência.

Indicador	2016	2015	Variação %
Inadimplência Abradee	2,18%	2,55%	(14,51)
Inadimplência Companhia	1,61%	1,81%	(11,05)

4.9. Programa de Investimentos

O programa de investimentos para 2017 foi aprovado em 14.12.2016 pela 161ª reunião ordinária do CAD. A seguir, os investimentos realizados e os previstos:

	Realizado		Variação %	Previsto
Empresas (em R$ milhões)	2016	2015	2016-2015	2017
Geração e Transmissão	1.879,2	1.373,3	36,8	570,3
Distribuição	777,1	656,4	18,4	629,6
Telecomunicações	193,8	105,4	83,9	164,3
Empreendimentos Eólicos (1)	722,2	209,2	245,2	638,6
Outros (2)	3,1	20,4	(84,8)	32,1
Total	**3.575,4**	**2.364,7**	**51,2**	**2.034,9**

(1) Inclui Brisa Potiguar, Cutia Empreendimentos Eólicos e São Bento Energia.
(2) Inclui Holding, Copel Renováveis, Copel Comercialização, Voltalia, entre outros

[5] Índice de inadimplência Critério Abradee:
i = ∑ Pendência (1 a 90 dias) / Faturamento 12 meses

[6] Índice de inadimplência Critério Corporativa:
i = ∑ Pendência de energia (16 a 360 dias) / Faturamento 12 meses

4.10. Pesquisa & Desenvolvimento - P&D

Em conformidade com a Lei n.º 9.991/2000, as concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica devem aplicar anualmente um percentual mínimo de sua Receita Operacional Líquida - ROL em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica - P&D, segundo regulamentos estabelecidos pela Aneel. Os projetos de P& D no setor de energia elétrica devem ser originais e inovadores. Além desses valores, também é feito recolhimento ao FNDCT - Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico e ao Ministério de Minas e Energia, que em 2016 foi de R$ 40,0 milhões.

Geração e Transmissão

Em 2016, aplicou R$ 15,3 milhões na execução de 28 projetos de P&D, entre os quais 4 são estratégicos, cujos temas foram estabelecidos pela Aneel por meio de Chamada de Projetos. Em 9 projetos participou de forma cooperada com outras empresas. Aplicou, ainda, R$ 436 mil na gestão dos projetos de P&D por meio do projeto de gestão.

Distribuição

Em 2016, foram investidos R$ 17,7 milhões em 31 projetos de P&D, dos quais 4 contratados e 4 concluídos ao longo do ano, permanecendo em execução 27 projetos, participando de forma cooperada com outras empresas do setor elétrico em 6 projetos, dentre eles 3 estratégicos cujos temas foram estabelecidos pela Aneel, através de chamada de projetos.

4.11. Programa de Eficiência Energética - PEE

O Programa de Eficiência Energética promove a eficiência no uso final da energia elétrica, por meio da aplicação de recursos financeiros, fixado percentual mínimo da Receita Operacional Líquida – ROL, conforme Lei nº 9.991/2000 e Resolução Normativa Aneel n° 556/2013.

Por meio do PEE, a Copel Distribuição realiza o projeto “A Copel na Comunidade”, que tem por objetivo o desenvolvimento de ações para consumidores baixa renda, beneficiados pela Tarifa Social de Energia Elétrica - TSEE. Neste projeto são realizadas palestras sobre o consumo seguro e eficiente da energia elétrica, diagnósticos energéticos e substituição equipamentos consumidores de energia elétrica por outros mais eficientes.

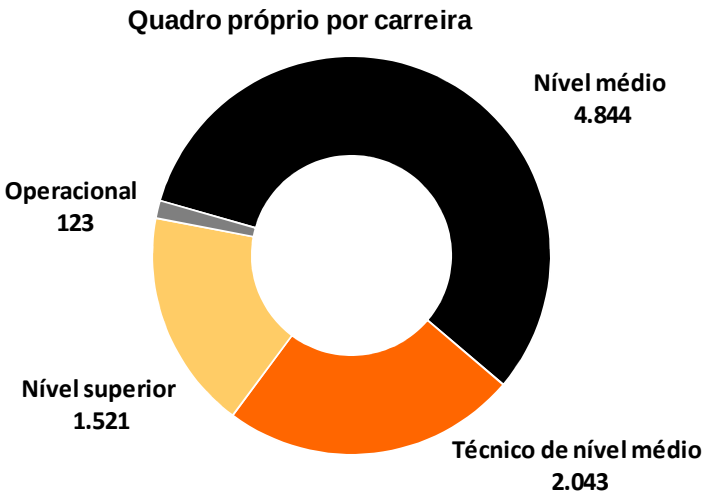
Com base no resultado dos diagnósticos energéticos, é feita a seleção dos consumidores para substituição de, por exemplo, refrigeradores e chuveiros por outros equipamentos mais eficientes. Na edição mais recente do projeto Copel na Comunidade, voltado para atendimento a consumidores baixa renda, foram realizadas 500 palestras, 39 mil diagnósticos energéticos, substituídas 118 mil lâmpadas incandescentes por outras mais eficientes (fluorescentes compactas e LED), e ainda serão trocados, durante o ano de 2017, 5 mil refrigeradores por outros novos e com selo Procel de economia de energia. Estas ações visam engajar

a comunidade da área de concessão em ações de conservação de recursos naturais, especialmente a energia.

A Copel Distribuição também realiza anualmente chamadas públicas para projetos de eficiência energética, nas quais os consumidores da Companhia podem apresentar propostas de projetos de eficiência energética para serem custeadas com recursos do PEE. Podem participar da chamada consumidores industriais, residenciais (condomínios), comércio e serviços, poderes públicos, rurais, serviços públicos e iluminação pública. Em 2016 foram disponibilizados R$ 16,0 milhões e recebidos 38 projetos, os quais estão em fase de avaliação e seleção.

5. RECURSOS HUMANOS

5.1. Gestão de pessoas



Considerando a Copel Holding, Copel Distribuição, Copel Geração e Transmissão, Copel Telecomunicações, Copel Comercialização e Copel Renováveis, a Companhia possui 8.531 empregados no quadro próprio. Foram admitidos 95 novos empregados em 2016 mediante concurso público. Durante o mesmo período, 196 empregados desligaram-se da Companhia. A taxa de rotatividade foi de 1,7% em 2016 e 2,4% em 2015.

- **Desenvolvimento de Pessoal**

A Copel incentiva e promove a educação e o desenvolvimento de seus empregados de modo a contar sempre com profissionais qualificados e experientes, permitindo que todos exerçam seu potencial em um ambiente propício à evolução de sua carreira e de suas habilidades. Para isso são promovidas diversas ações de educação, que vão desde treinamentos básicos para exercício das funções à ações de pós-graduação. Estas ações são organizadas em programas corporativos, treinamentos para formação (destinados à capacitação básica para o exercício da função), treinamentos obrigatórios (cursos destinados a atividades específicas), treinamentos para aperfeiçoamento profissional e eventos (seminários, palestras, workshops, congressos, etc.).

A Copel também oferta treinamentos para empregados terceirizados, desde que previstos em contrato ou por interesse da Companhia, voltados para integração e atividades específicas a serem realizadas pelos profissionais em sua prestação de serviços à Copel.

O modelo de Educação Corporativa tem como fundamento a atuação sinérgica e cooperativa da sua Universidade Corporativa e das Áreas de Treinamento das Subsidiárias Integrais, focando a competitividade e a rentabilidade dos negócios.

Em 2016, foram investidos R$ 8,8 milhões de reais em treinamento e desenvolvimento de pessoal. Ao todo, foram realizados 2.242 eventos de treinamento, com 34.488 participações, totalizando 416.298 horas de

treinamento, com média de 48,80 horas de treinamento por empregado e 302 participações em eventos de longa duração (Cursos de idiomas e pós-graduação).

As ações de educação de cunho corporativo (programas de Integridade, Sustentabilidade, Capacitação em Língua Estrangeira, Liderança, Preparação para o Futuro, Integração, entre outros) são coordenadas pela UniCopel e têm como objetivo a construção de aprendizado focado em áreas de conhecimento que estão diretamente alinhadas às competências e aos negócios da Companhia.

Os cursos de formação básica são voltados para capacitar o empregado numa nova atividade, sendo os mesmos diferenciados apenas por cargo ou função.

Destacamos em 2016 a implementação do Plataforma de Educação à Distância da Copel, a realização do Programa Anima, do Programa de Liderança, do Programa de Integridade e o Seminário Pré-Aposentadoria.

Plataforma de Educação à Distância da Copel

Em 2016 houve a unificação das plataformas de ensino a distância da Copel, outrora descentralizadas e utilizadas pelas Subsidiárias. Esta unificação se deu com objetivo de otimizar os recursos da Companhia, garantindo qualidade e abrangência. A utilização de educação à distância já é uma realidade dentro das organizações e atualmente contamos com diversos recursos que tornam o aprendizado nessa modalidade efetivo e interessante.

Devido a sua capacidade de abrangência, a Plataforma de Educação à Distância da Copel permite atender a uma maior quantidade de pessoas, nas diversas localidades, desde que com acesso à internet, sem que haja a necessidade de deslocamento do participante, gerando uma significativa economia nos gastos com treinamento fora do local de lotação do empregado.

Programa Anima

Em meados de 2015, diretores e superintendentes se reuniram para discutir o referencial estratégico da Copel, o que resultou na atualização de nossa missão e visão. Ao final de 2015 o mesmo grupo iniciou o movimento de projeção da Copel do Futuro: denominado Programa Anima.

O Programa Anima iniciou com a realização de um diagnóstico de cultura organizacional para coletar sugestões que ajudarão a compor a construção do movimento de mudança pelo qual a Copel passará. Este programa é composto por oito projetos, que contam com a colaboração e participação de todos os empregados.

Programa Liderança Transformadora

O programa Liderança Transformadora foi estruturado em alinhamento aos Princípios de Educação Executiva Responsável, iniciativa do Pacto Global das Nações Unidas que estimula a formação de líderes voltados à gestão responsável dos negócios e à aplicação dos conhecimentos no cotidiano da gestão,

visando o alinhamento, integração, atuação compartilhada, corresponsabilidade e aumento de desempenho, por parte do corpo gerencial.

As ações educacionais do programa vão de treinamentos na modalidade presencial e também com módulos *e-learning* e abordam temas como Liderança, Estratégia, Gestão de Pessoas e Equipes e Habilidades Gerenciais. Além de tratar de temas mais profundos, os módulos trazem para o corpo gerencial conhecimentos e práticas voltadas para as necessidades das lideranças do século XXI, como saber conviver, noção de propósito e autodesenvolvimento.

Seminário Pré-Aposentadoria

A Copel, em parceria com a Fundação Copel, realizou em setembro de 2016, na Usina Governador Bento Munhoz da Rocha Netto, o Seminário Pré-Aposentadoria. Com o objetivo de trazer informações, orientações e serviços aos empregados em condições de se aposentar apoiando-os na tomada da decisão sobre a pós-carreira.

O evento foi realizado em três dias e contou com a participação de cerca de 300 pessoas, entre copelianos e seus cônjuges. Foram realizadas palestras sobre educação financeira e previdenciária, comportamento de consumo e poupança, empreendedorismo, qualidade de vida e saúde, além de atividades de lazer.

Programa de Integridade

A Copel adota práticas de integridade alinhadas ao compromisso da Companhia com a transparência e o combate à corrupção. Neste sentido, em 2016, foram desenvolvidos vários treinamentos para ampliar a conscientização sobre o tema nos diversos níveis da Companhia.

Outros programas

Além dos programas próprios de treinamento e capacitação, a Companhia incentiva à formação de seus profissionais por meio das seguintes iniciativas:

• Auxílio-Educação: benefício que visa incentivar a especialização dos empregados, reembolsa 70% das mensalidades escolares dos empregados até o valor limite de R$ 840,46. Em 2016 o programa beneficiou 1.064 empregados, totalizando um reembolso de R$ 4,5 milhões.

• Programa de Capacitação em Língua Estrangeira: programa instituído em 2012 destinado aos empregados que executam atividades nas quais outro idioma é exigido. Em 2016, participaram do programa 255 empregados, realizando cursos de alemão, espanhol e inglês.

• Cursos de pós-graduação: programa que visa o desenvolvimento profissional em temas específicos e estratégicos com foco na produção de pesquisas, dissertações, teses, gerando inovações e melhorias para a Companhia e para o setor elétrico. Em 2016, dez empregados iniciaram cursos de pós-graduação e ao todo 47 empregados realizam cursos de pós-graduação em níveis *lato sensu* e *stricto sensu*.

• Intercâmbios e Cursos no exterior: os empregados participam de eventos e treinamentos no exterior, proporcionando atualização constante sobre os temas relativos aos negócios da Companhia, além de trocas de experiências e divulgação de trabalhos e pesquisas.

- **Benefícios**

Entre os benefícios concedidos diretamente pela Companhia a todos os empregados, além dos previstos pela legislação, destacam-se: auxílio-educação; adiantamento de férias e pagamento adicional de mais 1/3 da remuneração, além dos valores obrigatórios previstos em Lei; adiantamento da primeira parcela do 13º salário no mês de janeiro; participação nos lucros e resultados; incentivo à qualidade de vida, com iniciativas como o Coral da Copel e os Jogos Internos; auxílio-alimentação e refeição; vale lanche; auxílio-creche; auxílio a empregados com deficiência e a empregados com dependentes deficientes; licença maternidade e licença paternidade estendidas; complementação de auxílio doença; além de outros benefícios proporcionados pelo convênio existente entre a Copel e o Instituto Nacional do Seguro Social - INSS. Adicionalmente, por meio da Fundação Copel de Previdência e Assistência Social, da qual a Copel é mantenedora, há concessão de: plano de previdência privada, adicional ao valor da previdência oficial, e plano de assistência médico-hospitalar e odontológica. A Fundação Copel disponibiliza, ainda, uma carteira de empréstimos aos seus participantes, obedecendo às disposições legais que regem as aplicações das reservas do seu fundo previdenciário.

- **Política salarial**

As práticas de remuneração, reconhecimento e incentivo estão baseadas no modelo de remuneração estruturado pela Companhia, apoiando-se em dois pilares: remuneração fixa (comparação de mercado e mérito) e variável (Participação dos Empregados nos Lucros e/ou Resultados - PLR). A PLR dos empregados da Copel ocorre de acordo com a Lei Federal nº 10.101/2000, o Decreto Estadual n° 1.978/2007 e a Lei Estadual n° 16.560/2010, sendo o montante do lucro distribuído de forma igualitária a cada empregado. A proporção entre o menor salário praticado pela Companhia em dezembro de 2016 (R$ 1.736,48) e o salário mínimo nacional vigente naquela data (R$ 880,00) era de duas vezes, não havendo diferença significativa no mesmo período relativamente à proporção de salário-base entre homens e mulheres.

- **Relações trabalhistas**

A Companhia se relaciona com 19 sindicatos representativos das diversas classes de trabalhadores e, ao longo do ano, promove reuniões para discussão de assuntos de interesse mútuo. Por ocasião da data base (outubro) esse relacionamento se intensifica quando os sindicatos e Copel discutem as reivindicações para chegar ao Acordo Coletivo de Trabalho - ACT. O cumprimento das cláusulas dos ACTs mitiga possíveis problemas com sindicatos e empregados. Além disso, as dispensas por justa causa são precedidas de

processo administrativo sumário, regulado por norma administrativa interna, que garante ao empregado o direito de defesa.

- **Avaliação de desempenho**

O Nossa Energia é o Programa de Gestão de Desempenho da Copel, composto por dois eixos: Competências Organizacionais e Resultados. Esse programa subsidia a aplicação de diferentes tratativas em relação à carreira e remuneração e ao desenvolvimento profissional, tais como promoções funcionais, meritocracia, adequação funcional, conferências, treinamentos, bolsas para pós-graduação e línguas estrangeiras, entre outros. Iniciado em 2013, o plano passou por melhorias pontuais e assertivas proporcionadas pela experiência dos ciclos anteriores e vivência dos gerentes e empregados nas práticas de Gestão de Desempenho na Copel. A intenção é que, a cada ciclo, ele traga aprendizados e aprimoramentos para proporcionar maior aderência à cultura e realidade da Companhia.

6. DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL

6.1. Fornecedores

A Copel é uma sociedade de economia mista, está sujeita à Lei nº 8.666/93 e à Lei Estadual n 15.608/2007. Uma vez que todo o processo de seleção de fornecedores está restringido por essas leis, a Companhia não escolhe os fornecedores com base em questões trabalhistas, de direitos humanos e ambientais neste processo, no entanto, a Copel exige a conformidade com a legislação trabalhista e fiscal nos editais de licitação, em cláusulas contratuais, manuais de cadastramento de Fornecedores e normas e manuais técnicos permanentemente disponibilizados online.

As questões socioambientais, de direitos humanos e trabalhistas são abordadas pela Copel durante o processo de integração, realizado com cada novo fornecedor. Elas também estão contempladas em cláusulas específicas nos contratos de aquisição de obras e serviços. O descumprimento gera a suspensão do contrato e o impedimento, por até dois anos, de participar de novas licitações da Companhia.

A Copel classifica fornecedores considerados críticos pela Companhia com o objetivo de minimizar potenciais riscos no fornecimento de produtos e serviços, bem como proteger melhor o negócio. Os parceiros recebem classificação a partir da identificação pela Copel de riscos significativos, considerando aspectos legais, financeiros, ambientais, de saúde e segurança no trabalho, segurança da população, de imagem da empresa, da percepção do cliente e sociedade, e dos processos.

Na metodologia utilizada pela Copel são entendidos como críticos aqueles fornecimentos que integram o rol dos “principais” e que, ainda, quando avaliados sob as dimensões, social, econômica e ambiental, e ainda quanto a sua abrangência no negócio.

Clientes

A Copel acredita que a perenidade do seu modelo de negócio depende do diálogo permanente com os diversos públicos: acionistas, consumidores, empregados, fornecedores, governo e comunidades. O relacionamento com todos esses grupos, com qualidade e de maneira transparente, é avaliado pela Companhia como um diferencial competitivo.

Por isso, a Copel mantém um grupo de trabalho dedicado a executar uma política estruturada de relacionamento, regida por planejamentos e atividades constantes, com o objetivo de garantir níveis de excelência de satisfação desses grupos em relação à Companhia.

- **Copel Distribuição**

Em 2016, a Copel foi reconhecida pela terceira vez consecutiva como a melhor distribuidora do País segundo a avaliação dos clientes. Esse reconhecimento tem origem na pesquisa Abradee de satisfação dos

clientes e concede à empresa vencedora o prêmio ISQP (índice de satisfação com a qualidade percebida). A pesquisa é realizada com cerca de 50 distribuidoras de todo o País.

A Abradee também premiou a Copel como a melhor distribuidora da Região Sul, conforme a avaliação dos clientes. Além desse prêmio, a Companhia realiza uma pesquisa com os clientes rurais a cada quatro anos e com clientes do poder público no primeiro e no último ano do mandato dos prefeitos. O indicador de satisfação também é monitorado pela pesquisa anual realizada pela Aneel, com foco nos clientes residenciais. A seguir o resultado em 2016:

	2014	2015	2016
Pesquisa Abradee de Satisfação - Cliente Residencial	89,3%	88,6%	88,8%
Pesquisa Abradee de Satisfação - Cliente do Grupo B Não Residencial	86,0%	86,5%	84,8%
Pesquisa Abradee de Satisfação - cliente do Grupo A	86,3%	78,6%	85,9%
Pesquisa Aneel de Satisfação dos Clientes - IASC	75,2%	60,3%	73,1%
Pesquisa de Satisfação do Cliente Rural	Não realizada	77,9%	Não realizada

Obs.: Pesquisa de Saisfação do Cliente Rural é realizada a cada 4 anos

- **Copel Telecomunicações**

A Copel Telecomunicações realiza pesquisas periódicas de opinião desde 2008. A partir de 2015, passou a adotar o mesmo instrumento de coleta de dados utilizado pela Anatel, o que possibilitou a comparação dos resultados dos indicadores de qualidade da Companhia com o de outras empresas do setor.

Em 2016, o grau de satisfação geral do cliente em relação à qualidade dos serviços de comunicação multimídia manteve-se elevado (80,1%), apesar de oscilar em relação ao ano anterior (81,3%).

6.3. Comunidade e Meio Ambiente

Os impactos socioeconômicos das atividades da Copel se apresentam em diferentes magnitudes e de acordo com a característica de cada projeto e lugar. Por isso, a Companhia busca agir em consonância com a Política de Sustentabilidade e o Código de Conduta, que já incorporam os compromissos assumidos com o desenvolvimento sustentável do Pacto Global da Organização das Nações Unidas - ONU, nos princípios de Governança Corporativa. Ter princípios como estes é importante ante a necessidade de estabelecer uma sólida infraestrutura de serviços como energia e telecomunicações, detentores de alto potencial para o desenvolvimento socioeconômico das regiões.

Esta infraestrutura favorece o surgimento ou ampliação de polos industriais e de negócios e, consequentemente, amplia ofertas de trabalho e a arrecadação de tributos, se convertendo em benefícios e serviços para a população.

É com este direcionamento, observando a necessidade de dialogar e servir a diversos públicos, que a Copel zela pelo relacionamento eficiente com as comunidades nas quais essa dinâmica ocorre. Tal sentimento auxilia a Companhia no esforço por aprimorar os canais de diálogo nas cidades impactadas por sua

atuação.

As avaliações de impacto sobre as comunidades são realizadas nos estudos elaborados durante o licenciamento ambiental de cada empreendimento. Nesses estudos os impactos são mensurados de acordo com as características do lugar e do empreendimento. Através da implantação dos programas ambientais são mitigados impactos negativos e potencializado os positivos, construídos juntamente com as comunidades impactadas, o poder público municipal e as lideranças locais.

Os casos de deslocamento são avaliados por meio do Cadastro Socioeconômico e, quando é identificada alguma situação de vulnerabilidade social, a Copel providencia o processo de realocação da família e a compensação social pelos danos da instalação de empreendimentos. Não houve nenhum caso de pessoas deslocadas fisicamente em 2016. Já em relação ao deslocamento econômico, aconteceu 18 casos.

UHE Colíder

A UHE Colíder, que está na fase final de implementação no estado do Mato Grosso, conta com um site http://www.copel.com/uhecolider/ para que a comunidade tenha acesso a todos os relatórios produzidos pelos programas, com informações relacionadas ao empreendimento, além de disponibilizar canal de comunicação aberto à comunidade. A implantação da Usina Colíder inclui o desenvolvimento de 32 programas socioambientais, com o objetivo de evitar, mitigar e compensar as alterações que poderão ocorrer nos ambientes social e natural da região atingida pela obra.

Programa Fomento e Monitoramento de Arranjos Produtivos Locais Sustentáveis

A Copel está desenvolvendo um programa de apoio às atividades de agricultores familiares que residem nos municípios da área de influência da Usina Hidrelétrica Colíder, em construção no norte do Mato Grosso. Por meio dessa iniciativa, cerca de cem propriedades de Colíder, Itaúba, Nova Canaã do Norte e Cláudia vêm recebendo visitas técnicas mensais de engenheiros agrônomos que passam orientações aos moradores sobre agricultura sustentável, prioritariamente orgânica, buscando assegurar uma produção qualificada de alimentos e melhores condições de vida para as famílias.

Além dessa assistência técnica de extensão rural, também estão sendo realizadas oficinas de capacitação em processos de gestão, beneficiamento e comercialização dos produtos da agricultura familiar para melhorar as condições de inserção dos agricultores na cadeia produtiva local.

- **Linhas de transmissão**

A instalação de linhas de transmissão impacta as comunidades locais dos municípios onde a Copel opera. As propriedades e moradores são afetados com perdas territoriais e produtivas, estabelecidas pela faixa de servidão, bem como com a alteração de aspectos da paisagem natural local. A mitigação dos impactos se dá por meio de remuneração compensatória aos proprietários por suas perdas.

A Copel possui uma série de programas e ações de caráter pró ativo como de atendimento a condicionantes de licenciamento ambiental. Entre elas, destacam-se os programas de Comunicação Social;

Interação Social ou Relacionamento com Comunidade; Educação Ambiental para Comunidades; Arranjo Produtivo Local, Apoio a Pesca Artesanal, Fortalecimento do Turismo, Elaboração de Plano Diretor e de Responsabilidade Social da Usina Hidrelétrica Colíder; Horta Comunitária - Cultivar Energia; Borda Livre, de atendimento a demandas sociais do entorno dos reservatório; Linha Livre, para atender demandas em ocupações para fins de moradia ou econômicos sob as linhas de transmissão.

- **LT 500 kV Araraquara - Taubaté**

A Copel trabalha atualmente na instalação de uma linha de transmissão com 356 km, impactando um total de 28 municípios, no Estado de São Paulo. Como medidas de mitigação de impactos sociais e econômicos realiza, entre outros, um Programa de Compensação Social que oferece apoio à relocação e medidas compensatórias relativas à perda de atividades econômica para a população não proprietária impactada pela faixa de servidão da LT. Atuam neste programa diretamente profissionais do quadro próprio da empresa da área social e da área fundiária, buscando viabilizar uma realocação adequada, digna e em acordo com os afetados. Para isso, são realizadas visitas periódicas nas comunidades afetadas e estabelecido um canal de comunicação transparente com a Companhia. Estão em execução mais quatro programas voltados para as comunidades locais.

- **Redes de Distribuição**

Os impactos socioambientais mais significativos das redes de distribuição (baixa tensão e 13,8 e 34,5 kV) são acidentes com terceiros, o manejo de vegetação sob as redes e interferência na paisagem urbana. Para mitigar estes impactos a Copel adota tecnologias substitutivas às redes nuas, como a rede compacta protegida, a rede secundaria isolada, a rede isolada e a rede subterrânea e o Programa Florestas Urbanas.

Os empreendimentos de distribuição não causam deslocamento de pessoas. Notadamente nas obras de Linhas de Distribuição de Alta Tensão - LDAT, ocorre compensação pela instituição de faixa de servidão da Linha. Essa medida não retira o domínio da área de seus proprietários, mas tão somente estabelece algumas restrições de uso e, por essa razão, a indenização. Em 2016, foram 580 pessoas compensadas.

Nos processos de implantação de novos empreendimentos a Copel realiza o programa de sensibilização junto as empreiteiras (terceiros) que irão realizar as obras e também o programa de relacionamento com a comunidade do entorno, onde são repassados esclarecimentos sobre a obra que será realizada, orientações quanto aos cuidados em virtude das obras, benefícios que as obras trarão para a comunidade.

- **Comunidades indígenas**

A PCH Apucaraninha foi inaugurada em 1949, pela Empresa Elétrica de Londrina S.A., e foi incorporada pela Copel em 1974. A usina localiza-se dentro da reserva indígena de mesmo nome. Como medida de reparação aos danos causados à Comunidade Indígena Apucaraninha, a Copel assinou dois Termos de Ajustamento de Conduta - TAC. O primeiro, celebrado em 2002, estabeleceu o pagamento anual de

compensação financeira aos moradores da comunidade pela geração da usina. O segundo, celebrado em 2006, determinou o pagamento de indenização pelos danos ambientais, culturais e morais causados à comunidade, sendo que parte desse valor foi distribuído à Comunidade e o restante compôs um Fundo para Implantação do Programa de Sustentabilidade Socioeconômica Ambiental e Cultural da Comunidade Indígena do Apucaraninha, estabelecendo assim ganhos para as presentes e futuras gerações da comunidade. Este último se encontra em andamento e é gerido por um Comitê Gestor formado por representantes da comunidade indígena e empregados da Companhia.

Para chegar às comunidades indígenas localizadas em unidades de conservação ambiental ou outras áreas onde não é viável implantar a rede de distribuição de energia, a Copel desenvolveu projetos que abrangem novas ligações de energia, promoção do uso eficiente da eletricidade, instalação de painéis fotovoltaicos em aldeias localizadas no litoral do Estado e novas ligações de energia em comunidades do interior. Em 2016, 819 unidades consumidoras de indígenas estiveram inscritas na Tarifa Social de Energia Elétrica - Baixa Renda e não houve casos de violação de direitos de povos indígenas. Para o início de 2017 está programado uma grande operação junto as comunidades indígenas da Aldeia Apucaraninha, para inspeções das ligações das unidades consumidoras, recadastramento comercial e orientações quanto ao usos seguro e consciente da energia e benefícios tarifários.

No caso da Copel Renováveis, que instala os parques eólicos apenas nas terras arrendadas, não há nenhuma interação com as comunidades indígenas.

- **Programa Luz Fraterna**

O Programa Luz Fraterna, do Governo do Estado do Paraná, realiza o pagamento das faturas dos consumidores inscritos na Tarifa Social de Energia Elétrica, desde que o consumo não ultrapasse 120 kWh - uma ação que representa um impacto financeiro positivo entre os consumidores de baixa renda que ficam isentos de despesas com energia elétrica.

- **Programa Tarifa de Irrigação Noturna e Programa Tarifa Rural Noturna**

Programas realizados em conjunto entre a Copel, a Secretaria de Estado da Agricultura e do Abastecimento - SEAB, o Instituto Paranaense de Assistência Técnica e Extensão Rural – Emater e a Secretaria de Estado do Meio Ambiente – Sema. Visam incentivar a produtividade agrícola mediante desconto de 60% a 70% na tarifa de energia elétrica utilizada para a produção, no período entre 21h30 e 6h, bem como subsídios na construção/reforço de redes para atendimento aos irrigantes. Valores mais baixos da conta de energia refletem diretamente na redução dos custos de produção e possibilitam aumento da renda do produtor rural. Em 2016 foram beneficiados cerca de 3.026 agricultores na Tarifa de Irrigação Noturna e 8.828 consumidores rurais no Programa Tarifa Rural Noturna.

- **Tarifa Social de Energia Elétrica**

A Tarifa Social de Energia Elétrica - TSEE oferece descontos sobre o consumo de energia elétrica até o limite de 220 kWh, às famílias inscritas no Cadastro Único dos Programas Sociais do Governo Federal, desde que obedecidos os demais critérios dispostos na Resolução Aneel nº 414/2010, resultando em economia para o consumidor.

Em 2016 foram atendidas 295 mil unidades consumidoras com benefício regular, representando 8,4% do total de domicílios atendidos pela Copel Distribuição.

- **Seminário Copel de Sustentabilidade**

O Seminário Copel de Sustentabilidade visa compartilhar conhecimentos e experiências sobre o tema com o público interno, externo e fornecedores. É realizado anualmente desde 2010 e tem como objetivos principais:

• Contribuir para a educação e fortalecimento da cultura para sustentabilidade, trazendo para o ambiente empresarial conteúdos e temas tratados sistêmica e transversalmente, focados em questões ambientais, sociais e econômicas;

• Apresentar boas práticas e temas contemporâneos de sustentabilidade empresarial;

• Dar visibilidade a projetos que tenham empregados da Copel e da sua rede de relacionamento como protagonistas, visando a replicabilidade dos mesmos.

Em 2016, o Seminário foi reformulado e passou estendido também ao interior, para as cidades de Londrina, Cascavel e Segredo, com o nome de “Diálogos de Sustentabilidade”. O objetivo dos Diálogos é valorizar os empregados que trabalham no interior, levando informações e sensibilizando-os sobre diversos temas ligados à sustentabilidade tais como: Direitos Humanos, Pacto Global, Objetivos do Desenvolvimento Sustentável, Assédio Moral, Assédio Sexual, Ética, Valores e Cidadania Empresarial, Mudança do Clima, Ecoeficiência, Resíduos Sólidos, Equidade de Gênero e Raça, Acessibilidade e, ainda, a divulgação do Prêmio Susie Pontarolli. Os fornecedores de cada região também foram convidados a participar e apresentaram um case em cada região. Esse novo formato também está alinhado ao Programa Ânima da Copel, principalmente nos projetos de “cultura de alto engajamento e protagonismo” e “bem estar e satisfação plena de todos os copelianos”.

- **Incentivos Fiscais**

A Copel, por meio de renúncia fiscal, apoia diversos projetos de incentivo à cultura (Lei Rouanet, Lei do Mecenato de Curitiba e Profice - Programa Estadual de Fomento e Incentivo à Cultura do Paraná), ao esporte (Lei de Incentivo ao Esporte) ou a projetos sociais atinentes ao estatuto da criança e do adolescente (Fundo da Infância e do Adolescente - FIA), ao estatuto do idoso (Fundo do Idoso) ou a projetos voltados ao

desenvolvimento da saúde (Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica - PRONON e Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência - PRONAS).

O destaque, em 2016, fica por conta do início de vigência do Profice, propiciando o incentivo de projetos culturais por meio da renúncia fiscal do ICMS. A Copel incentivou projetos culturais nas áreas de teatro, música, dança, patrimônio cultural, entre outros.

- **Voluntariado Corporativo - EletriCidadania**

O Programa permite que os empregados utilizem até 4 horas mensais do seu tempo de trabalho para a execução, de forma voluntária e espontânea, de ações comunitárias que, muito além do simples assistencialismo, levem ao desenvolvimento sustentável da sociedade em todos os aspectos, sejam eles culturais, educacionais ou profissionais. Em 2016 foi realizado um total de 2.020 horas de voluntariado.

EletriCidadania

- **Programa Morar Bem Paraná**

Em 2011, através do Decreto nº 2.845/2011, foi instituído o Programa Morar Bem Paraná. Este convênio tem o objetivo de incentivar a produção e a aquisição de novas unidades habitacionais, requalificação, ampliação ou reformas de imóveis urbanos e rurais, regularização fundiária e urbanização para famílias com renda mensal de até seis salários mínimos nacional, bem como o desenvolvimento Estadual de Habitação de Interesse Social.

Dentre as atribuições da Copel no convênio, a principal é a construção das redes de distribuição de energia elétrica e das entradas de serviços das unidades consumidoras dos conjuntos habitacionais. A gestão do convênio é realizada pela Companhia de Habitação do Paraná - Cohapar.

No ano de 2016 foram atendidas 4.913 unidades habitacionais.

- **Telemedição Grupo A**

Os dados deste faturamento são obtidos automaticamente, sem a necessidade de deslocamento de um leiturista. Isto melhora a qualidade do processo, elimina erros e agrega valor, com a disponibilidade de dados para os processos internos e, via internet, para os clientes.

Esse tipo de medição à distância possibilita a coleta automatizada de dados em tempo real (*on time*), otimizando o processo em vista da precisão na coleta, tratamento e disponibilidade dos dados, inclusive para os clientes, via Internet.

Este sistema tem ainda a capacidade de monitorar o uso da energia elétrica, emitindo alarmes, quando situações anômalas ocorrem, contribuindo para a detecção de defeitos e procedimentos irregulares na medição e reduzindo as perdas comerciais da Copel.

- **Projeto Paraná Smart Grid**

O Smart Grid é um projeto do Governo do Estado do Paraná inaugurado no ano de 2014 que reúne esforços da Copel em conjunto com as empresas Lactec, Tecpar, Sanepar e Compagás, e tem como objetivo o aprimoramento do sistema de telemedição.

A telemedição é um sistema de coleta automática de dados de faturamento, sem a necessidade de deslocamento de um leiturista até a unidade consumidora. No Projeto Paraná Smart Grid foram instalados pontos de telemedição nas áreas urbana e rural da grande Curitiba com o objetivo de testar as tecnologias.

Os principais objetivos do projeto são a aplicação de elementos de redes inteligentes de distribuição de energia na área de concessão; o estabelecimento de um piloto em área de alta densidade de carga e visibilidade e a demonstração de testes de conceitos para antecipação de aplicações futuras.

Durante o ano de 2016 foram investidos R$ 3,5 milhões na implantação de novos equipamentos nas redes de distribuição, em sistemas de reconfiguração na cidade de Guaíra - PR, na ampliação do monitoramento de acessantes de geração distribuída, na instalação de 1.000 pontos de telemedição de energia nos municípios de Bocaiúva do Sul e Campina Grande do Sul, no suporte à instalação e monitoramento do eletroposto de recarga para ônibus elétrico em Curitiba.

- **Programa Iluminando Gerações**

O Projeto Iluminando Gerações consiste na realização de palestras para alunos do 4º ano do ensino fundamental de escolas públicas, com caráter informativo e preventivo quanto ao uso consciente e seguro de energia elétrica, utilização dos recursos naturais (energia e água) e destinação correta dos resíduos. Para reforçar as informações das palestras é entregue aos alunos, professores e funcionários das escolas, um Kit contendo uma cartilha denominada “A energia elétrica e você”, que aborda cuidados com a energia elétrica e uso dos recursos naturais, e outra, de entretenimento dirigido, denominada “Desafio Elétrico”.

Em 2016, o Programa Iluminando Gerações levou orientações sobre uso eficiente e seguro de energia e sustentabilidade para mais de 56 mil alunos do Paraná.

- **Programa + Clic Rural**

Lançado em 2015, visa a melhoria da qualidade do fornecimento de energia elétrica na área rural, com foco nas atividades agropecuárias integradas com processos produtivos sensíveis a interrupções.

O programa irá fornecer aos produtores rurais energia elétrica com qualidade equivalente a de grandes centros urbanos. Para tanto, a Copel irá implementar a tecnologia de redes inteligentes composta por 3 mil km de novas redes, cerca de 30 subestações e instalação de 3,5 mil religadores automatizados, além de

investimentos em telecomunicações. As obras atuam em duas frentes: melhoria da infraestrutura para aumentar a qualidade do fornecimento de energia; e tecnologias de automação para restabelecer o sistema com muito mais rapidez em caso de queda de luz.

Ao todo, o Mais Clic Rural irá beneficiar diretamente cerca de 70 mil produtores paranaenses. Os principais beneficiados serão fumicultores, aviários, suinocultores e produtores de leite no Estado, nichos agroindustriais mais sensíveis à qualidade do fornecimento de energia. No entanto a expectativa é que os investimentos na rede elétrica beneficiem indiretamente 2,4 milhões de pessoas da área rural e urbana.

Em 2016 foram realizados investimentos no montante de R$ 43,0 milhões destinados à novas tecnologias em sistemas de automação e comunicação, subestações de 34,5/13,8 kV e obras de melhoria e de reforço na rede. No piloto realizado no município paranaense de Salto do Lontra onde foi implantada uma Estação de Chaves e realizado investimentos em sistemas de automação de rede, houve redução na ordem de 70% na duração equivalente por consumidor (DEC) do município.

Nos demais locais onde os investimentos foram realizados, foram verificadas melhorias de 30 a 60% nos indicadores de qualidade.

Em 2016 o DEC Rural apurado foi de 5,00 Horas, redução de aproximadamente 23% frente ao ano de 2015.

- **Projeto Mais que Energia**

Criado em 2014, tem como objetivo a implantação, expansão e consolidação de projetos e programas de investimentos sociais para a comunidade. No primeiro projeto, os recursos foram oriundos da linha de Investimentos Sociais de Empresas - ISE, do BNDES, em um montante de R$ 0,8 milhões e visa apoiar instituições e escolas que atendem pessoas surdas e/ou surdocegas.

No ano de 2016 ocorreu, por meio de processo licitatório, a contratação de empresa especializada para a execução dos projetos arquitetônicos e complementares das duas primeiras instituições selecionadas pelo projeto. Para o início de 2017 está previsto o processo licitatório visando a contratação de empresas para a execução das obras previstas nos projetos elaborados.

- **Projeto Fatura Solidária**

Projeto lançado em 2015 visa expandir o número de consumidores que recebem suas faturas de energia via e-mail e beneficiar dessa forma as Associações de Pais e Amigos dos Excepcionais do Estado do Paraná-APAEs. A cada adesão pela fatura por e-mail a Copel doa R$ 1,00 para as APAEs.

- **Programa Cultivar**

Tem como objetivo implementar hortas comunitárias nos imóveis sob linhas de energia elétrica da Copel, em parceria com prefeituras municipais e comunidades. Através da ocupação social de espaços ociosos, pretende-se promover a inclusão, segurança alimentar e geração de renda. Além disso, o programa contribui para a segurança da comunidade, pois tem o potencial de inibir ocupações irregulares e perigosas sob as linhas de energia.

A primeira horta comunitária sob linha da Copel foi inaugurada em 2013 como uma experiência piloto em parceria com a Prefeitura Municipal de Maringá. Com os primeiros resultados positivos, outras hortas foram viabilizadas e estão beneficiando atualmente em torno de 140 famílias de três diferentes comunidades daquele município.

Em 2016 foram definidos procedimentos e normas estabelecendo regras para a implantação de hortas comunitárias em imóveis sob linhas de energia, próprios ou nos quais a Copel detém servidão instituída. Para 2017 está previsto a ampliação das hortas comunitárias em outros municípios do Estado além de Maringá.

- **Cobrança de Valores de Terceiros - CVT**

Consiste na arrecadação de doações via fatura de energia para entidades filantrópicas contratantes junto à Copel Distribuição. Os valores a serem incluídos devem ter autorização por escrito, ou através de gravação de voz, do titular da fatura de energia ou seu cônjuge. Os limites para doações são de no mínimo R$ 1,00 e no máximo R$ 1.500,00.

Em 2016 foram 208.000 doadores/mês, com uma arrecadação média mensal de R$ 1,9 milhão, distribuídos entre 120 instituições filantrópicas.

- **Reservatórios e qualidade da água**

Nos seus reservatórios e entornos, a Copel monitora possíveis intervenções ambientais. A empresa age de acordo com ações específicas para sanar irregularidades identificadas, tais como lançamento de efluentes, estabilidade de taludes, uso e ocupação das Áreas de Proteção Permanente (APP's), caça e pesca ilegal, etc. Para auxiliar nesse processo de preservação e em outras áreas de relevante interesse ambiental, a Companhia possui convênio com o Batalhão de Polícia Ambiental do Estado do Paraná. E participa ativamente dos Comitês de Bacia Hidrográfica e Conselho Nacional e Estadual de Recursos Hídricos, realizando o monitoramento em tempo real da qualidade da água e da situação hidrológica dos rios onde possui reservatórios.

O principal impacto da Copel nos recursos hídricos é a alteração de suas condições naturais e da vegetação da bacia de inundação das usinas hidrelétricas. Por isso, a Companhia atua na gestão dos impactos socioambientais de seus empreendimentos - desde a sua construção até a fase de operação. Para isso, realiza estudos, mitiga impactos e riscos, conforme as legislações ambientais pertinentes. A empresa coleta e analisa amostras de água trimestralmente para monitorar sua qualidade. São monitorados 25 parâmetros físico-químicos e biológicos. A Copel também realiza o monitoramento da qualidade da água do rio antes do início da construção de um novo empreendimento. Esses monitoramentos incluem a análise de sedimentos e agrotóxicos.

- **Ecossistemas**

A implantação e a operação de empreendimentos ocasionaram impactos negativos diretos e indiretos na fauna e na flora localizadas na área de influência. Estudos ambientais elaborados antes da etapa de instalação avaliam e classificam estes impactos, visando a proposição de programas socioambientais necessários para mitigar os impactos negativos e potencializar os positivos.

Empreendimentos de geração hidrelétrica

Para a construção de empreendimentos de geração hidrelétrica, os impactos diretos e indiretos significativos sobre a biodiversidade são:

- Redução de espécies importantes ao ecossistema local, ocasionada pela supressão da vegetação na bacia de acumulação.
- Conversão de habitats, ocasionado pelo barramento do rio para a criação do reservatório.
- Mudanças em processos ecológicos fora da faixa natural de variação: devido ao barramento de rio para a criação do reservatório.
- A mitigação dos impactos é feita com a implementação de programas de supressão de vegetação, monitoramento e resgate da flora e da fauna, recuperação de Áreas de Preservação Permanente, reposição florestal, monitoramento e resgate arqueológico, dentre outros.

Empreendimentos de geração eólica

Os impactos diretos e indiretos sobre a biodiversidade durante a construção de empreendimentos de geração eólica, como a redução de espécies da flora e riscos de acidentes com aves, são mitigados com a implantação de programas ambientais. Isso é necessário por que os empreendimentos podem ocasionar impactos positivos, negativos, diretos e indiretos.

Nos empreendimentos eólicos não foram identificados impactos relevantes na biodiversidade que não poderiam ser mitigados, considerando a magnitude das obras e suas localizações. Para os empreendimentos em fase de instalação destacam-se os impactos relacionados ao manejo da vegetação, como a fragmentação e o efeito de borda ocasionados pela supressão da vegetação e perda de habitats,

além do aumento do risco de acidentes com a fauna e riscos de aumento de atividades de caça. Os impactos mais significativos sobre a biodiversidade regional são de natureza negativa e advêm principalmente da supressão da vegetação local para a implantação dos parques eólicos.

Para mitigar os impactos identificados durante as etapas de licenciamento, a Copel Renováveis solicitou às empresas envolvidas na construção dos complexos eólicos em implantação que fossem realizadas, durante as atividades de supressão, campanhas de afugentamento e resgate da fauna, bem como um Programa de Resgate e Manejo das Espécies Melocactus violaceus e Griffinia gardneriana. Estas ações visam garantir que os impactos sobre a biodiversidade, em especial as espécies locais, sejam minimizados.

Empreendimentos de transmissão e distribuição

A redução de espécies da flora, ocasionada pela supressão da vegetação na faixa de servidão, é o principal aspecto negativo direto e indireto sobre a biodiversidade representado pela construção de empreendimentos de transmissão e de distribuição.

A Copel tem como compromisso de sua matriz de sustentabilidade a mitigação destes impactos. Isso começa na fase de planejamento e licenciamento dos empreendimentos, através de estudos detalhados e multidisciplinares das alternativas de traçado com os menores impactos, priorizando a utilização de áreas previamente alteradas onde a fragilidade ambiental e social seja menor.

Nos locais nos quais o traçado precisa obrigatoriamente seguir por determinadas áreas com remanescentes estejam mais preservados, a Companhia coloca torres mais altas na faixa de servidão para minimizar impactos.

A Copel executa também programas ambientais implementados são de reposição florestal, preservação de encostas de áreas com solos frágeis e de nascentes, afugentamento e resgate de fauna e flora, dentre outros.

As medidas de natureza preventiva e mitigador em projetos de linhas de distribuição de energia, por exemplo, observa o manejo da vegetação, a fragmentação e o efeito de borda ocasionados pela supressão da vegetação nas faixas de passagem, perda de habitats, colisão de aves, a interferência no uso e ocupação do solo, o aumento dos níveis de ruídos e a interferência no cotidiano da população atingida.

- **Programa Florestas Urbanas**

A Copel apoia as Prefeituras no planejamento da arborização das vias públicas desde 2007, contribuindo com a melhoria ambiental das cidades e a redução das interrupções no fornecimento de energia causadas pelo choque das árvores aos sistemas elétricos.

A iniciativa tem como destaque a produção própria de mudas nos hortos florestais da Companhia. Com isso, além do atendimento de municípios interessados, é feito o atendimento de medidas compensatórias. Já foram plantadas mais de 40 mil mudas na arborização de ruas.

Após a reformulação do programa em 2015, com alterações no procedimento para o fornecimento de mudas, foram iniciados os tramites com 20 municípios para fornecimento de mais de 6 mil mudas. No ano de 2016 foram entregues 2.545 mudas de arborização para sete municípios paranaenses.

- **Compensação florestal**

A Copel mantém, desde 2012, convênio com o Instituto Ambiental do Paraná por meio do qual cede postos a trabalhadores terceirizados para se dedicarem exclusivamente na produção de mudas florestais nativas. Essas mudas são utilizadas na restauração de Áreas de Preservação Permanente, Reservas Florestais Legais e Áreas de Reposição Florestal do Estado do Paraná.

A ação ajuda a Companhia no plantio de milhares de árvores para compensar o impacto ambiental de suas atividades. Em 2016 realizou reposição florestal por meio de doação de mudas para plantios por terceiros e plantios em áreas urbanas. Foram 400 mudas florestais nativas e 2.434 mudas de arborização urbana. A iniciativa é parte da compensação ambiental pelo corte de vegetação em linhas de distribuição de energia no Estado do Paraná.

Nesse mesmo período, foram plantadas 23.000 mudas florestais nativas no Parque Estadual do Ibicatu, totalizando 6 hectares para compensação ambiental do empreendimento LT 230 k: V LON – FRA. Mais 1.455 mudas foram plantadas para arborização urbana como mitigação dompreendimento LT 230 k: V BTA – CTN. A Companhia doou ainda 1.615 mudas para a Prefeitura de Campo Largo, como compensação desses projetos.

No Estado de Mato Grosso foram plantadas aproximadamente 60.000 mudas de espécies nativas na Área de Preservação Permanente do futuro reservatório da UHE Colíder, totalizando 59 hectares de área recuperada em 2016.

Já no Estado de São Paulo, onde implanta linhas de transmissão, a empresa compensou o impacto do projeto com o repasse de 870 mudas nativas para terceiros e o replantio 6.500 pela Copel.

- **Projeto de Crédito de Carbono**

A Elejor iniciou o projeto de formação de seus Créditos de Carbono em outubro de 2000. Sob o nome de Fundão Santa Clara *Energetic* Complex Project - FSCECP, o Project Design Document Form - PDD foi aprovado pela *United Nations Framework Convention on Climate Change - UNFCCC/ONU* em 2008.

O *Certified Emission Reductions - CER* é uma *commodity* e o preço segue, na grande maioria dos casos, o registro da BlueNext (www.bluenext.eu), que registra todas as operações de compra e venda que ocorrerem no mundo. Os valores oscilam de forma análoga a uma bolsa de valores convencional. O projeto tem validade por 21 anos, sendo revisado a cada sete anos, segundo as regras atuais do Protocolo de Kyoto.

.

7. BALANÇO SOCIAL

BALANÇO SOCIAL ANUAL Em 31 de dezembro de 2016 e 2015 (Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)					
		2016		2015	
	1 - BASE DE CÁLCULO				
NE 32	**Receita Líquida - RL**	**13.101.753**		**14.945.844**	
	2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS		**% Sobre RL**		**% Sobre RL**
NE 33.2	**Remuneração dos administradores**	**20.885**	0,2	**19.194**	0,1
	Remuneração dos empregados	**920.726**	7,0	**842.948**	5,6
	Alimentação (Auxílio alimentação e outros)	**131.629**	1,0	**119.410**	0,8
	Encargos sociais compulsórios	**307.057**	2,3	**271.225**	1,8
	Plano previdenciário	**76.583**	0,6	**68.091**	0,5
	Saúde (Plano assistencial)	**205.458**	1,6	**205.291**	1,4
	Capacitação e desenvolvimento profissional	**10.705**	0,1	**10.600**	0,1
NE 33.2	**Participação nos lucros e/ou resultados**	**64.814**	0,5	**78.462**	0,5
	Indeniz. trabalhistas e despesas rescisórias	**47.005**	0,4	**6.905**	-
(1)	**Outros benefícios**	**16.336**	0,1	**16.119**	0,1
	Total	**1.801.198**	**13,7**	**1.638.245**	**11,0**
	3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS		**% Sobre RL**		**% Sobre RL**
	Cultura	**11.672**	**0,1**	**7.568**	**0,1**
	Saúde e saneamento	**637**	-	**3.121**	-
	Esporte	**712**	-	**1.801**	-
	Outros	**62.318**	**0,5**	**99.710**	**0,7**
	Pesquisa e Desenvolvimento	38.005	0,3	37.840	0,3
	Programa de Eficiência Energética	11.459	0,1	38.666	0,3
	Programa Morar Bem	5.142	-	12.769	0,1
	Programa Tarifa Noturna	2.447	-	3.833	-
	Outros	5.265	-	6.602	-
	Total das contribuições para a sociedade	**75.339**	**0,6**	**112.200**	**0,8**
	Tributos (excluídos encargos sociais)	**8.591.151**	**65,6**	**10.495.595**	**70,2**
	Total	**8.666.490**	**66,1**	**10.607.795**	**71,0**
	4 - INDICADORES AMBIENTAIS		**% Sobre RL**		**% Sobre RL**
	Investimentos relacionados com as operações da empresa	**299.893**	**2,3**	**492.277**	**3,3**
	Investimentos em programas e/ou projetos externos	**703**	-	**856**	-
	Total	**300.597**	**2,3**	**493.133**	**3,3**
(2)	**Quantidade de sanções ambientais**	**1**		**1**	
	Valor das sanções ambientais (R$ Mil)	**19**		**132**	
	Metas ambientais		**2016**		**Metas 2017**
	Quanto ao estabelecimento de metas anuais para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa:		( ) não possui metas ( ) cumpre de 0 a 50% ( ) cumpre de 51% a 75% (X) cumpre de 76% a 100%		( ) não possui metas ( ) cumpre de 0 a 50% ( ) cumpre de 51% a 75% (X) cumpre de 76% a 100%

NE - Nota Explicativa

		2016			2015		
	5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL (inclui controladas)						
	Empregados no final do período			**8.716**			**8.813**
	Admissões durante o período			**97**			**234**
	Escolaridade dos empregados(as):	Homens	Mulheres	Total	Homens	Mulheres	Total
	Total Superior e extensão universitária	3.098	1.320	**4.418**	2.993	1.289	**4.282**
	Total 2º Grau	3.500	629	**4.129**	3.673	670	**4.343**
	Total 1º Grau	161	8	**169**	181	7	**188**
	Faixa etária dos empregados(as):						
	De 18 até 30 anos (exclusive)			**878**			**1.100**
	De 30 até 45 anos (exclusive)			**4.290**			**4.257**
	De 45 até 60 anos (exclusive)			**3.432**			**3.371**
	60 anos ou mais			**116**			**85**
	Mulheres que trabalham na empresa			**1.957**			**1.966**
	% Mulheres em cargos gerenciais:						
	em relação ao nº total de mulheres			**5,7**			**5,4**
	em relação ao nº total de gerentes			**20,1**			**19,9**
	Negros(as) que trabalham na empresa			**970**			**981**
	% Negros(as) em cargos gerenciais:						
	em relação ao nº total de negros(as)			**3,6**			**3,3**
	em relação ao nº total de gerentes			**6,3**			**6,0**
	Portadores(as) de necessidades especiais			**223**			**207**
	Dependentes			**14.711**			**15.580**
(3)	**Terceirizados**			**5.670**			**6.457**
(4)	**Aprendiz (es)**			**227**			**252**
(4)	**Estagiários(as)**			**292**			**333**
	Nº de processos trabalhistas em andamento no final do exercício			**4.476**			**4.795**
	Nº de processos trabalhistas encerrados no exercício			**1.128**			**1.011**
	6 - INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL						
	Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa			**19**			**19**
(5)	**Número total de Acidentes de Trabalho** (inclui acidentes com contratados)			**132**			**125**
	Número total de reclamações e críticas de consumidores:						
	na empresa			**43.453**			**43.360**
(6)	de segundo nível			**3.738**			**998**
	na Justiça			**3.644**			**2.649**
	% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:						
	na empresa			**99,0%**			**99,3%**
(6)	de segundo nível			**92,4%**			**94,5%**
	na Justiça			**15,0%**			**17,1%**

	2016	Metas 2017
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por	**direção e gerências**	**direção e gerências**
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	**todos + Cipa**	**todos + Cipa**
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos trabalhadores, a empresa:	**incentiva e segue a OIT**	**incentiva e seguirá a OIT**
A previdência privada contempla:	**todos**	**todos**
A participação dos lucros ou resultados contempla:	**todos**	**todos**
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	**são exigidos**	**serão exigidos**
Quanto à participação dos empregados em programas de trabalho voluntário, a empresa:	**organiza e incentiva**	**organizará e incentivará**

7- GERAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE RIQUEZA	2016	2015
Valor adicionado total a distribuir	**12.746.577**	**14.456.447**
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):		
Terceiros	11,6%	7,9%
Pessoal	11,7%	9,3%
Governo	69,3%	74,1%
Acionistas	2,1%	4,9%
Retido	5,3%	11,8%

8 - OUTRAS INFORMAÇÕES

• A partir de 2010, o Instituto Brasileiro de Análises Sociais e Econômicas - Ibase não mais prescreve seu modelo padrão de Balanço Social por entender que esta ferramenta e metodologia já se encontram amplamente difundidas entre empresas, consultorias e institutos que promovem a responsabilidade social corporativa no Brasil. Assim sendo, a Copel, que já utilizava este modelo desde 1999, resolveu, fundamentada na orientação do Ibase, melhorar sua demonstração de Balanço Social, abordando também informações solicitadas na NBCT 15, visando à transparência de suas informações.

• As notas explicativas - NEs são parte integrante das Demonstrações Financeiras e também contêm outras informações de natureza socioambiental não contempladas neste Balanço Social.

• Este Balanço Social contempla dados da holding, subsidiárias integrais, controladas e consórcios da Copel, em virtude da consolidação de seus resultados, exceto quando indicado de outra forma.

(1) O item Outros benefícios é composto por: Auxílio doença complementar, Auxílio maternidade prorrogado, Seguros, Vale transporte excedente e Auxílio invalidez, Morte acidental, Auxílio creche, Auxílio educação, Cultura e Segurança e Medicina no trabalho.

(2) Estas informações referem-se a multas e notificações socioambientais da holding e Copel Distribuição S.A., Copel Geração e Transmissão S.A, Copel Telecomunicações S.A., Copel Comercialização S.A. e Copel Renováveis S.A. São divulgados valores originais, podendo ser alterados, conforme resposta da defesa administrativa apresentada ao órgão ambiental. Os valores das sanções estão proporcionais à participação da Copel nos empreendimentos.
Valores referente aos Termos de Compromisso - TCs e Termos de Ajustamento de Conduta - TACs são considerados em sociais externos ou ambientais, dependendo de sua natureza.

(3) Este número corresponde ao total de trabalhadores terceirizados contratados no período independentemente do número de horas trabalhadas. Não representa o número de postos de trabalho terceirizados. Também não contempla os terceiros que atuam na implantação de obras da Copel Geração e Transmissão e das controladas (Usinas, Linhas de Transmissão e Subestações), bem como aqueles que atuam na expansão do sistema da Copel Telecom.

(4) Não compõem o quadro de empregados.

(5) Calculado através da metologia empregada no Relato de Sustentabilidade GRI G4 - indicador LA6.

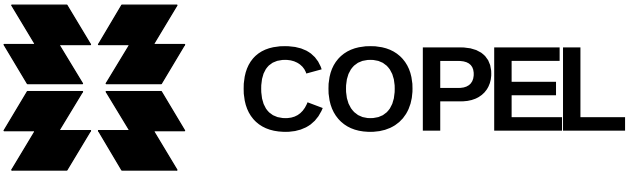
(6) Inclui as reclamações no Procon, Ouvidoria, Consumidor.gov, Aneel e Anatel julgadas procedentes.

8. COMPOSIÇÃO DOS GRUPOS RESPONSÁVEIS PELA GOVERNANÇA

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	
Presidente	FERNANDO XAVIER FERREIRA
Membros	ANTONIO SERGIO DE SOUZA GUETTER
	MAURO RICARDO MACHADO COSTA
	JOSÉ RICHA FILHO
	CARLOS HOMERO GIACOMINI
	SANDRA MARIA GUERRA DE AZEVEDO
	SERGIO EDUARDO WEGUELIN VIEIRA
	MARLOS GAIO
	HÉLIO MARQUES DA SILVA
COMITÊ DE AUDITORIA	
Presidente	CARLOS HOMERO GIACOMINI
Membros	JOSÉ RICHA FILHO
	MAURO RICARDO MACHADO COSTA
CONSELHO FISCAL	
Presidente	VAGA EM ABERTO
Membros Titulares	GEORGE HERMANN RODOLFO TORMIN
	NELSON LEAL JUNIOR
	MASSAO FABIO OYA
	JOÃO CARLOS FLOR JUNIOR
Membros Suplentes	OSNI RISTOW
	ROBERTO BRUNNER
	GILMAR MENDES LOURENÇO
	AURELIO BELARMINO BARBOSA
	VINÍCIUS FLOR
DIRETORIA	
Diretor Presidente	ANTONIO SERGIO DE SOUZA GUETTER
Diretor de Gestão Empresarial	GILBERTO MENDES FERNANDES
Diretor de Finanças e de Relações com Investidores	LUIZ EDUARDO DA VEIGA SEBASTIANI
Diretor de Desenvolvimento de Negócios	JONEL NAZARENO IURK
Diretor de Relações Institucionais	CRISTIANO HOTZ
Diretor de Governança, Risco e Compliance	FABIO MALINA LOSSO
Diretor Adjunto	PAULO CESAR KRAUSS
CONTADORA	
CRC-PR-041655/O-6	NANCY ATENALIA ALVES

Informações sobre este relatório:

Relações com investidores: Fone: +55 (41) 3222-2027
ri@copel.com



Companhia Paranaense de Energia

CNPJ/MF 76.483.817/0001-20

Inscrição Estadual 10146326-50

Companhia de Capital Aberto - CVM 1431-1

www.copel.com copel@copel.com

Rua Coronel Dulcídio, 800, Batel - Curitiba - PR

CEP 80420-170

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2016

COPEL
Companhia Paranaense de Energia

PARANÁ
GOVERNO DO ESTADO

SUMÁRIO

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 3
Balanços Patrimoniais 3
Demonstrações de Resultados 5
Demonstrações de Resultados Abrangentes 6
Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido 7
Demonstrações dos Fluxos de Caixa 8
Demonstrações do Valor Adicionado 10
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 12
1 Contexto Operacional 12
2 Concessões e Autorizações 14
3 Base de Preparação 16
4 Principais Políticas Contábeis 18
5 Caixa e Equivalentes de Caixa 34
6 Títulos e Valores Mobiliários 35
7 Clientes 36
8 Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná 38
9 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos 39
10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão 43
11 Contas a Receber Vinculadas à Indenização da Concessão 47
12 Outros Créditos 48
13 Tributos 49
14 Despesas Antecipadas 52
15 Partes Relacionadas 54
16 Outros Investimentos Temporários 56
17 Depósitos Judiciais 56
18 Investimentos 57
19 Imobilizado 63
20 Intangível 72
21 Obrigações Sociais e Trabalhistas 73
22 Fornecedores 73
23 Empréstimos e Financiamentos 75
24 Debêntures 80
25 Benefícios Pós-Emprego 82
26 Encargos do Consumidor a Recolher 88
27 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética 88
28 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão 89
29 Outras Contas a Pagar 90
30 Provisões para Litígios e Passivo Contingente 90
31 Patrimônio Líquido 100
32 Receita Operacional Líquida 104
33 Custos e Despesas Operacionais 109
34 Resultado Financeiro 113
35 Segmentos Operacionais 113
36 Instrumentos Financeiros 117
37 Transações com Partes Relacionadas 130
38 Seguros 133
39 Eventos Subsequentes 133
RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE ..... ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.
RESUMO DO RELATÓRIO ANUAL DO COMITÊ DE AUDITORIA 140
PARECER DO CONSELHO FISCAL SOBRE RELATÓRIO ANUAL 142
PROPOSTA DE ORÇAMENTO DE CAPITAL 143
DECLARAÇÃO 144

COPEL
Companhia Paranaense de Energia

PARANÁ
GOVERNO DO ESTADO

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Balanços Patrimoniais

levantados em 31 de dezembro de 2016 e de 2015

em milhares de reais

ATIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	5	46.096	25.653	982.073	1.480.727
Títulos e valores mobiliários	6	149	168	302.398	406.274
Cauções e depósitos vinculados		128	132	1.294	2.000
Clientes	7	-	-	2.217.355	3.032.827
Dividendos a receber		485.263	488.187	71.758	40.345
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8	-	111.663	-	111.663
Ativos financeiros setoriais	9	-	-	-	910.759
Contas a receber vinculadas à concessão	10	-	-	65.595	9.162
Outros créditos	12	8.736	13.018	306.933	474.889
Estoques		-	-	130.637	131.018
Imposto de renda e contribuição social	13.1	41.899	154.077	188.952	194.244
Outros tributos a recuperar	13.3	197	-	67.931	70.725
Despesas antecipadas	14	-	-	39.096	49.282
Partes relacionadas	15	116.020	447	28.968	19.482
		698.488	**793.345**	**4.402.990**	**6.933.397**
NÃO CIRCULANTE					
Realizável a Longo Prazo					
Títulos e valores mobiliários	6	-	-	195.096	91.117
Outros investimentos temporários	16	408.297	-	408.297	-
Cauções e depósitos vinculados	23.1	-	-	73.074	86.137
Clientes	7	-	-	270.786	75.062
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8	1.522.735	1.271.579	1.522.735	1.271.579
Depósitos judiciais	17	153.932	267.411	657.603	719.927
Ativos financeiros setoriais	9	-	-	-	134.903
Contas a receber vinculadas à concessão	10	-	-	3.748.335	1.358.451
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	11	-	-	67.401	219.556
Outros créditos	12	-	-	73.551	31.614
Imposto de renda e contribuição social	13.1	153.216	79.144	169.967	94.686
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.2	47.462	100.919	803.477	537.562
Outros tributos a recuperar	13.3	15	15	131.108	112.902
Despesas antecipadas	14	-	-	25.583	25.493
Partes relacionadas	15	220.661	297.237	155.141	192.803
		2.506.318	**2.016.305**	**8.302.154**	**4.951.792**
Investimentos	18	**14.111.959**	**14.140.573**	**2.334.950**	**2.224.710**
Imobilizado	19	**630**	**455**	**8.934.303**	**8.692.682**
Intangível	20	**3.168**	**3.046**	**6.459.812**	**6.145.076**
		16.622.075	**16.160.379**	**26.031.219**	**22.014.260**
TOTAL DO ATIVO		**17.320.563**	**16.953.724**	**30.434.209**	**28.947.657**

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras.

COPEL
Companhia Paranaense de Energia

PARANÁ
GOVERNO DO ESTADO

Balanços Patrimoniais

levantados em 31 de dezembro de 2016 e de 2015 (continuação)

em milhares de reais

PASSIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
CIRCULANTE					
Obrigações sociais e trabalhistas	21	5.573	15.436	287.797	258.401
Fornecedores	22	2.225	2.602	1.255.639	1.613.126
Imposto de renda e contribuição social	13.1	-	-	41.454	311.916
Outras obrigações fiscais	13.3	412	32.617	294.994	340.948
Empréstimos e financiamentos	23	453.288	61.788	1.470.742	308.558
Debêntures	24	351.148	19.497	1.131.198	924.005
Dividendos a pagar		256.426	310.020	266.831	346.007
Benefícios pós-emprego	25	188	21	47.894	43.323
Encargos do consumidor a recolher	26	-	-	141.712	277.458
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	27	-	-	231.513	167.881
Contas a pagar vinculadas à concessão	28	-	-	66.210	61.786
Passivos financeiros setoriais	9	-	-	155.261	-
Outras contas a pagar	29	579	232	264.791	135.709
		1.069.839	**442.213**	**5.656.036**	**4.789.118**
NÃO CIRCULANTE					
Fornecedores	22	-	-	36.711	5.923
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.2	-	-	178.430	214
Outras obrigações fiscais	13.3	2.075	1.466	303.146	257.273
Empréstimos e financiamentos	23	562.072	969.412	2.575.551	3.768.502
Debêntures	24	665.951	996.590	3.659.611	2.759.923
Benefícios pós-emprego	25	3.517	7.795	721.971	551.337
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	27	-	-	252.376	231.112
Contas a pagar vinculadas à concessão	28	-	-	499.332	473.879
Passivos financeiros setoriais	9	-	-	123.731	-
Outras contas a pagar	29	-	-	30.525	30.962
Provisões para litígios	30	152.944	290.520	1.241.343	1.494.936
		1.386.559	**2.265.783**	**9.622.727**	**9.574.061**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Atribuível aos acionistas da empresa controladora					
Capital social	31.1.1	7.910.000	6.910.000	7.910.000	6.910.000
Ajustes de avaliação patrimonial	31.1.2	998.466	1.177.372	998.466	1.177.372
Reserva legal	31.1.3	792.716	744.784	792.716	744.784
Reserva de retenção de lucros	31.1.3	5.162.983	5.413.572	5.162.983	5.413.572
		14.864.165	**14.245.728**	**14.864.165**	**14.245.728**
Atribuível aos acionistas não controladores	18.2.2	-	**-**	**291.281**	**338.750**
		14.864.165	**14.245.728**	**15.155.446**	**14.584.478**
TOTAL DO PASSIVO		**17.320.563**	**16.953.724**	**30.434.209**	**28.947.657**

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras.

COPEL
Companhia Paranaense de Energia

PARANÁ
GOVERNO DO ESTADO

Demonstrações de Resultados

para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e de 2015

em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
					Reapresentado
		31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	32	**-**	**-**	**13.101.753**	**14.945.844**
Custos Operacionais	33	**-**	**-**	**(10.234.115)**	**(11.799.316)**
LUCRO OPERACIONAL BRUTO		**-**	**-**	**2.867.638**	**3.146.528**
Outras Receitas (Despesas) Operacionais					
Despesas com vendas	33	-	-	(250.448)	(283.397)
Despesas gerais e administrativas	33	(107.761)	(123.717)	(741.145)	(670.606)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	33	231.651	(3.586)	(53.638)	(158.619)
Resultado da equivalência patrimonial	18	902.731	1.385.624	221.695	92.545
		1.026.621	**1.258.321**	**(823.536)**	**(1.020.077)**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		**1.026.621**	**1.258.321**	**2.044.102**	**2.126.451**
Resultado Financeiro	34				
Receitas financeiras		321.056	245.347	896.553	769.627
Despesas financeiras		(334.113)	(314.101)	(1.462.297)	(1.098.298)
		(13.057)	**(68.754)**	**(565.744)**	**(328.671)**
LUCRO OPERACIONAL		**1.013.564**	**1.189.567**	**1.478.358**	**1.797.780**
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	13.4				
Imposto de renda e contribuição social		(4.882)	(217)	(589.322)	(698.023)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(50.032)	3.388	58.754	165.794
		(54.914)	**3.171**	**(530.568)**	**(532.229)**
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		**958.650**	**1.192.738**	**947.790**	**1.265.551**
Atribuído aos acionistas da empresa controladora		**-**	-	958.650	1.192.738
Atribuído aos acionistas não controladores	18.2.2	**-**	-	(10.860)	72.813
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais					
Ações ordinárias	31.1.3	3,34587	4,16287		
Ações preferenciais classe "A"	31.1.3	3,68045	4,57807		
Ações preferenciais classe "B"	31.1.3	3,68045	4,56917		

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras.

COPEL
Companhia Paranaense de Energia

PARANÁ
GOVERNO DO ESTADO

Demonstrações de Resultados Abrangentes

para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e de 2015

em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		**958.650**	**1.192.738**	**947.790**	**1.265.551**
Outros resultados abrangentes					
Itens que não serão reclassificados para o resultado					
Ganhos (perdas) com passivos atuariais					
benefícios pós-emprego		6.460	2.050	(88.906)	410.330
benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial	31.1.2	(63.913)	289.082	(852)	19.660
Tributos sobre outros resultados abrangentes	31.1.2	(2.196)	(696)	30.174	(139.059)
Itens que poderão ser reclassificados para o resultado					
Ganhos com ativos financeiros disponíveis para venda	31.1.2	3.612	412	3.612	628
Tributos sobre outros resultados abrangentes	31.1.2	(1.229)	1	(1.229)	(215)
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos		**(57.266)**	**290.849**	**(57.201)**	**291.344**
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		**901.384**	**1.483.587**	**890.589**	**1.556.895**
Atribuível aos acionistas da empresa Controladora				901.384	1.483.587
Atribuível aos acionistas não controladores				(10.795)	73.308

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras.

COPEL
Companhia Paranaense de Energia

PARANÁ
GOVERNO DO ESTADO

Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido

para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e de 2015

em milhares de reais

	NE nº	Atribuível aos acionistas da empresa controladora									
			Ajustes de avaliação patrimonial		Reservas de lucros						
		Capital social	Custo atribuído do imobilizado	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros	Dividendo adicional proposto	Lucros acumulados	Total Controladora	Atribuível aos acionistas não contro-ladores	Total Consolidado
Saldo em 1º de janeiro de 2015		**6.910.000**	**1.137.104**	**(160.140)**	**685.147**	**4.516.825**	**241.753**	**-**	**13.330.689**	**352.091**	**13.682.780**
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	1.192.738	1.192.738	72.813	1.265.551
Outros resultados abrangentes											
Ganhos com ativos financeiros, líquidos de tributos	31.1.2	-	-	413	-	-	-	-	413	-	413
Ganhos atuariais, líquidos de tributos	31.1.2	-	-	290.436	-	-	-	-	290.436	495	290.931
Resultado abrangente total do exercício		**-**	**-**	**290.849**	**-**	**-**	**-**	**1.192.738**	**1.483.587**	**73.308**	**1.556.895**
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	31.1.2	-	(90.441)	-	-	-	-	90.441	-	-	-
Deliberação do dividendo adicional proposto		-	-	-	-	-	(241.753)	-	(241.753)	(8.733)	(250.486)
Distribuição de dividendos com lucros retidos		-	-	-	-	-	-	-	-	(48.601)	(48.601)
Destinação proposta à A.G.O.:											
Reserva legal		-	-		59.637	-	-	(59.637)	-	-	-
Juros sobre o capital próprio	31.1.4	-	-		-	-	-	(198.000)	(198.000)	-	(198.000)
Dividendos	31.1.4	-	-		-	-	-	(128.795)	(128.795)	(29.315)	(158.110)
Reserva de retenção de lucros		-	-		-	896.747	-	(896.747)	-	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2015		**6.910.000**	**1.046.663**	**130.709**	**744.784**	**5.413.572**	**-**	**-**	**14.245.728**	**338.750**	**14.584.478**
Lucro líquido (prejuízo) do exercício		-	-	-	-	-	-	958.650	958.650	(10.860)	947.790
Outros resultados abrangentes											
Ganhos com ativos financeiros, líquidos de tributos	31.1.2	-	-	2.383	-	-	-	-	2.383	-	2.383
Ganhos (perdas) atuariais, líquidas de tributos	31.1.2	-	-	(59.649)	-	-	-	-	(59.649)	65	(59.584)
Resultado abrangente total do exercício		**-**	**-**	**(57.266)**	**-**	**-**	**-**	**958.650**	**901.384**	**(10.795)**	**890.589**
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	31.1.2	-	(101.707)	-	-	-	-	101.707	-	-	-
Realização de ganhos atuariais	31.1.2			(19.933)		19.933	-	-	-	-	-
Deliberação do dividendo adicional proposto	18.2.2	-	-	-	-	-	-	-	-	(23.072)	(23.072)
Distribuição de dividendos com lucros retidos	18.2.2	-	-	-	-	-	-	-	-	(9.342)	(9.342)
Aumento de capital		1.000.000	-	-	-	(1.000.000)	-	-	-	-	-
Destinação proposta à A.G.O.:											
Reserva legal		-	-	-	47.932	-	-	(47.932)	-	-	-
Juros sobre o capital próprio	31.1.4	-	-	-	-	-	-	(282.947)	(282.947)	-	(282.947)
Dividendos	31.1.4	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.260)	(4.260)
Reserva de retenção de lucros		-	-	-	-	729.478	-	(729.478)	-	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2016		**7.910.000**	**944.956**	**53.510**	**792.716**	**5.162.983**	**-**	**-**	**14.864.165**	**291.281**	**15.155.446**

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstrações dos Fluxos de Caixa

para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e de 2015

em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Lucro líquido do exercício		**958.650**	**1.192.738**	**947.790**	**1.265.551**
Ajustes para a reconciliação do lucro líquido do exercício com a geração de caixa das atividades operacionais:					
Variações monetárias e cambiais não realizadas - líquidas		166.856	50.676	1.142.316	617.197
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	9.2	-	-	1.079.662	(858.170)
Juros efetivos - bonificação de outorga	10.2	-	-	(96.783)	-
Remuneração de contas a receber vinculadas à concessão	10.3	-	-	(98.780)	(110.893)
Reversão de estimativa de perdas com contas a receber vinculadas à concessão	10.3	-	-	(29.025)	-
Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa dos ativos RBSE	10.4	-	-	(809.639)	-
Imposto de renda e contribuição social	13.4	4.882	217	589.322	698.023
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.4	50.032	(3.388)	(58.754)	(165.794)
Resultado da repactuação do risco hidrológico	20.1	-	-	(26.872)	(134.620)
Resultado da equivalência patrimonial	18.1	(902.731)	(1.385.624)	(221.695)	(92.545)
Reconhecimento do valor justo das contas a receber vinculadas à concessão	32	-	-	(132.741)	(217.713)
Resultado da alteração de método de avaliação de investimento	33.6	(52.107)	-	(52.107)	-
Apropriação do cálculo atuarial dos benefícios pós-emprego	25.4	2.739	1.649	130.707	143.202
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	25.4	1.689	9.635	142.735	133.428
Constituição para programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	27.2	-	-	101.946	128.898
Depreciação e amortização	33	1.170	6.608	708.296	676.472
Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas	33.4	(166.334)	(2.813)	768.696	210.829
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	10.1	-	-	54	40.757
Resultado das baixas de imobilizado	19.2	-	-	27.316	41.715
Resultado das baixas de intangíveis	20.1	-	308	47.434	30.026
		64.846	**(129.994)**	**4.159.878**	**2.406.363**
Redução (aumento) dos ativos					
Clientes		-	-	578.116	(1.022.952)
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos		2.006.220	1.738.989	154.877	62.070
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8.1	49.425	178.588	49.425	178.588
Depósitos judiciais		113.479	6.525	62.324	16.326
Ativos financeiros setoriais	9.2	-	-	258.779	975.053
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão		-	-	-	321.409
Outros créditos		4.282	(20)	15.244	(16.238)
Estoques		-	-	381	19.604
Imposto de renda e contribuição social		38.106	(40.114)	(69.989)	(55.241)
Outros tributos a recuperar		(197)	(15)	(25.608)	49.229
Despesas antecipadas		-	34	10.096	(5.814)
Partes relacionadas		(1.183)	(28.951)	-	(49.911)
		2.210.132	**1.855.036**	**1.033.645**	**472.123**
Aumento (redução) dos passivos					
Obrigações sociais e trabalhistas		(9.863)	2.643	29.396	5.783
Fornecedores		(377)	515	(666.864)	(173.809)
Outras obrigações fiscais		(61.437)	6.756	(62.239)	144.711
Benefícios pós-emprego	25.4	(2.079)	(9.614)	(187.143)	(170.258)
Encargos do consumidor a recolher		-	-	(135.746)	254.225
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	27.2	-	-	(58.831)	(99.729)
Contas a pagar vinculadas à concessão	28.2	-	-	(648.593)	(55.346)
Outras contas a pagar		347	(1.828)	(23.605)	8.377
Provisões para lítígios quitadas	30.1.1	(7.409)	(3.986)	(193.197)	(163.684)
		(80.818)	**(5.514)**	**(1.946.822)**	**(249.730)**
CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		**2.194.160**	**1.719.528**	**3.246.701**	**2.628.756**
Imposto de renda e contribuição social pagos		(4.882)	(2.659)	(859.784)	(488.289)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	23.4	(131.688)	(121.188)	(362.128)	(452.924)
Encargos de debêntures pagos	24.2	(152.401)	(139.862)	(547.971)	(366.815)
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		**1.905.189**	**1.455.819**	**1.476.818**	**1.320.728**

Demonstrações dos Fluxos de Caixa

para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e de 2015 (continuação)

em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Aplicações financeiras		23	(148)	13.664	76.883
Empréstimos concedidos a partes relacionadas		(87.272)	(36.800)	(9.422)	(29.400)
Recebimento de empréstimos concedidos a partes relacionadas		5.112	15.359	5.112	7.805
Aportes em investimentos	18.1	(1.489.563)	(1.235.576)	(505.098)	(528.629)
Redução de capital em investidas		-	-	74.983	-
Aquisições de imobilizado		(224)	(134)	(1.284.436)	(752.529)
Participação financeira do consumidor - imobilizado		-	-	40	-
Aquisições de intangível	20.1	(122)	(292)	(928.727)	(968.802)
Participação financeira do consumidor - intangível	20.1	-	-	122.809	243.054
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		**(1.572.046)**	**(1.257.591)**	**(2.511.075)**	**(1.951.618)**
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Ingressos de empréstimos e financiamentos	23.4	-	640.005	93.806	1.836.190
Ingressos de debêntures emitidas	24.2	-	-	1.822.965	1.168.633
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos	23.4	(6.000)	(606.000)	(226.973)	(1.170.987)
Amortizações de principal de debêntures	24.2	-	-	(785.239)	(154.822)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		(306.700)	(241.442)	(368.956)	(307.528)
CAIXA LÍQUIDO (UTILIZADO) GERADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		**(312.700)**	**(207.437)**	**535.603**	**1.371.486**
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		**20.443**	**(9.209)**	**(498.654)**	**740.596**
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	5	25.653	34.862	1.480.727	740.131
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	5	46.096	25.653	982.073	1.480.727
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		**20.443**	**(9.209)**	**(498.654)**	**740.596**

Demonstrações do Valor Adicionado

para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e de 2015

em milhares de reais

VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	Controladora		Consolidado	
				Reapresentado
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Receitas				
Venda de energia e outros serviços	-	-	20.625.278	22.313.009
Receita de construção	-	-	1.889.270	1.686.550
Valor justo do ativo indenizável da concessão	-	-	132.741	217.713
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	-	(1.079.662)	858.170
Outras receitas	59.216	-	73.862	26.449
Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa	-	-	(179.908)	(226.838)
	59.216	**-**	**21.461.581**	**24.875.053**
(-) Insumos adquiridos de terceiros				
Energia elétrica comprada para revenda	-	-	5.108.837	6.571.244
Encargos de uso da rede elétrica (-) ESS e EER	-	-	701.129	689.685
Material, insumos e serviços de terceiros	24.978	14.376	671.370	802.207
Gás natural e insumos para operações de gás	-	-	237.643	858.794
Custo de construção	-	-	1.699.417	1.576.030
Perda / Recuperação de valores ativos	-	299	67.803	106.719
Perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos	-	-	581.577	(66.029)
Outros insumos	(121.432)	21.866	168.352	156.650
	(96.454)	**36.541**	**9.236.128**	**10.695.300**
(=) VALOR ADICIONADO BRUTO	**155.670**	**(36.541)**	**12.225.453**	**14.179.753**
(-) Depreciação e amortização	**1.170**	**6.608**	**708.296**	**676.472**
(=) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	**154.500**	**(43.149)**	**11.517.157**	**13.503.281**
(+) Valor adicionado transferido				
Resultado de participações societárias	910.108	1.388.606	229.072	95.529
Receitas financeiras	321.056	245.347	896.553	769.627
Outras receitas	-	-	103.793	88.010
	1.231.164	**1.633.953**	**1.229.418**	**953.166**
	1.385.664	**1.590.804**	**12.746.575**	**14.456.447**

(continua)

COPEL
Companhia Paranaense de Energia

PARANÁ
GOVERNO DO ESTADO

Demonstrações do Valor Adicionado

para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e de 2015 (continuação)

em milhares de reais

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO	Controladora				Consolidado			
							Reapresentado	
	31.12.2016	%	31.12.2015	%	31.12.2016	%	31.12.2015	%
Pessoal								
Remunerações e honorários	22.139		52.762		942.477		863.060	
Planos previdenciário e assistencial	5.689		8.485		282.035		273.421	
Auxílio alimentação e educação	1.169		4.096		125.962		112.347	
Encargos sociais - FGTS	1.585		3.648		66.326		60.234	
Indenizações trabalhistas	22		26		47.006		6.905	
Participação nos lucros e/ou resultados	650		2.925		64.814		78.462	
Apropriação no imobilizado e no intangível em curso	-		(38)		(42.539)		(56.955)	
	31.254	**2,3**	**71.904**	**4,5**	**1.486.081**	**11,7**	**1.337.474**	**9,3**
Governo								
Federal								
Tributos	99.853		51.784		2.159.297		2.360.025	
Encargos setoriais	-		-		2.468.748		3.773.807	
Estadual	2		1		4.196.641		4.563.326	
Municipal	78		72		7.196		9.428	
	99.933	**7,2**	**51.857**	**3,3**	**8.831.882**	**69,3**	**10.706.586**	**74,1**
Terceiros								
Juros	294.572		272.449		1.436.555		1.093.046	
Arrendamentos e aluguéis	1.100		1.856		36.830		35.264	
Doações, subvenções e contribuições	155		-		7.437		18.526	
	295.827	**21,3**	**274.305**	**17,2**	**1.480.822**	**11,6**	**1.146.836**	**7,9**
Acionistas								
Lucros retidos	675.703		865.943		675.703		865.943	
Remuneração do capital próprio	282.947		198.000		282.947		198.000	
Dividendos	-		128.795		-		128.795	
Participações de acionistas não controladores	-		-		(10.860)		72.813	
	958.650	**69,2**	**1.192.738**	**75,0**	**947.790**	**7,4**	**1.265.551**	**8,7**
	1.385.664	**100,0**	**1.590.804**	**100,0**	**12.746.575**	**100,0**	**14.456.447**	**100,0**

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e de 2015
em milhares de reais

1 Contexto Operacional

A Companhia Paranaense de Energia (Copel, Companhia ou Controladora), com sede na Rua Coronel Dulcídio, 800, Curitiba - PR, é uma sociedade por ações, de economia mista, de capital aberto, controlada pelo Estado do Paraná, e cujas ações são negociadas no Nível 1 de Governança Corporativa dos Segmentos Especiais de Listagem da BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros e também negociadas na Bolsas de Valores de Nova Iorque (NYSE) e de Madri, no segmento latino-americano (Latibex).

A Copel e suas controladas têm como principais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME, pesquisar, estudar, planejar, construir e explorar a produção, transformação, transporte, distribuição e comercialização de energia, em qualquer de suas formas, principalmente a elétrica. Adicionalmente, a Copel tem participação em consórcios, em empresas privadas e de economia mista, com o objetivo de desenvolver atividades, principalmente, nas áreas de energia, telecomunicações e gás natural.

1.1 Participações societárias da Copel

A Copel participa, direta ou indiretamente, em controladas (1.1.1), em empreendimentos controlados em conjunto (1.1.2), em coligadas (1.1.3) e em operações em conjunto (1.1.4).

1.1.1 Controladas

Controlada	Sede	Atividade principal	Participação %	Participação Investidora
Copel Geração e Transmissão S.A. (Copel GeT)	Curitiba/PR	Geração e transmissão de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Distribuição S.A. (Copel DIS)	Curitiba/PR	Distribuição de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Telecomunicações S.A. (Copel TEL)	Curitiba/PR	Telecomunicações e comunicações	100,0	Copel
Copel Renováveis S.A. (Copel REN)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel
Copel Comercialização S.A. (Copel Energia)	Curitiba/PR	Comercialização de energia	100,0	Copel
Companhia Paranaense de Gás - Compagás	Curitiba/PR	Distribuição de gás canalizado	51,0	Copel
Elejor - Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	70,0	Copel
UEG Araucária Ltda.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - gás natural	20,0	Copel
			60,0	Copel GeT
São Bento Energia, Investimentos e Participações S.A. (São Bento)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca I Energias Renováveis S.A.	S. Miguel do Gostoso/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca II Energias Renováveis S.A.	Parazinho/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca III Energias Renováveis S.A.	Parazinho/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Eurus IV Energias Renováveis S.A.	Touros/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Santa Maria Energias Renováveis S.A.	Maracanaú/CE	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Santa Helena Energias Renováveis S.A.	Maracanaú/CE	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Ventos de Santo Uriel S.A.	João Câmara/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Cutia Empreendimentos Eólicos S.A. (Cutia)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Copel Brisa Potiguar S.A. (a)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel REN
GE Olho D'Água S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
GE Boa Vista S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
GE Farol S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
GE São Bento do Norte S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
Central Geradora Eólica São Bento do Norte I S.A. (a)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Bento do Norte II S.A. (a)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Bento do Norte III S.A. (a)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel I S.A. (a)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel II S.A. (a)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel III S.A. (a)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Guajiru S.A. (a)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Jangada S.A. (a)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Potiguar S.A. (a)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Cutia S.A. (a)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Maria Helena S.A. (a)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Esperança do Nordeste S.A.(a)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Paraíso dos Ventos do Nordeste S.A. (a)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia

(a) Fase pré-operacional.

1.1.2 Empreendimentos controlados em conjunto

Empreendimento controlado em conjunto	Sede	Atividade principal	Participação %	Participação Investidora
Voltalia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.	São Paulo/SP	Participação em sociedades	49,0	Copel
Paraná Gás Exploração e Produção S.A. (a)	Curitiba/PR	Extração de petróleo e gás natural	30,0	Copel
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	51,0	Copel GeT
Marumbi Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	80,0	Copel GeT
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	Florianópolis/SC	Transmissão de energia elétrica	20,0	Copel GeT
Caiuá Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Integração Maranhense Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Matrinchã Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP SUL) S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Paranaíba Transmissora de Energia S.A. (b)	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	24,5	Copel GeT
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. (b)	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	50,1	Copel GeT
Cantareira Transmissora de Energia S.A. (b)	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Dominó Holdings S.A.	Curitiba/PR	Participação em sociedade de saneamento básico	49,0	Copel Energia

(a) Empreendimento com suas atividades paralisadas devido a uma Ação Civil Pública.

(b) Fase pré-operacional.

1.1.3 Coligadas

Coligada	Sede	Atividade principal	Participação % Copel
Dona Francisca Energética S.A.	Agudo/RS	Geração de energia elétrica	23,0303
Foz do Chopim Energética Ltda.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	35,77
Carbocampel S.A.	Figueira/PR	Exploração de carvão	49,0
Dois Saltos Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica Ltda. (a)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	30,0
Copel Amec S/C Ltda. - em liquidação	Curitiba/PR	Serviços	48,0
Sercomtel S.A. Telecomunicações (b)	Londrina/PR	Telecomunicações	45,0

(a) Fase pré-operacional.
(b) Investimento reduzido a zero por conta dos testes de recuperação de ativos.

1.1.4 Operações em conjunto (consórcios)

Empreendimento	Participação % Copel GeT	Demais consorciados
Usina Hidrelétrica Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá)	51,0	Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (49,0%)
Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu (NE nº 19.7.1) (a)	30,0	Geração Céu Azul S.A (controlada da Neoenergia S.A. (70,0%)

(a) Fase pré-operacional.

2 Concessões e Autorizações

2.1 Contratos de Concessão/Autorização das participações da Copel

Copel		Participação %	Vencimento
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias			
Copel DIS	Contrato de concessão nº 046/1999, prorrogado pelo 5º Termo Aditivo	100	07.07.2045
Copel TEL	Termo de Autorização n° 54/2003 - Anatel/SPV/PVST	100	Indeterminado
	Termo de Autorização n° 305/2012 - Anatel/SPV/PVST	100	Indeterminado
Elejor	Contrato de concessão nº 125/2001 - UHE Fundão e UHE Santa Clara	70	28.05.2037
	Autorização - Resoluções nºs 753 e 757/2002 - PCHs Fundão I e Santa Clara I	70	18.12.2032
Dona Francisca Energética	Contrato de concessão nº 188/1998 - UHE Dona Francisca	23	27.08.2033
Foz do Chopim	Autorização - Resolução nº 114/2000 - PCH Arturo Andreoli	36	23.04.2030
UEG Araucária	Autorização - Resolução nº 351/1999 - UTE Araucária (60% da Copel GeT)	20	22.12.2029
Compagás	Contrato de concessão de distribuição de gás	51	06.07.2024
Dois Saltos (a)	Autorização - Resolução n° 5204/2015	30	22.04.2045
Paraná Gás (b)	PART-T-300_R12 Nº 4861-.0000.99/2014-00 - ANP	30	15.05.2045
Usina de Energia Eólica São João S.A. (c)	Portaria MME nº 173 /2012 - EOL São João	49	25.03.2047
Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A. (c)	Portaria MME nº 204 /2012 - EOL Carnaúbas	49	08.04.2047
Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (c)	Portaria MME nº 230 /2012 - EOL Reduto	49	15.04.2047
Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A. (c)	Portaria MME nº 233 /2012 - EOL Santo Cristo	49	17.04.2047

(a) Empreendimento em construção.
(b) Empreendimento com suas atividades paralisadas devido a uma Ação Civil Pública.
(c) Subsidiária integral da Voltalia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.

2.2 Contratos de Concessão/Autorização da Copel GeT e das suas participações societárias

Copel GeT		Participação %	Vencimento
CONCESSÕES ONEROSAS PELO DIREITO DE USO DO BEM PÚBLICO - UBP			
Contrato de Concessão de geração nº 001/2007 - UHE Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá)		51	02.07.2042
Contrato de Concessão nº 001/2011 - UHE Colíder (a)		100	16.01.2046
Autorização - Portaria nº 133/2011 - PCH Cavernoso II		100	27.02.2046
Contrato de Concessão nº 002/2012 - UHE Baixo Iguaçu (a)		30	14.09.2049
Contrato de Concessão nº 007/2013			
UHE Apucaraninha		100	12.10.2025
UHE Chaminé		100	16.08.2026
UHE Derivação do Rio Jordão		100	15.11.2029
UHE Cavernoso		100	07.01.2031
CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO			
Contrato de Concessão nº 045/1999			
UTE Figueira		100	26.03.2019
UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia)		100	17.09.2023
UHE São Jorge		100	03.12.2024
UHE Guaricana		100	16.08.2026
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)		100	15.11.2029
UHE Gov. José Richa (Salto Caxias)		100	04.05.2030
Autorização - Resolução nº 278/1999 - EOL Palmas		100	28.09.2029
Despacho nº 182/2002 - CGH Melissa, CGH Pitangui e CGH Salto do Vau (apenas registro na Aneel)		100	-
Contrato de Concessão nº 002/2016 - UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS)		100	05.01.2046
Em processo de homologação na Aneel - UHE Marumbi		100	-
Resolução Autorizativa Aneel nº 5373/2015 - CGH Chopim I (apenas registro na Aneel)		100	-
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias			
UEG Araucária	Resolução nº 351/1999 - UTE Araucária (20% da Copel)	60	22.12.2029
Nova Asa Branca I	Portaria MME nº 267/2011 - EOL Asa Branca I	100	24.04.2046
Nova Asa Branca II	Portaria MME nº 333/2011 - EOL Asa Branca II	100	30.05.2046
Nova Asa Branca III	Portaria MME nº 334/2011 - EOL Asa Branca III	100	30.05.2046
Nova Eurus IV	Portaria MME nº 273/2011 - EOL Eurus IV	100	26.04.2046
Santa Maria	Portaria MME nº 274/2012 - EOL SM	100	07.05.2047
Santa Helena	Portaria MME nº 207/2012 - EOL Santa Helena	100	08.04.2047
Ventos de Santo Uriel	Portaria MME nº 201/2012 - EOL Ventos de Santo Uriel	100	08.04.2047
GE Boa Vista	Portaria MME nº 276/2011 - EOL Dreen Boa Vista	100	27.04.2046
GE Farol	Portaria MME nº 263/2011 - EOL Farol	100	19.04.2046
GE Olho D'Água	Portaria MME nº 343/2011 - EOL Dreen Olho D'Água	100	31.05.2046
GE São Bento do Norte	Portaria MME nº 310/2011 - EOL Dreen São Bento do Norte	100	18.05.2046
Esperança do Nordeste	Portaria MME nº 183/2015 - EOL Esperança do Nordeste (a)	100	10.05.2050
Paraíso dos Ventos do Nordeste	Portaria MME nº 182/2015 - EOL Paraíso dos Ventos do Nordeste (a)	100	10.05.2050
Usina de Energia Eólica Jangada	REA nº 3.257/2011 - EOL GE Jangada (a)	100	04.01.2042
Maria Helena	REA nº 3.259/2011 - EOL GE Maria Helena (a)	100	04.01.2042
Usina de Energia Eólica Potiguar	Portaria MME nº 179/2015 - EOL Potiguar (a)	100	10.05.2050
Usina de Energia Eólica Guajiru	REA nº 3.256/2011 - EOL Dreen Guajiru (a)	100	04.01.2042
Usina de Energia Eólica Cutia	REA nº 3.258/2011 - EOL Dreen Cutia (a)	100	04.01.2042
São Bento do Norte I	Portaria n° 349/2015 - EOL São Bento do Norte I (a)	100	03.08.2050
São Bento do Norte II	Portaria n° 348/2015 - EOL São Bento do Norte II (a)	100	03.08.2050
São Bento do Norte III	Portaria n° 347/2015 - EOL São Bento do Norte III (a)	100	03.08.2050
São Miguel I	Portaria n° 352/2015 - EOL São Miguel I (a)	100	03.08.2050
São Miguel II	Portaria n° 351/2015 - EOL São Miguel II (a)	100	03.08.2050
São Miguel III	Portaria n° 350/2015 - EOL São Miguel III (a)	100	03.08.2050

(a) Empreendimento em construção.

Usina Hidrelétrica - UHE
Pequena Central Hidrelétrica - PCH
Usina Termelétrica - UTE
Usina Eolioelétrica - EOL
Central Geradora Hidrelétrica - CGH

Copel Geração e Transmissão		Participação %	Vencimento
Contratos de Concessões de Linhas de Transmissão - LT e Subestações - SE			
Contrato nº 060/2001 (prorrogado pelo 3º Termo Aditivo) - Instalações de transmissão - diversos empreendimentos		100	31.12.2042
Contrato nº 075/2001 - LT Bateias - Jaguariaíva		100	16.08.2031
Contrato nº 006/2008 - LT Bateias - Pilarzinho		100	16.03.2038
Contrato nº 027/2009 - LT Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste		100	18.11.2039
Contrato nº 010/2010 - LT Araraquara 2 - Taubaté (a)		100	05.10.2040
Contrato nº 015/2010 - SE Cerquilho III		100	05.10.2040
Contrato nº 022/2012 - LT - Foz do Chopim - Salto Osorio C2; LT 230 kV Londrina - Figueira		100	26.08.2042
Contrato nº 002/2013 - LT - Assis - Paraguaçu Paulista II; SE 230/88 kV Paraguaçu Paulista II		100	24.02.2043
Contrato nº 005/2014 - LT - Bateias - Curitiba Norte; SE 230/20138 kV Curitiba Norte		100	28.01.2044
Contrato nº 021/2014 - LT Foz do Chopim - Realeza (a); SE Realeza 230/20138 kV - Pátio novo em 230 kV (a)		100	04.09.2044
Contrato nº 022/2014 - LT Assis - Londrina (a)		100	04.09.2044
Contrato nº 006/2016 - LT 525kV Curitiba Leste - Blumenau C1 (a)		100	06.04.2046
	LT 230 kV Uberaba - Curitiba Centro C1 e C2 (Subterrânea) (a)		
	SE 230/138 kV Curitiba Centro (SF6) - 230/138 kV - 2 x ATF 150 MVA (a)		
	SE 230/138 kV Medianeira (pátio novo 230 kV) - 2 x 150 MVA (a)		
	LT 230 kV Baixo Iguaçu - Realeza (a)		
	SE 230/138 kV Andirá Leste - 2 x ATR 150 MVA (a)		
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias			
Costa Oeste Transmissora	Contrato nº 001/2012 - LT Cascavel Oeste - Umuarama; SE Umuarama 230/20138 kV	51	11.01.2042
Transmissora Sul Brasileira	Contrato nº 004/2012 - LT Nova Santa Rita - Camaquã 3;	20	09.05.2042
	LT 230 kV Camaquã 3 - Quinta; LT 525 kV Salto Santiago - Itá;		
	LT 525 kV Itá - Nova Santa Rita; SE Camaquã 3 230/69/2013,8 kV		
Caiuá Transmissora	Contrato nº 007/2012 - LT Umuarama - Guaíra; LT 230 kV Cascavel Oeste - Cascavel Norte;	49	09.05.2042
	SE Santa Quitéria 230/69-13,8 kV; SE Cascavel Norte 230/20138-13,8 kV		
Marumbi Transmissora	Contrato nº 008/2012 - LT Curitiba - Curitiba Leste; SE Curitiba Leste 525/230 kV	80	09.05.2042
Integração Maranhense	Contrato nº 011/2012 - LT Açailândia - Miranda II	49	09.05.2042
Matrinchã Transmissora	Contrato nº 012/2012 - LT Paranaíta - Ribeirãozinho; LT 500 kV Paranaíta - Cláudia;	49	09.05.2042
	SE Cláudia 500 kV; LT 500 kV Cláudia - Paranatinga; SE Paranatinga 500 kV;		
	LT 500 kV Paranatinga - Ribeirãozinho		
Guaraciaba Transmissora	Contrato nº 013/2012 - LT Ribeirãozinho - Marimbondo II;	49	09.05.2042
	LT 500 kV Ribeirãozinho - Rio Verde Norte; LT 500 Rio Verde Norte - Marimbondo II;		
	Seccionamento das LTs 500 kV Marimbondo - Araraquara, na SE Marimbondo II;		
	SE Marimbondo II 500 kV		
Paranaíba Transmissora	Contrato nº 007/2013 - LT - T 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas;	24,5	01.05.2043
	LT 500 kV Rio Das Éguas - Luziânia (a); LT 500 kV Luziânia - Pirapora 2		
Mata de Santa Genebra	Contrato nº 001/2014 - LT - Itatiba - Bateias (a); LT 500 kV Itatiba - Bateias (a);	50,1	13.05.2044
	LT 500 kV Araraquara 2 - Itatiba (a); LT 500 kV Araraquara 2 - Fernão Dias (a);		
	SE Santa Bárbara D'Oeste 440 kV (a); SE Itatiba 500 kV (a);		
	SE 500/440 kV Fernão Dias (a)		
Cantareira Transmissora	Contrato nº 019/2014 - LT - Estreito - Fernão Dias (a)	49	04.09.2044

(a) Empreendimento em construção.

3 Base de Preparação

3.1 Declarações de conformidade

As demonstrações financeiras individuais da Controladora e as demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas de acordo com as Normas Internacionais de Contabilidade (*International Financial Reporting Standards* - IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB e também de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem os pronunciamentos, as orientações e as interpretações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM e pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC.

A Administração declara que todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, e somente elas, estão sendo evidenciadas, e que correspondem às utilizadas na gestão.

A emissão das demonstrações financeiras individuais e consolidadas foi autorizada pela Diretoria em 20.03.2017.

3.2 Moeda funcional e moeda de apresentação

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas são apresentadas em real, que é a moeda funcional da Companhia. As informações financeiras foram arredondadas para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

3.3 Base de mensuração

As demonstrações financeiras foram elaboradas com base no custo histórico, com exceção de determinados instrumentos financeiros e investimentos, conforme descrito nas respectivas práticas contábeis e notas explicativas.

3.4 Uso de estimativas e julgamentos

Na preparação destas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Administração utilizou julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados dos ativos, passivos, receitas e despesas da Copel e de suas controladas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas.

As estimativas e premissas são revisadas de forma contínua. As revisões das estimativas são reconhecidas prospectivamente.

3.4.1 Julgamentos

As informações sobre julgamentos realizados na aplicação das políticas contábeis que têm efeitos significativos sobre os valores reconhecidos nas demonstrações financeiras consolidadas, exceto aqueles que envolvem estimativas, estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

- NE nº 4.3 - Base de consolidação;
- NE nº 4.4 - Instrumentos financeiros; e
- NE nº 4.13 - Arrendamentos.

3.4.2 Incertezas sobre premissas e estimativas

As informações sobre as principais premissas a respeito do futuro e outras principais origens de incerteza nas estimativas que podem levar a ajustes significativos aos valores dos ativos e passivos no próximo exercício financeiro estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

- NEs nºs 4.4.8 e 9 - Ativos e passivos financeiros setoriais;
- NEs nºs 4.6 e 19 - Imobilizado;
- NEs nºs 4.7 e 20 - Intangível;
- NEs nºs 4.8 e 19.9 - Redução ao valor recuperável de ativos;
- NEs nºs 4.9 e 30 - Provisões para litígios e passivos contingentes;
- NE nº 4.10.1 - Receita não faturada;

- NE nº 4.10.2 - Receita de juros;
- NE 4.12 - Operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE;
- NE nº 7.3 - Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa;
- NE nº 10.4 - Remensuração do ativo financeiro RBSE;
- NE nº 11 - Contas a Receber Vinculadas à Indenização da Concessão;
- NE nº 13.2 - Imposto de renda e contribuição social diferidos; e
- NE nº 25 - Benefícios Pós-emprego.

3.5 Julgamento da Administração quanto à continuidade operacional

A Administração concluiu não haver incertezas materiais que coloquem em dúvida a continuidade da Companhia. Não foram identificados eventos ou condições que, individualmente ou coletivamente, podem levantar dúvidas significativas quanto à capacidade de manter sua continuidade operacional.

As principais bases de julgamento utilizadas para tal conclusão são: (i) principais atividades decorrentes de concessões de longo prazo; (ii) patrimônio líquido expressivo (iii) forte geração caixa operacional, inclusive com capacidade financeira para quitação de compromissos assumidos junto à instituições financeiras; (iv) série histórica de lucros nos últimos exercícios sociais; e (v) cumprimento dos objetivos e metas estabelecidos no Planejamento Estratégico da Companhia o qual é aprovado pela Administração, acompanhado e revisado periodicamente, buscando a perenidade de suas atividades.

4 Principais Políticas Contábeis

4.1 Reapresentação de saldos comparativos

Após revisão de suas práticas contábeis, a Companhia e sua controlada 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 da Copel DIS, originalmente apresentado na rubrica de receita financeira, no resultado financeiro, seria melhor classificado no grupo de receitas operacionais, juntamente com as demais receitas relacionadas com a sua atividade fim. Esta alocação reflete de uma forma melhor 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) O retorno sobre o investimento em infraestrutura no negócio de distribuição é determinado pelo valor justo dessa infraestrutura, seja a parcela amortizável durante o horizonte do contrato (ativo intangível), seja a parcela indenizável pelo poder concedente ao seu final (ativo financeiro), mais a taxa média ponderada do custo de capital - "*WACC* regulatório"; e

iii) As receitas tarifárias representam tanto o retorno do ativo intangível quanto uma parte do retorno do ativo financeiro, pelo fato de ambos integrarem a base regulatória de remuneração. As receitas tarifárias estão totalmente registradas como parte da “Receita Operacional Líquida”.

Conforme as orientações do CPC 23/IAS 8 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, a Companhia e sua controlada alteraram sua política contábil anteriormente adotada por uma política contábil que melhor reflete o desempenho dos seus negócios (pelos argumentos acima mencionados) e, portanto, procederam às reclassificações de forma retrospectiva em suas demonstrações do resultado e do valor adicionado.

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

As demonstrações do resultado e do valor adicionado, para fins de comparabilidade, estão apresentadas a seguir:

			Consolidado
31.12.2015	**Apresentado**	**Reclassificação**	**Reapresentado**
Demonstração de Resultado			
Receita Operacional Líquida	14.728.131	217.713	14.945.844
Lucro Operacional Bruto	2.928.815	217.713	3.146.528
Lucro antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	1.908.738	217.713	2.126.451
Resultado Financeiro	(110.958)	(217.713)	(328.671)
Receitas financeiras	987.340	(217.713)	769.627
Demonstração do Valor Adicionado			
Receitas	24.657.340	217.713	24.875.053
Valor justo do ativo indenizável da concessão	-	217.713	217.713
Valor Adicionado Bruto	13.962.040	217.713	14.179.753
Valor Adicionado Líquido	13.285.568	217.713	13.503.281
(+) Valor Adicionado Transferido	1.170.879	(217.713)	953.166
Receitas financeiras	987.340	(217.713)	769.627

4.2 Ajustes de períodos anteriores

No quarto trimestre de 2016, a Companhia reconheceu ajustes de períodos anteriores nas contas de depósitos judiciais, provisão para litígios, outras obrigações fiscais não circulantes, contas a receber relativas ao programa Luz Fraterna e de arrendamentos e alugueis. O impacto desses ajustes representa um aumento na rubrica de outras despesas operacionais no montante de R$ 30.679, um aumento na receita financeira de R$ 77.478 e um aumento na despesa financeira de R$ 56.315. Adicionalmente, esses ajustes reduziram o lucro operacional e o lucro líquido do exercício em R$ 9.516 e R$ 6.281, respectivamente. Baseado em nossa avaliação, concluímos que o efeito desses ajustes é imaterial para as demonstrações financeiras consolidadas previamente emitidas para todos os exercícios e trimestres afetados e que o impacto do reconhecimento dos ajustes no quarto trimestre do exercício corrente tampouco é material para o lucro líquido do exercício.

4.3 Base de consolidação

4.3.1 Método de equivalência patrimonial

Os investimentos em controladas, em empreendimentos controlados em conjunto e em coligadas são reconhecidos nas demonstrações financeiras individuais da investidora com base no método de equivalência patrimonial. Conforme esse método, os investimentos são inicialmente registrados pelo valor de custo e o seu valor contábil é aumentado ou diminuído pelo reconhecimento da participação da investidora no lucro, no prejuízo e em outros resultados abrangentes gerados pelas investidas, após a aquisição. Esse método deve ser descontinuado a partir da data em que o investimento deixar de se qualificar como controlada, empreendimento controlado em conjunto ou coligada.

As distribuições de resultados reduzem o valor contábil dos investimentos.

Quando necessário, para cálculo das equivalências patrimoniais, as demonstrações financeiras das investidas são ajustadas para adequar suas políticas contábeis às da Controladora.

4.3.2 Controladas

As controladas são as entidades em que a investidora está exposta a, ou tem direito sobre, os retornos variáveis advindos de seu envolvimento com a entidade e tem a habilidade de afetar esses retornos exercendo seu poder sobre a entidade.

As demonstrações financeiras das controladas são incluídas nas demonstrações financeiras consolidadas a partir da data em que o controle se inicia até a data em que deixa de existir.

Os saldos de ativos, passivos e resultados das controladas são consolidados linha a linha e os saldos decorrentes das transações entre as empresas consolidadas são eliminados.

4.3.3 Participação de acionistas não-controladores

A participação de acionistas não-controladores é apresentada no patrimônio líquido, separadamente do patrimônio líquido atribuível aos acionistas da Controladora. Os lucros, os prejuízos e os outros resultados abrangentes também são atribuídos separadamente dos atribuídos aos acionistas da Controladora, ainda que isto resulte em que as participações de acionistas não-controladores tenham saldo deficitário.

4.3.4 Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas

Os empreendimentos controlados em conjunto são as entidades em que a investidora, vinculada a um acordo, não exerce individualmente o poder de decisões financeiras e operacionais, independentemente do percentual de participação no capital votante.

As coligadas são as entidades sobre as quais a investidora tem influência significativa, mas não o controle.

Quando a participação nos prejuízos de um empreendimento controlado em conjunto ou de uma coligada se igualar ou exceder o saldo contábil de sua participação na investida, a investidora deve descontinuar o reconhecimento de sua participação em perdas futuras. Perdas adicionais serão consideradas, e um passivo reconhecido, somente se a investidora incorrer em obrigações legais ou construtivas (não formalizadas) ou efetuar pagamentos em nome da investida. Se a investida subsequentemente apurar lucros, a investidora deve retomar o reconhecimento de sua participação nesses lucros somente após o ponto em que a parte que lhe cabe nesses lucros posteriores se igualar à sua participação nas perdas não reconhecidas.

4.3.5 Operações em conjunto (consórcios)

Operação em conjunto é um negócio em conjunto segundo o qual as partes integrantes que detêm o controle conjunto do negócio têm direitos sobre os ativos e têm obrigações pelos passivos relacionados ao negócio.

As operações em conjunto são contabilizadas na proporção de quota-parte de ativos, passivos e resultado, na empresa que detém a participação.

4.4 Instrumentos financeiros

A Companhia e suas controladas não operam com instrumentos financeiros derivativos.

Os instrumentos financeiros não derivativos são reconhecidos imediatamente na data de negociação, ou seja, na concretização do surgimento da obrigação ou do direito. São inicialmente registrados pelo valor justo acrescido ou deduzido de quaisquer custos de transação diretamente atribuíveis.

Os valores justos são apurados com base em cotação no mercado, para os instrumentos financeiros com mercado ativo, e pelo método do valor presente de fluxos de caixa esperados, para os sem cotação disponível no mercado.

Posteriormente ao reconhecimento inicial, os instrumentos financeiros não derivativos são mensurados conforme descrito a seguir.

Ativos financeiros

4.4.1 Instrumentos financeiros ao valor justo por meio do resultado

Um instrumento financeiro é assim classificado se for designado como mantido para negociação no seu reconhecimento inicial e se a Companhia e suas controladas gerenciam esses investimentos e tomam as decisões de compra e venda com base em seu valor justo, de acordo com a estratégia de investimento e gerenciamento de risco. Após o reconhecimento inicial, os custos de transação e os juros atribuíveis, quando incorridos, são reconhecidos no resultado.

4.4.2 Empréstimos e recebíveis

Ativos não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis que não estão cotados em um mercado ativo, reconhecidos pelo método do custo amortizado com base na taxa de juros efetiva.

4.4.3 Instrumentos financeiros disponíveis para venda

São instrumentos financeiros cujo reconhecimento inicial é efetuado com base no valor justo e sua variação, proveniente da diferença entre a taxa de juros de mercado e a taxa de juros efetiva, é registrada diretamente no patrimônio líquido, líquido dos efeitos tributários. A parcela dos juros definidos no início do contrato, calculada com base no método de juros efetivos, assim como quaisquer mudanças na expectativa de fluxo de caixa, é registrada no resultado do exercício. Quando esses ativos são desreconhecidos, os ganhos e as perdas acumulados mantidos no patrimônio líquido são reclassificados para o resultado do exercício.

4.4.4 Instrumentos financeiros mantidos até o vencimento

Os instrumentos financeiros são classificados nesta categoria se a Companhia e suas controladas têm intenção e capacidade de mantê-los até o seu vencimento. São mensurados pelo custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, deduzido de eventuais reduções em seu valor recuperável.

Passivos financeiros e instrumentos de patrimônio

4.4.5 Passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado

São os passivos financeiros designados dessa forma no reconhecimento inicial e os classificados como mantidos para negociação. São demonstrados ao valor justo e os respectivos ganhos ou perdas são reconhecidos no resultado. Os ganhos ou as perdas líquidos reconhecidos no resultado incorporam os juros pagos pelo passivo financeiro.

4.4.6 Outros passivos financeiros

Os outros passivos financeiros são mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos. Esse método também é utilizado para alocar a despesa de juros desses passivos pelo respectivo período. A taxa de juros efetiva é a taxa que desconta exatamente os fluxos de caixa futuros estimados (inclusive honorários pagos ou recebidos que constituem parte integrante da taxa de juros efetiva, custos da transação e outros prêmios ou descontos), ao longo da vida estimada do passivo financeiro ou, quando apropriado, por um período menor, para o reconhecimento inicial do valor contábil líquido.

4.4.7 Baixas de passivos financeiros

Os passivos financeiros somente são baixados quando as obrigações são extintas, canceladas ou liquidadas. A diferença entre o valor contábil do passivo financeiro baixado e a contrapartida paga e a pagar é reconhecida no resultado.

Ativos e passivos financeiros setoriais e vinculados à concessão

4.4.8 Ativos e passivos financeiros setoriais líquidos

O termo aditivo ao contrato de concessão das concessionárias de distribuição, aprovado pelo Despacho Aneel nº 4.621/2014 prevê que, no caso de extinção da concessão por qualquer motivo, os valores residuais de itens da Conta de Compensação de Valores de itens da "Parcela A" - CVA (custos não administráveis) e outros componentes financeiros não recuperados ou não devolvidos via tarifa sejam incorporados no cálculo da indenização ou descontados dos valores da indenização de ativos não amortizados, ficando, então, resguardado o direito ou a obrigação do concessionário junto ao Poder Concedente quanto a esses ativos e passivos.

Por meio da Deliberação CVM nº 732/2014, o CPC aprovou a Orientação Técnica OCPC 08 Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica que tornou obrigatório, mediante assinatura de termo aditivo contratual, o reconhecimento de determinados ativos ou passivos financeiros setoriais nas distribuidoras de energia elétrica a partir do exercício de 2014.

Considerando o previsto no OCPC 08, item 12, os efeitos do aditamento dos contratos de concessão e permissão não caracterizam mudança de política contábil, mas sim de uma nova situação, consequentemente, a sua aplicação foi prospectiva ao evento e o reconhecimento inicial adotado baseou-se na composição dos valores dos ativos e passivos financeiros setoriais levantados até a data da assinatura do aditivo do contrato de concessão, assinado em 10.12.2014 pela Copel Distribuição. Portanto, o seu reconhecimento inicial foi registrado como um componente da receita líquida.

Seguindo orientação da Aneel, a empresa contabiliza as variações dos ativos e passivos financeiros setoriais, quando existe uma expectativa provável de que a receita futura, equivalente aos custos incorridos, será faturada e cobrada, com o resultado do repasse direto dos custos em uma tarifa ajustada de acordo com a fórmula paramétrica definida no contrato de concessão. O saldo dessas variações é represado e atualizado até o próximo reajuste/revisão tarifária, quando o Poder Concedente autorizar o repasse na base tarifária da empresa e assim, repassar ao consumidor no próximo ciclo anual, que ocorre a partir de 24 de junho de cada ano.

4.4.9 Contas a receber vinculadas à concessão

Concessão de transmissão de energia elétrica

Refere-se a créditos a receber relacionados aos contratos de concessão da atividade de transmissão e estão representados pelos seguintes valores: (i) receita de construção da infraestrutura de transmissão para sua disponibilização aos usuários; e (ii) remuneração financeira garantida pelo Poder Concedente durante o prazo da concessão sobre tais receitas.

A receita dos contratos de concessão de transmissão é realizada pela disponibilização da infraestrutura aos usuários do sistema, não tem risco de demanda e é, portanto, considerada receita garantida, denominada Receita Anual Permitida - RAP, a ser recebida durante o prazo da concessão. Os valores são faturados mensalmente aos usuários da infraestrutura, conforme relatório emitido pelo Operador Nacional do Sistema - ONS. No vencimento da concessão, se houver saldo remanescente ainda não recebido relacionado à construção da infraestrutura, esse será recebido diretamente do Poder Concedente por ser um direito incondicional de receber caixa, conforme previsto no contrato de concessão, a título de indenização pelos investimentos efetuados e não recuperados por meio da RAP.

Esses ativos financeiros não possuem um mercado ativo, apresentam fluxos de caixa fixos e determináveis, e portanto, são classificados como “empréstimos e recebíveis”, e são inicialmente estimados com base nos respectivos valores justos e posteriormente mensurados pelo custo amortizado calculado pelo método da taxa de juros efetiva.

Especificamente ao Contrato de Concessão 060/2001, as adições que representem ampliação, melhoria ou reforço da infraestrutura são reconhecidas como ativo financeiro, em virtude de representar futura geração de caixa operacional adicional, conforme regulamentação específica do Poder Concedente.

Concessão de distribuição de energia elétrica

Refere-se à indenização prevista no contrato de concessão de serviços públicos de distribuição de energia elétrica e que, no entendimento da Administração, assegura o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão, a ser pago pelo Poder Concedente. Essa indenização tem como objetivo indenizar a Copel DIS pelos investimentos efetuados em infraestrutura e que não foram recuperados, por meio da tarifa, por possuírem vida útil superior ao prazo da concessão.

Esses ativos financeiros, por não possuírem fluxos de caixa fixos determináveis, uma vez que a premissa da indenização terá como base o custo de reposição dos ativos da concessão, e por não possuírem as características necessárias para serem classificados nas demais categorias de ativos financeiros, são classificados como disponíveis para venda. Os fluxos de caixa vinculados a esses ativos são determinados considerando o valor da base tarifária denominada Base de Remuneração Regulatória - BRR, definida pelo Poder Concedente, cuja metodologia utilizada é o custo de reposição dos bens integrantes da infraestrutura de distribuição vinculada à concessão. A BRR é revisada periodicamente considerando diversos fatores e tem como objetivo refletir a variação de preços dos ativos físicos, incluindo as baixas, depreciações e adições dos bens integrantes desta infraestrutura (ativo físico).

A remuneração deste ativo financeiro é baseada no Custo Médio Ponderado de Capital - WACC regulatório homologado pela Aneel no processo de revisão tarifária periódica e seu montante está incluído na composição da receita de tarifa faturada aos consumidores e recebida mensalmente.

O 1º, 2º, 3º e 4º Ciclos de Revisão Tarifária foram realizados a cada quatro anos e, a partir do 5º Ciclo, iniciado em janeiro de 2016, serão realizados a cada cinco anos, tendo em vista alteração promovida pelo quinto termo aditivo ao contrato de concessão.

Concessão de gás

O contrato de concessão de gás se enquadra no modelo bifurcado, onde parte dos investimentos efetuados pelo concessionário é remunerada pelos usuários do serviço público e a outra parte é indenizada pelo Poder Concedente, o Estado do Paraná, ao final da concessão. Esse modelo prevê o reconhecimento de ativo financeiro e de ativo intangível.

Como ativo financeiro é reconhecida a parcela que será indenizada pelo poder concedente correspondente aos investimentos efetuados nos dez anos anteriores ao término da concessão prevista em contrato e que, no entendimento da Administração, assegura o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão.

Esses ativos financeiros, por não possuírem fluxos de caixa fixos determináveis, uma vez que a premissa da indenização terá como base o custo de reposição dos ativos da concessão, e por não possuírem as características necessárias para serem classificados nas demais categorias de ativos financeiros, são classificados como “disponíveis para venda”.

4.4.10 Contas a receber vinculadas à indenização da concessão

Proveniente do saldo residual dos ativos da infraestrutura de transmissão e de geração de energia elétrica ainda não depreciados e/ou amortizados existentes ao final da concessão.

Os valores são transferidos dos grupos Contas a Receber Vinculados a Concessão, Imobilizado e Intangível para as atividades de transmissão e geração, respectivamente, com o advento do final da concessão.

Ao final de cada período de divulgação, a Administração avalia a recuperabilidade do ativo, remensurando seu fluxo de caixa com base em sua melhor estimativa.

4.4.11 Contas a pagar vinculadas à concessão

Referem-se aos valores estabelecidos no contrato de concessão relacionados ao direito de exploração do potencial de energia hidráulica (concessão onerosa), cujo contrato é assinado na modalidade de Uso do Bem Público - UBP. O registro inicial da obrigação é feito na data da assinatura do contrato de concessão, e corresponde ao valor presente do fluxo de caixa dos pagamentos futuros. Posteriormente, é atualizado pelo método da taxa de juros efetiva e reduzido pelos pagamentos contratados.

4.5 Estoque (inclusive do ativo imobilizado e do intangível - contrato de concessão)

Os materiais no almoxarifado classificados no ativo circulante e aqueles destinados a investimentos, classificados no ativo imobilizado e no intangível - contrato de concessão, estão registrados pelo custo médio de aquisição. Os valores contabilizados não excedem seus valores de realização.

4.6 Imobilizado

Os bens do ativo imobilizado vinculados aos contratos de concessão de serviço público são depreciados pelo método linear com base nas taxas anuais estabelecidas e revisadas periodicamente pela Aneel, as quais são praticadas e aceitas pelo mercado como representativas da vida útil econômica dos bens vinculados à infraestrutura da concessão. No entanto, os bens vinculados aos contratos de uso de bem público sob o regime de produtor independente de energia elétrica são depreciados com base nas taxas anuais estabelecidas pela Aneel, limitados ao prazo da concessão. Os demais bens do ativo imobilizado são depreciados pelo método linear com base na estimativa de vida útil, as quais são revisadas anualmente e ajustadas, caso necessário.

Os custos diretamente atribuídos às obras, bem como os juros e encargos financeiros referentes a empréstimos tomados com terceiros durante o período de construção, são registrados no ativo imobilizado em curso, desde que seja provável que resultem em benefícios econômicos futuros para a empresa.

4.7 Intangível

Integram esse ativo, os softwares adquiridos de terceiros e os gerados internamente, mensurados pelo custo total de aquisição menos as despesas de amortização pelo prazo de cinco anos, além dos contratos de concessão apresentados a seguir.

4.7.1 Concessão onerosa de geração de energia elétrica

Corresponde a aquisição de um direito de exploração do potencial de energia hidráulica cujo contrato é assinado na modalidade de Uso do Bem Público - UBP.

Durante a construção do empreendimento, o montante é reconhecido pelo valor presente das saídas de caixa futuras no período de vigência do contrato de concessão. Na data de início da operação comercial do empreendimento, o montante apresentado é fixado e amortizado durante o período da concessão.

4.7.2 Repactuação do risco hidrológico - GSF

Ativo constituído pela repactuação do risco hidrológico nos termos da Lei nº 13.203/2015, proveniente do valor excedente entre o montante recuperado do custo com o fator de ajuste do MRE (*Generation Scaling Factor* - GSF) subtraído do custo total do prêmio de risco à amortizar no período de suprimento de energia no ambiente regulado. O montante foi transformado pela Aneel em extensão do prazo da outorga, o qual é amortizado linearmente a partir de 1º.01.2016 até o final do novo prazo de concessão, conforme demonstrado na NE nº 14.1.

4.7.3 Contrato de concessão - distribuição de energia elétrica

Compreende o direito de exploração da infraestrutura, construída ou adquirida sob o regime de concessão do serviço público de energia elétrica, e de cobrar dos usuários o serviço público prestado, em consonância com o CPC 04 Ativos Intangíveis, o ICPC 01 (R1) e o OCPC 05 Contratos de Concessão.

É reconhecido pelo custo de aquisição, incluídos os custos de empréstimos, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável.

A amortização desse intangível reflete o padrão em que se espera que os benefícios econômicos futuros do ativo sejam consumidos, com expectativa de amortização durante o prazo da concessão.

4.7.4 Contrato de concessão - distribuição de gás

Ativo intangível relativo à construção de infraestrutura e à aquisição de bens necessários para a prestação dos serviços de distribuição de gás que corresponde ao direito de cobrar dos usuários pelo fornecimento de gás.

Esse ativo intangível é avaliado inicialmente pelo custo de aquisição, formação ou construção, inclusive juros e demais encargos financeiros capitalizados. Nesse ativo é aplicado o método de amortização linear definido com base na avaliação da vida útil estimada de cada ativo, considerando o padrão de benefício econômico gerado pelos ativos intangíveis.

4.7.5 Ativos intangíveis adquiridos separadamente

Ativos intangíveis com vida útil definida, adquiridos separadamente, são registrados pelo custo de aquisição, deduzido da amortização e das perdas por redução ao valor recuperável acumulado. A amortização é reconhecida linearmente com base na vida útil estimada dos ativos. A vida útil estimada e o método de amortização são revisados no fim de cada exercício e o efeito de quaisquer mudanças nas estimativas é contabilizado prospectivamente.

4.7.6 Baixa de ativos intangíveis

Um ativo intangível é baixado na alienação ou quando não há benefícios econômicos futuros resultantes do uso ou da alienação. Os ganhos ou as perdas resultantes da baixa de um ativo intangível, mensurados como a diferença entre as receitas líquidas da alienação e o valor contábil do ativo, são reconhecidos no resultado quando o ativo é baixado.

4.8 Redução ao valor recuperável de ativos

Os ativos são avaliados anualmente para identificar evidências de desvalorização.

4.8.1 Ativos financeiros

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. Um ativo tem perda no seu valor recuperável se uma evidência objetiva indica que um evento de perda ocorreu após o reconhecimento inicial do ativo, e que aquele evento de perda teve um efeito negativo nos fluxos de caixa futuros projetados que podem ser estimados de uma maneira confiável.

A Companhia considera evidência de perda de valor para recebíveis tanto no nível individualizado como no nível coletivo. Todos os recebíveis individualmente significativos são avaliados quanto à perda de valor específico.

Uma redução do valor recuperável com relação a um ativo financeiro medido pelo custo amortizado é calculada como a diferença entre o valor contábil e o valor presente dos futuros fluxos de caixa estimados descontados à taxa de juros efetiva original do ativo. As perdas são reconhecidas no resultado e refletidas em uma conta redutora de recebíveis.

4.8.2 Ativos não financeiros

Os ativos em formação proveniente da concessão onerosa e direitos de concessão e/ou autorização de geração de energia elétrica, classificados como ativos intangíveis, são testados anualmente juntamente com os demais ativos daquela unidade geradora de caixa.

Quando houver perda decorrente das situações em que o valor contábil do ativo ultrapasse seu valor recuperável, definido pelo maior valor entre o valor em uso do ativo e o valor de preço líquido de venda do ativo, essa perda é reconhecida no resultado do exercício.

Para fins de avaliação da redução ao valor recuperável, os ativos são agrupados nos níveis mais baixos para os quais existem fluxos de caixa identificáveis separadamente (Unidades Geradoras de Caixa - UGC).

O valor estimado das perdas para redução ao valor recuperável sobre os ativos não-financeiros é revisado para a análise de uma possível reversão na data de apresentação das demonstrações financeiras, em caso de reversão de perda de exercícios anteriores a mesma é reconhecida no resultado do exercício corrente.

4.9 Provisões

Uma provisão deve ser reconhecida quando: (i) a Companhia tem uma obrigação presente (legal ou não formalizada) como resultado de um evento passado, (ii) seja provável (mais provável que sim do que não) que será necessária uma saída de recursos que incorporam benefícios econômicos para liquidar a obrigação; e (iii) possa ser feita uma estimativa confiável do valor da obrigação.

As estimativas de desfechos e de efeitos financeiros são determinadas pelo julgamento da Administração, complementado pela experiência de transações semelhantes e, em alguns casos, por relatórios de peritos independentes.

A provisão para custos ou obrigações socioambientais é registrada à medida que são assumidas as obrigações formais com os órgãos reguladores ou a Administração tenha conhecimento de potencial risco relacionado às questões socioambientais, cujos desembolsos de caixa sejam considerados prováveis e seus valores possam ser estimados. Durante a fase de implantação do empreendimento, os valores provisionados são registrados em contrapartida ao ativo imobilizado (geração), custo de construção (transmissão) ou intangível em curso (distribuição). No momento do início das operações dos empreendimentos, todos os custos incluídos na Licença de Operação, cujos programas serão executados durante a concessão e o respectivo desembolso ainda não ocorreu, são mensurados e ajustados a valor presente de acordo com o fluxo de caixa estimado de desembolsos e registrados como provisões sócioambientais em contrapartida ao ativo relacionado ao empreendimento, sendo ajustados periodicamente.

Após a entrada em operação comercial do empreendimento, todos os custos ou despesas incorridos com programas socioambientais relacionados com as licenças de operação e manutenção do empreendimento são analisados de acordo com a sua natureza e são registrados diretamente no resultado do exercício.

4.10 Reconhecimento da receita

As receitas operacionais são reconhecidas quando: (i) o valor da receita é mensurável de forma confiável; (ii) os custos incorridos ou que serão incorridos em respeito à transação podem ser mensurados de maneira confiável; (iii) é provável que os benefícios econômicos sejam recebidos; e (iv) os riscos e benefícios tenham sido integralmente transferidos ao comprador.

A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida de descontos e/ou bonificações concedidos e encargos sobre vendas.

4.10.1 Receita não faturada

Corresponde ao reconhecimento da receita de fornecimento e suprimento de energia elétrica, encargos de uso da rede elétrica e serviços de telecomunicações, do período entre o último faturamento e o final de cada mês, por meio de estimativa com base na última medição efetuada.

4.10.2 Receita de juros

A receita de juros é reconhecida quando for provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade. A receita de juros é reconhecida pelo método linear com base no tempo e na taxa de juros efetiva sobre o montante do principal em aberto. A taxa de juros efetiva é aquela que desconta exatamente os recebimentos de caixa futuros estimados durante a vida estimada do ativo financeiro em relação ao valor contábil líquido inicial desse ativo.

4.11 Receita de construção e custo de construção

As receitas relativas a serviços de construção da infraestrutura utilizada na prestação de serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica e de distribuição de gás são contabilizadas conforme o estágio de execução.

Os respectivos custos são reconhecidos quando incorridos, na demonstração do resultado do exercício, como custo de construção.

Considerando que a Copel DIS e a Compagás terceirizam a construção de infraestrutura de distribuição com partes não relacionadas, através de obras realizadas em curto prazo de tempo, a margem de construção para as atividades de distribuição de energia e de gás resulta em valores não significativos, o que leva ao não reconhecimento deste valor na receita de construção.

A margem de construção adotada para a atividade de transmissão referente aos exercícios de 2016 e de 2015 é de 1,65%, e deriva de metodologia de cálculo que considera o risco do negócio.

4.12 Operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Os registros das operações de compra e venda de energia na CCEE são reconhecidos pelo regime de competência, de acordo com informações divulgadas por essa entidade ou, quando essas informações não estão disponíveis tempestivamente, por estimativa preparada pela Administração das controladas.

4.13 Arrendamentos

Os arrendamentos são classificados como financeiros sempre que os termos do contrato de arrendamento transferirem substancialmente todos os riscos e benefícios da propriedade do bem para o arrendatário. Os outros arrendamentos que não se enquadram nas características acima são classificados como operacionais.

4.14 Demonstração do Valor Adicionado - DVA

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza gerada pelas empresas assim como sua distribuição durante determinado período. É apresentada, conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas demonstrações financeiras individuais e como informação suplementar às demonstrações financeiras consolidadas, pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRS.

4.15 Novas normas que ainda não entraram em vigor

Diversas novas normas e emendas às normas e interpretações IFRS foram emitidas pelo IASB e ainda não entraram em vigor para o exercício encerrado em 31.12.2016. A Companhia e suas controladas não adotaram as IFRS novas de forma antecipada.

As novas normas que podem ter impacto para a Companhia e suas controladas estão mencionadas a seguir:

4.15.1 CPC 48/IFRS 9 - Instrumentos financeiros

O CPC 48/IFRS 9 será aplicável para os exercícios iniciados em ou após 1º.01.2018, com adoção antecipada permitida.

Esta norma estabelece novos requerimentos para classificação e mensuração de ativos e passivos financeiros. Os ativos financeiros serão classificados em três categorias: (i) mensurados ao valor justo por meio do resultado; e (ii) mensurados pelo custo amortizado, baseado no modelo de negócio pelo qual eles são mantidos e nas características de seus fluxos de caixa contratuais; e (iii) mensurado ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes.

Com relação aos passivos financeiros, a principal alteração relacionada aos requerimentos já estabelecidos pelo IAS 39/CPC 38 requer que a mudança no valor justo do passivo financeiro designado ao valor justo contra o resultado, que seja atribuível a mudanças no risco de crédito daquele passivo, seja apresentada em outros resultados abrangentes e não na demonstração do resultado, a menos que tal reconhecimento resulte em uma incompatibilidade na demonstração do resultado.

Em relação ao *impairment* de ativos financeiros, a IFRS 9 requer o modelo de expectativa de perda no crédito, ao contrário do modelo de perda efetiva do crédito mencionada no IAS 39/CPC 38. O modelo de expectativa de perda no crédito requer que a empresa registre contabilmente a expectativa de perdas em créditos e modificações nessas expectativas a cada data de reporte para refletir as mudanças no risco de crédito desde o reconhecimento inicial. Em outras palavras, não é mais necessário que o evento ocorra antes para que seja reconhecida a perda no crédito.

No que tange às modificações relacionadas a contabilização de hedge, a IFRS 9 mantem os três tipos de mecanismo de contabilização de hedge previstos na IAS 39. Por outro lado, esta nova norma traz maior flexibilidade no que tange aos tipos de transações elegíveis à contabilização de hedge, mais especificamente à ampliação dos tipos de instrumentos que se qualificam como instrumentos de hedge e os tipos de componentes de risco de itens não financeiros elegíveis à contabilização de hedge.

Adicionalmente, o teste de efetividade foi renovado e substituído pelo princípio de “relacionamento econômico”. Ainda, a avaliação retroativa da efetividade do hedge não é mais necessária e ocorreu a introdução de exigências adicionais de divulgação relacionadas às atividades de gestão de riscos de uma entidade.

As controladas da Companhia possuem ativos relevantes classificados como “disponíveis para venda”, de acordo com os requerimentos atuais do IAS 39/CPC 38. Estes ativos representam o direito à indenização ao final do prazo de concessão das controladas. A designação destes instrumentos como “disponíveis para venda” ocorre em função da não classificação nas outras três categorias descritas no IAS 39/CPC 38 (empréstimos e recebíveis, valor justo contra o resultado e mantidos até o vencimento). A opinião preliminar da Administração é que, caso estes ativos sejam classificados como mensurados ao valor justo contra resultado de acordo com a nova norma, os efeitos da mensuração subsequente deste ativo seria registrado no resultado do exercício. Assim, não haverá impactos relevantes nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

Adicionalmente, como a Companhia e suas controladas não aplicam a contabilização de hedge, a Administração concluiu que não haverá impacto relevante nas informações divulgadas ou valores registrados em suas demonstrações financeiras consolidadas no que tange às alterações da norma sobre este tópico. Com relação às mudanças ao cálculo de *impairment* de instrumentos financeiros, a Companhia está avaliando os eventuais impactos da adoção desta norma.

4.15.2 CPC 47/IFRS 15 - Esclarecimentos ao IFRS 15 - Receita de contratos com clientes

O CPC 47/IFRS 15 estabelece um modelo simples e claro para contabilização de receitas provenientes de contratos com clientes e, quando se tornar efetivo, substituirá o guia atual de reconhecimento da receita presente no IAS 18/CPC 30 (R1) - Receitas, IAS 11/CPC 17 (R1) - Contratos de Construção e as interpretações relacionadas.

Esta norma estabelece que uma entidade deve reconhecer a receita para representar a transferência (ou promessa) de bens ou serviços a clientes de forma a refletir a consideração de qual montante espera trocar por aqueles bens ou serviços. A norma introduz um modelo para o reconhecimento da receita que considera cinco passos: (i) identificação do contrato com o cliente; (ii) identificação da obrigação de desempenho definida no contrato; (iii) determinação do preço da transação; (iv) alocação do preço da transação às obrigações de desempenho do contrato; e (v) reconhecimento da receita se e quando a empresa cumprir as obrigações de desempenho.

Em suma, pelos novos requerimentos da IFRS 15, a entidade reconhece a receita somente quando (ou se) a obrigação de desempenho for cumprida, ou seja, quando o "controle" dos bens ou serviços de uma determinada operação são efetivamente transferidos ao cliente. Adicionalmente, esta norma estabelecerá um maior detalhamento nas divulgações relacionadas aos contratos com clientes.

A IFRS 15 será aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º.01.2018, sendo permitida sua adoção antecipada. A Companhia está avaliando os potenciais impactos da adoção deste novo pronunciamento, e preliminarmente, avalia que tendem a não ser relevantes em suas demonstrações financeiras consolidadas.

4.15.3 IFRS 16 - Arrendamentos

Emitida em 13.01.2016, estabelece, na visão do arrendatário, nova forma de registro contábil os arrendamentos atualmente classificados como arrendamentos operacionais, cujo registro contábil passa a ser realizado de forma similar aos arrendamentos classificados como financeiros. No que diz respeito aos arrendadores, praticamente mantem os requerimentos do IAS 17, incluindo apenas alguns aspectos adicionais de divulgação.

A IFRS 16 será aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º.01.2019, sendo permitida sua adoção antecipada desde que as entidades adotem também de forma antecipada a IFRS 15 - Receita de contratos com clientes. A Companhia está avaliando os potenciais impactos da adoção deste novo pronunciamento.

4.15.4 Alterações ao IAS 12 / CPC 32 - Reconhecimento de ativos fiscais diferidos sobre perdas não realizadas

Emitidas em 19.01.2016, as alterações ao IAS 12 esclarecem as exigências de reconhecimento de ativos fiscais diferidos por perdas não realizadas em instrumentos de dívida e o método de avaliação da existência de lucros tributáveis futuros prováveis para a realização das diferenças temporárias dedutíveis, para endereçar a diversidade na prática.

As alterações ao IAS 12 serão aplicáveis para períodos anuais iniciados em ou após 1º.01.2017, sendo permitida sua adoção antecipada. A Companhia avalia que a aplicação das alterações ao IAS 12 tende a não causar impactos relevantes em suas demonstrações financeiras consolidadas.

4.15.5 Alterações ao IAS 7 / CPC 03 - Iniciativa de divulgação

Emitidas em 29.01.2016, as alterações ao IAS 7 da Iniciativa de Divulgação têm como objetivo que as entidades forneçam divulgações que permitam aos usuários das demonstrações financeiras avaliar as alterações nas responsabilidades decorrentes das atividades de financiamento.

Para tanto, o IASB exige que sejam divulgadas as seguintes variações nos passivos decorrentes de atividades de financiamento: (i) alterações de fluxos de caixa de atividades de financiamento; (ii) variações decorrentes da obtenção ou perda do controle de subsidiárias ou de outros negócios; (iii) efeito de variações cambiais; (iv) variações de valores justos; e (v) outras variações.

O IASB define passivos decorrentes de atividades de financiamento como passivos "para os quais os fluxos de caixa foram ou serão classificados nas Demonstrações dos Fluxos de Caixa como fluxos de caixa das atividades de financiamento". Salienta também que as novas exigências de divulgação referem-se similarmente às alterações nos ativos financeiros, caso estes atendam à mesma definição. Por último, as alterações indicam que as variações dos passivos decorrentes de atividades de financiamento devem ser divulgadas separadamente das alterações de outros ativos e passivos.

As alterações ao IAS 7 serão aplicáveis para períodos anuais iniciados em ou após 1º.01.2017, sendo permitida sua adoção antecipada. Uma vez que as alterações foram divulgadas em um intervalo de tempo menor que um ano antes do período obrigatório de adoção, as entidades ficam desobrigadas de publicação de informações comparativas na adoção inicial das alterações. A Companhia avalia que a aplicação das alterações ao IAS 7 implicará em alterações na abertura de classificação de valores das demonstrações de fluxo de caixa da companhia para os períodos futuros, sem outros impactos relevantes em suas demonstrações financeiras consolidadas.

4.15.6 IFRIC 22 - Transações e adiantamentos em moeda estrangeira

Emitida em 08.12.2016, o IFRIC 22 aborda a taxa de câmbio a ser utilizada em transações que envolvam a contrapartida paga ou recebida antecipadamente em transações com moeda estrangeira.

O IFRIC será aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º.01.2018, sendo permitida sua adoção antecipada.

As transações em moeda estrangeira da Companhia e de suas controladas restringem-se, atualmente, aos instrumentos de dívida com instituições financeiras internacionais, mensuradas a valor justo, e à aquisição de energia de Itaipu. Uma vez que ativos e passivos mensurados ao valor justo estão fora do escopo do IFRIC e que não há antecipações de pagamentos nas operações com Itaipu, a Companhia avalia que o IFRIC 22 não causará impactos relevantes em suas demonstrações financeiras consolidadas.

4.15.7 Alterações ao CPC 28/IAS 40 - Propriedade de investimento

Emitidas em 08.12.2016, as alterações ao IAS 40 esclarecem os requisitos relativos às transferências de ou para propriedades de investimento. As alterações serão aplicáveis para períodos anuais iniciados em ou após 1º.01.2018, sendo permitida sua adoção antecipada.

A Companhia está avaliando os eventuais impactos destas alterações em suas demonstrações financeiras consolidadas.

4.15.8 Melhorias Anuais ao Ciclo de IFRSs 2014 - 2016

Anualmente, o IASB discute e decide sobre as melhorias propostas para as IFRS, conforme são levantadas ao longo do ano. As melhorias emitidas em 08.12.2016 tratam dos seguintes temas:

i) alterações à IFRS 1 – adoção Inicial do IFRS: exclui da norma algumas exceções existentes para aplicação no período de transição das entidades recém-adotantes ao IFRS;

ii) alterações à IFRS 12 – divulgação de participações em outras entidades: esclarece o escopo do pronunciamento, com relação à participação de entidades em outras entidades que estejam classificadas como disponíveis para venda ou operações descontinuadas de acordo com o IFRS 5; e

iii) alterações ao IAS 28 - investimento em coligada, em controlada e em empreendimento controlado em conjunto: esclarece se uma entidade tem uma opção de "investimento por investimento" para mensurar as investidas pelo valor justo de acordo com a IAS 28 por uma organização de capital de risco.

Com base em avaliação preliminar, a Companhia acredita que a aplicação dessas alterações não terá um efeito relevante sobre as divulgações e montantes reconhecidos suas demonstrações financeiras consolidadas.

5 Caixa e Equivalentes de Caixa

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	**31.12.2015**	**31.12.2016**	**31.12.2015**
Caixa e bancos conta movimento	2.452	126	173.020	167.724
Aplicações financeiras de liquidez imediata	43.644	25.527	809.053	1.313.003
	46.096	**25.653**	**982.073**	**1.480.727**

Compreendem numerários em espécie, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras de curto prazo com alta liquidez, que possam ser resgatadas no prazo de 90 dias da data de contratação em caixa. Essas aplicações financeiras estão demonstradas ao custo, acrescido dos rendimentos auferidos até a data de encerramento do exercício e com risco insignificante de mudança de valor.

As aplicações financeiras da Companhia e de suas controladas referem-se a Certificados de Depósitos Bancários - CDBs e a operações compromissadas, que se caracterizam pela venda de título com o compromisso, por parte do vendedor (Banco), de recomprá-lo, e do comprador, de revendê-lo no futuro. As aplicações são remuneradas entre 65% e 101% da taxa de variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

6 Títulos e Valores Mobiliários

Categoria	Indexador	Consolidado	
		31.12.2016	31.12.2015
Títulos disponíveis para venda			
Cotas de fundos de investimentos	CDI (a)	94.268	64.473
Operação Compromissada	96,5% a 100% do CDI	56.512	48.085
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	96,0% a 101% do CDI	50.811	45.996
Letras Financeiras do Tesouro - LFT	Selic (b)	1.475	2.623
		203.066	**161.177**
Títulos para negociação			
Fundo Multimercado	110% do CDI	111.817	111.760
Cotas de fundos de investimentos	100% a 110% do CDI	62.608	100.282
Operação Compromissada	Pré-Fixada	58.930	88.594
Letras Financeiras	110% do CDI	51.384	26.025
Depósito a Prazo com Garantia Especial do FGC - DPGE	110% do CDI	4.785	4.515
Letras do Tesouro Nacional - LTN	Selic	3.378	2.563
Crédito Imobiliário	110% do CDI	1.390	2.316
Debêntures	110% do CDI	129	157
Tesouraria	-	7	2
		294.428	**336.214**
		497.494	**497.391**
	Circulante	**302.398**	**406.274**
	Não circulante	**195.096**	**91.117**

(a) Certificado de Depósito Interbancário - CDI
(b) Taxa de juros equivalente à taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - Selic

A Copel e suas controladas possuem títulos e valores mobiliários que rendem taxas de juros variáveis. O prazo desses títulos varia de 1 a 60 meses a partir do final do período de relatório. Nenhum desses ativos está vencido nem apresenta problemas de recuperação ou redução ao valor recuperável no encerramento do exercício.

7 Clientes

Consolidado	Saldos vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Saldo 31.12.2016	Saldo 31.12.2015
Consumidores					
Residencial	235.473	161.934	49.938	447.345	593.803
Industrial	204.464	39.689	69.810	313.963	386.777
Comercial	187.188	49.902	30.557	267.647	377.310
Rural	41.647	16.874	10.090	68.611	81.772
Poder público	31.940	11.781	20.860	64.581	66.919
Iluminação pública	28.687	103	201	28.991	40.599
Serviço público	30.721	1.535	2.135	34.391	42.985
Receita de fornecimento não faturada	377.498	-	-	377.498	648.455
Parcelamento de débitos (7.1)	137.348	20.301	35.777	193.426	130.589
Subsídio baixa renda - Eletrobras	12.128	-	-	12.128	12.351
Outros créditos	38.289	28.122	92.640	159.051	141.481
	1.325.383	**330.241**	**312.008**	**1.967.632**	**2.523.041**
Concessionárias e permissionárias					
Suprimento de energia elétrica					
Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR	105.303	1.128	10.085	116.516	147.809
Contratos bilaterais	100.835	917	818	102.570	94.961
CCEE (7.2)	151.022	3.466	200.174	354.662	434.523
Receita de suprimento não faturada	28.873	-	-	28.873	49.431
Regime de cotas e Ressarcimento de geradores	13.417	426	3.572	17.415	4.158
	399.450	**5.937**	**214.649**	**620.036**	**730.882**
Encargos de uso da rede elétrica	**94.053**	**3.327**	**7.451**	**104.831**	**83.171**
Telecomunicações	**19.046**	**25.954**	**36.374**	**81.374**	**49.766**
Distribuição de gás	**49.018**	**18.374**	**2.542**	**69.934**	**60.715**
PECLD (7.3)	**(2.019)**	**(3.034)**	**(350.613)**	**(355.666)**	**(339.686)**
	1.884.931	**380.799**	**222.411**	**2.488.141**	**3.107.889**
Circulante				**2.217.355**	**3.032.827**
Não circulante				**270.786**	**75.062**

7.1 Parcelamento de débitos

Os saldos de parcelamento de débitos estão a valor presente, considerando o montante a ser descontado, as datas de realização, as datas de liquidação e a taxa de desconto, que varia de 0,16% a 3,00%.

7.2 CCEE

Do saldo apresentado, o montante mais significativo é o valor de R$ 203.415 a receber pela Copel GeT. Desse total, os montantes de R$ 4.361, R$ 15.484 e R$ 2.010 foram recebidos em 06.01.2017, 07.02.2017 e 10.03.2017, respectivamente, sendo que o saldo remanescente de R$ 181.560 é proveniente da venda de energia a ser reprocessada pela CCEE do período de janeiro a maio de 2015 em decorrência do pedido pela exclusão de responsabilidade na entrega de energia para cumprir os contratos de comercialização da Usina Hidrelétrica de Colíder (NE nº 19.6), sendo que da parcela controversa há constituição de PECLD. Em 14.03.2017 a Aneel negou o pleito da Companhia de reconsideração do Despacho Aneel n° 1.580, de 14.06.2016, que havia mantido inalterado o cronograma de implantação e os cronogramas de suprimento de energia associados à usina.

Considerando que o cronograma de entrada em operação da usina foi impactado por atos do poder público e de casos fortuitos e de força maior ocorridos ao longo da implantação do empreendimento, a Companhia encaminhará a questão ao Poder Judiciário com a convicção de que a decisão da Agência será revertida.

7.3 Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa

As perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa - PECLD é reconhecida em valor considerado suficiente pela Administração para cobrir as perdas na realização de contas a receber de consumidores e de títulos a receber, cuja recuperação é considerada improvável.

A PECLD dos consumidores é constituída considerando os parâmetros recomendados pela Aneel, com base na expectativa de recebimento de créditos dos principais devedores, na análise dos grandes débitos em recuperação judicial/falência, nos valores a receber da classe residencial vencidos há mais de 90 dias, da classe comercial, vencidos há mais de 180 dias, e das classes industrial, rural, poder público, iluminação pública e serviço público, vencidos há mais de 360 dias, além da experiência em relação ao histórico das perdas efetivas.

Consolidado	Saldo em 1º.01.2015	Adições	Perdas	Saldo em 31.12.2015	Adições	Perdas	Saldo em 31.12.2016
Consumidores							
Residencial	59.518	64.976	(20.327)	104.167	69.041	(106.706)	66.502
Industrial (7.3.1)	35.957	11.265	(5.046)	42.176	45.552	(21.165)	66.563
Comercial (7.3.1)	39.835	14.242	(5.692)	48.385	49.664	(30.974)	67.075
Rural	1.273	1.382	(828)	1.827	4.106	(2.803)	3.130
Poder público	9.155	1.496	-	10.651	2.424	(94)	12.981
Iluminação pública	81	-	-	81	23	-	104
Serviço público	260	347	-	607	504	-	1.111
	146.079	**93.708**	**(31.893)**	**207.894**	**171.314**	**(161.742)**	**217.466**
Concessionárias e permissionárias							
CCEE (7.3.2)	-	119.665	-	119.665	-	-	119.665
Concessionárias e permissionárias	9.089	1.052	-	10.141	3.266	(330)	13.077
	9.089	**120.717**	**-**	**129.806**	**3.266**	**(330)**	**132.742**
Telecomunicações	**3.043**	**987**	**(3.839)**	**191**	**2.598**	**(2.255)**	**534**
Distribuição de gás	**1.310**	**549**	**(64)**	**1.795**	**3.209**	**(80)**	**4.924**
	159.521	**215.961**	**(35.796)**	**339.686**	**180.387**	**(164.407)**	**355.666**

7.3.1 PECLD de Consumidores

Em 2016 houve reconhecimento de perdas estimadas relativas à empresas em processo de recuperação judicial, nas classes Comercial e Industrial, no montante de R$ 45.858.

7.3.2 CCEE

Em 2015, foi constituída PECLD no valor de R$ 119.665, referente a diferenças entre os preços de venda de energia negociada nos contratos de comercialização da Usina Hidrelétrica de Colíder e o Preço de Liquidação de Diferença - PLD, negociado na CCEE. A Companhia aguardará a definição quanto ao pleito de revisão do cronograma de início da operação comercial dessa usina para a possível reversão desta estimativa de perda.

8 Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná

Por meio do quarto termo aditivo, assinado em 21.01.2005, foi renegociado, com o Estado do Paraná, o saldo em 31.12.2004, da Conta de Resultados a Compensar - CRC, no montante de R$ 1.197.404, em 244 prestações recalculadas pelo sistema *price* de amortização, atualizado pela variação do Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna - IGP-DI, e juros de 6,65% a.a., os quais são recebidos mensalmente, com vencimento da primeira parcela em 30.01.2005 e as demais com vencimentos subsequentes e consecutivos.

Conforme solicitação do Estado do Paraná, aprovada pelo Conselho de Administração da Companhia condicionada à anuência do Ministério da Fazenda, está em andamento a Novação do Termo de Ajuste da CRC, que contempla, no período de abril a dezembro de 2016, carência total dos pagamentos e, de janeiro a dezembro de 2017, somente do valor principal e a manutenção dos índices de correção e juros atualmente vigentes e do valor presente líquido global do referido contrato. As demais cláusulas serão mantidas.

Em 2017, o Estado do Paraná vem quitando mensalmente o valor referente aos juros da parcela conforme estabelecido na Novação do Termo de Ajuste da CRC, ainda a ser concluída.

As amortizações são garantidas com recursos oriundos de dividendos.

8.1 Mutação do CRC

Controladora e consolidado	Circulante	Não circulante	Total
Em 1º.01.2015	**94.579**	**1.249.529**	**1.344.108**
Juros	84.010	-	84.010
Variação monetária	5.400	128.312	133.712
Transferências	106.262	(106.262)	-
Recebimentos	(178.588)	-	(178.588)
Em 31.12.2015	**111.663**	**1.271.579**	**1.383.242**
Juros	43.917	49.042	92.959
Variação monetária	1.555	94.404	95.959
Transferências	(107.710)	107.710	-
Recebimentos	(49.425)	-	(49.425)
Em 31.12.2016	**-**	**1.522.735**	**1.522.735**

8.2 Vencimento das parcelas de longo prazo

Controladora e consolidado	31.12.2016
2018	167.812
2019	178.972
2020	190.874
2021	203.569
2022	217.107
Após 2022	564.401
	1.522.735

9 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos

Os Ativos e Passivos Financeiros Setoriais se referem aos custos não gerenciáveis da Parcela A (Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela A - CVA) e a outros componentes financeiros, e que correspondem à variação entre os custos efetivamente incorridos no ciclo tarifário, comparados à cobertura tarifária prevista.

A CVA, composta pelos custos de aquisição de energia elétrica, custos de transmissão e encargos setoriais, e os itens financeiros, que correspondem à sobrecontratação de energia, neutralidade dos encargos, e outros direitos e obrigações integrantes da tarifa, são repassados integralmente à tarifa de energia ou cobertos na forma definida pelo Poder Concedente, não impactando no resultado anual da distribuidora.

Os saldos ativos ou passivos, representam as variações positivas e negativas entre os valores previstos na tarifa e os realizados, corrigidos por índice de atualização monetária. Anualmente, nos processos de revisão ou reajuste tarifário, são homologados pela Aneel e repassados como componentes da tarifa de energia. Mensalmente, é realizada a amortização dos valores homologados nos processos de revisão ou reajuste anteriores.

O saldo em 31.12.2016 é composto pelo ciclo anterior (reajuste tarifário 2016), em amortização, que representa o saldo homologado pela Aneel já contemplado na tarifa e pelo ciclo em constituição (reajuste tarifário 2017 e revisão tarifária periódica 2021), que serão homologadas pela Aneel nos próximos eventos tarifários.

9.1 Composição dos saldos de ativos e passivos financeiros setoriais líquidos por ciclo tarifário

Consolidado	31.12.2016		31.12.2015	
		Passivo		Ativo
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2015				
Parcela A				
Rede básica	-	-	69.781	-
ESS	-	-	(200.644)	-
CDE	-	-	171.008	-
Proinfa	-	-	(1.185)	-
CVA Energ	-	-	365.276	-
Transporte de energia comprada de Itaipu	-	-	2.859	-
Outros componentes financeiros		-		
Diferimento IRT 2013	-	-	143.624	-
Diferimento IRT 2014	-	-	324.003	-
Revisão tarifária extraordinária	-	-	(179.763)	-
Sobrecontratação	-	-	78.778	-
Neutralidade	-	-	(7.888)	-
Exposição financeira	-	-	9.922	-
Garantias	-	-	84	-
	-	**-**	**775.855**	**-**
Ativos/Passivos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2016				
Parcela A				
Rede básica	(67)	-	3.615	3.615
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	354.651	-	349.704	349.704
ESS	(65.712)	-	(69.255)	(69.255)
CDE	146.005	-	231.052	231.052
Proinfa	15.179	-	(40)	(40)
CVA Energ	(318.905)	-	(190.070)	(190.071)
Transporte de energia comprada de Itaipu	3.759	-	2.432	2.432
Outros componentes financeiros	-			
Sobrecontratação	(4.794)	-	20.999	20.999
Revisão tarifária extraordinária	(257.353)	-	(264.423)	(264.423)
Neutralidade	40.564	-	36.266	36.266
Exposição financeira	(16.250)	-	4.396	4.396
Liminares CDE	-	-	10.228	10.228
Outros	149	-	-	-
	(102.774)	**-**	**134.904**	**134.903**
Passivos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2017				
Parcela A				
Rede básica	4.239	4.239	-	-
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	34.717	34.717	-	-
ESS	(103.853)	(103.853)	-	-
CDE	(37.697)	(37.697)	-	-
Proinfa	1.057	1.057	-	-
CVA Energ	(108.610)	(108.610)	-	-
Transporte de energia comprada de Itaipu	1.972	1.972	-	-
Outros componentes financeiros	-	-		
Sobrecontratação	80.482	80.482	-	-
Neutralidade	75.206	75.206	-	-
	(52.487)	**(52.487)**	**-**	**-**
Passivos financeiros setoriais - revisão tarifária 2021				
Componentes financeiros				
Devoluções tarifárias	-	(71.244)	-	-
	-	**(71.244)**	**-**	**-**
	(155.261)	**(123.731)**	**910.759**	**134.903**

9.2 Mutação dos ativos e passivos financeiros setoriais líquidos

	Saldo em 1º.01.2016	Receita Operacional		Resultado financeiro	Bandeiras tarifárias	Saldo em 31.12.2016
		Constituição	Amortização	Atualização		
Parcela A						
Rede básica	77.011	(271)	(74.168)	5.839	-	8.411
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu (9.2.1)	699.408	61.905	(409.894)	72.666	-	424.085
ESS (9.2.2)	(339.154)	(124.737)	292.804	(32.157)	(70.174)	(273.418)
CDE (9.2.3)	633.112	(249.476)	(350.600)	37.575	-	70.611
Proinfa	(1.265)	32.382	(16.271)	2.447	-	17.293
CVA Energ (9.2.4)	(14.865)	(255.085)	(37.860)	(39.710)	(188.605)	(536.125)
Transporte de energia comprada de Itaipu	7.723	6.340	(7.388)	1.028	-	7.703
Outros componentes financeiros						
Sobrecontratação (9.2.5)	120.776	115.791	(73.595)	(6.802)	-	156.170
Diferimento reposição tarifária	467.627	-	(467.627)	-	-	-
Revisão tarifária extraordinária	(708.609)	21.541	457.942	(28.227)	-	(257.353)
Neutralidade (9.2.6)	64.644	154.607	(35.958)	7.683	-	190.976
Exposição financeira	18.714	(42.000)	7.643	(607)	-	(16.250)
Devoluções tarifárias (9.2.7)	-	(66.043)	-	(5.201)	-	(71.244)
Liminares CDE (9.2.8)	20.456	(19.808)	-	(648)	-	-
Outros	84	409	(245)	(99)	-	149
	1.045.662	**(364.445)**	**(715.217)**	**13.787**	**(258.779)**	**(278.992)**
Circulante	**910.759**					**(155.261)**
Não Circulante	**134.903**					**(123.731)**

	Saldo em 1º.01.2015	Receita Operacional		Resultado financeiro	Conta ACR	Bandeiras tarifárias	Saldo em 31.12.2015
		Constituição	Amortização	Atualização			
Parcela A							
CCC	4.254	-	(4.254)	-	-	-	-
Rede básica	96.852	57.734	(89.677)	12.102	-	-	77.011
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu (9.2.1)	(108.701)	788.542	(2.610)	22.177	-	-	699.408
ESS (9.2.2)	(370.765)	30.779	300.650	(44.439)	-	(255.379)	(339.154)
CDE (9.2.3)	16.892	756.556	(184.185)	43.849	-	-	633.112
Proinfa	4.604	(2.350)	(3.601)	82	-	-	(1.265)
CVA Energ (9.2.4)	603.474	421.026	(561.430)	66.337	(19.590)	(524.682)	(14.865)
Transporte de energia comprada de Itaipu	2.057	8.398	(3.229)	497	-	-	7.723
Outros componentes financeiros							
Sobrecontratação (9.2.5)	212.537	206.796	(157.979)	34.824	(38.704)	(136.698)	120.776
Diferimento reposição tarifária	599.402	311.212	(467.628)	24.641	-	-	467.627
Revisão tarifária extraordinária	-	(842.087)	179.763	(46.285)	-	-	(708.609)
Neutralidade (9.2.6)	(21.016)	63.603	18.559	3.498	-	-	64.644
Exposição financeira	-	25.174	(9.922)	3.462	-	-	18.714
Liminares CDE (9.2.8)	-	19.808	-	648	-	-	20.456
Outros	1.554	160	(1.638)	8	-	-	84
	1.041.144	**1.845.351**	**(987.181)**	**121.401**	**(58.294)**	**(916.759)**	**1.045.662**
Circulante	**609.298**						**910.759**
Não Circulante	**431.846**						**134.903**

9.2.1 Energia Elétrica Comprada para Revenda - Itaipu

A potência da Usina Hidrelétrica de Itaipu é vendida por meio de cotas-parte às concessionárias das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, de acordo com seus mercados. O valor constituído em 2016 refere-se à variação do custo de aquisição de energia elétrica e à variação cambial, em relação ao previsto no último reajuste tarifário.

9.2.2 Encargos de Serviços do Sistema - ESS

Consistem nos custos associados ao despacho de geração térmica para a manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema, cuja precificação não foi considerada no cálculo do PLD. Este valor é pago por todos os agentes com medição de consumo registrada na CCEE, na proporção do consumo sujeito ao pagamento desse encargo.

Contemplam o ressarcimento aos agentes de geração dos custos das restrições de operação, prestação de serviços ancilares e por razão de segurança energética.

O ESS foi compensado pelos recursos recebidos da Conta Centralizadora de Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT ou Conta Bandeiras.

Em 2016 houve melhora do cenário hidrológico e redução do despacho das usinas termoelétricas, favorecendo a redução desse encargo.

9.2.3 Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

O saldo constituído de CDE em 2016 é resultado do valor inferior das quotas de pagamento mensal, excetuando-se neste caso os descontos da CDE decorrentes de liminares, homologadas pela Aneel (NE nº 32.5.1), em relação à quota regulatória prevista na tarifa de energia.

9.2.4 Energia elétrica comprada para revenda - CVA Energ

O saldo constituído reflete a diferença entre o preço médio de pagamento, relativo aos efeitos de contratação por disponibilidade (ECD), Angra e Cotas, e o preço médio de cobertura tarifária.

A conta de CVA Energ foi compensada pelos recursos recebidos da Conta Centralizadora de Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT ou Conta Bandeiras.

Em 26.01.2016, foi aprovada pela Aneel a Resolução Normativa nº 700/2016, que trata a metodologia para os casos de saldos positivos da Conta Bandeiras, onde prevê que o excedente de bandeiras seja alocado na distribuidora, a ser apropriado aos consumidores nos processos tarifários subsequentes, podendo ser compensado nas próximas apurações da Conta Bandeiras, até o próximo reajuste tarifário.

9.2.5 Sobrecontratação

Corresponde ao custo de aquisição do montante de sobrecontratação de energia em relação à carga anual de fornecimento, bem como ao custo da energia referente à exposição ao mercado de curto prazo. O saldo constituído é reflexo da venda das sobras de energia no mercado de curto prazo a um preço de PLD inferior ao mix de cobertura.

9.2.6 Neutralidade

Corresponde à estimativa da parcela recuperável dos encargos setoriais não recebidos pela tarifa vigente (receita faturada), face a retração do consumo verificado no período.

9.2.7 Devoluções tarifárias

A Aneel, através do Despacho nº 245 de 28.01.2016, alinhado aos Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret, submódulo 2.1 - Procedimentos Gerais, determinou que os novos valores decorrentes de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, anteriormente registrados como obrigações especiais, devem ser contabilizados a partir de 1º.01.2016 como passivos financeiros setoriais, líquidos dos tributos incidentes, do percentual regulatório de 3,5% da receita, referente à ultrapassagem de demanda na rede de transmissão, e das receitas irrecuperáveis, aplicando-se o percentual regulatório associado à classe de consumo industrial. Estes valores, atualizados mensalmente pela taxa Selic, devem ser subtraídos da tarifa na próxima revisão tarifária, gerando efeitos a partir de 2021.

9.2.8 Liminares CDE

A Aneel, através da Resolução Homologatória 1.986/2015, definiu as tarifas para membros da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres - Abrace, que em decorrência de decisão judicial obtiveram suspensão do pagamento de parte do encargo da CDE, refletindo na redução da receita, sendo que a parcela desonerada dos associados seria rateada entre os demais consumidores no próximo ciclo tarifário.

A Copel DIS, em atendimento ao Despacho Aneel nº 1.576/2016 de 14.06.2016 que alterou a metodologia para a aplicação das liminares, tendo em vista, inclusive, o aumento dos processos judiciais contestando o encargo, efetuou a glosa no pagamento da CDE e reverteu o componente financeiro.

10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão

Consolidado	**31.12.2016**	**31.12.2015**
Contratos de concessão de distribuição (10.1)	614.806	424.140
Bonificação de outorga (10.2)	586.706	-
Contratos de concessão de transmissão (10.3)	1.342.055	929.835
Contratos de concessão de transmissão - Laudo RBSE (10.4)	1.186.985	-
Contratos de concessão de gás (10.5)	83.378	13.638
	3.813.930	**1.367.613**
Circulante	**65.595**	**9.162**
Não circulante	**3.748.335**	**1.358.451**

10.1 Contrato de concessão de distribuição

	Não circulante		
	Ativo	Obrigações especiais	Total
Em 1º.01.2015	**6.061.481**	**(2.269.005)**	**3.792.476**
Transferências do intangível em curso	607.440	(95.689)	511.751
Transferências para o intangível - renovação da concessão de distribuição (NE nº 20.1)	(6.635.901)	2.579.546	(4.056.355)
Reconhecimento do valor justo	418.064	(201.039)	217.025
Baixas	(26.944)	(13.813)	(40.757)
Em 31.12.2015	**424.140**	**-**	**424.140**
Transferências do intangível	58.970	-	58.970
Transferências de investimentos	12	-	12
Reconhecimento do valor justo	131.738	-	131.738
Baixas	(54)	-	(54)
Em 31.12.2016	**614.806**	**-**	**614.806**

A Companhia assinou em 09.12.2015 o Quinto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 46/1999, prorrogando a vigência até 07.07.2045, de acordo com o Despacho do Ministro de Estado de Minas e Energia de 09.11.2015, com fundamento na Lei nº 12.783/2013, no Decreto nº 7.805/2012 e no Decreto nº 8.461/2015.

O saldo de Contas a Receber Vinculadas à Concessão referente ao contrato de concessão da distribuidora é mensurado a valor justo, e seu recebimento é assegurado pelo Poder Concedente, por meio de indenização quando da reversão desses ativos ao término da concessão.

Em razão da prorrogação da vigência do contrato de concessão, o valor de R$ 4.056.355, foi reclassificado para o Ativo Intangível em 2015, restando um saldo de R$ 424.140 ao final do exercício. Em decorrência do resultado positivo da revisão tarifária, foi reconhecido o valor de R$ 104.239 que, somado à aplicação do IPCA sobre a base blindada, durante 2016, possibilitou o reconhecimento de valor justo de R$ 131.738. O saldo final, acrescido das novas capitalizações em 2016, é de R$ 614.806.

10.2 Bonificação pela Outorga de contrato de concessão em regime de cotas

	Circulante	Não circulante	Total
Em 1º.01.2016	**-**	**-**	**-**
Reconhecimento da bonificação de outorga	-	574.827	574.827
Transferências entre circulante e não circulante	86.173	(86.173)	-
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(84.904)	-	(84.904)
Juros efetivos (NE nº 32.2)	-	96.783	96.783
Em 31.12.2016	**1.269**	**585.437**	**586.706**

A Copel GeT firmou em 05.01.2016, por 30 anos, contrato de concessão da UHE GPS, nos termos da Lei nº 12.783/2013, com pagamento ao Poder Concedente da Bonificação pela Outorga - BO no montante de R$ 574.827, conforme regras do Edital de Leilão Aneel n° 12/2015.

A assinatura do contrato permite a exploração da concessão pelos próximos 30 anos e a energia será toda comercializada no Ambiente de Contratação Regulada - ACR no Sistema de Cota de Garantia Física - CGF ou “regime de cotas” em 2016 e, a partir de 2017, na proporção de 70% da energia no ACR e 30% no ambiente livre - ACL.

O valor da bonificação pela outorga foi reconhecido como um ativo financeiro em função do direito incondicional da Companhia de receber o valor pago com atualização pelo IPCA e juros remuneratórios durante o período de vigência da concessão.

10.3 Contratos de concessão de transmissão

		Não circulante		
	Circulante	Ativo	Obrigações especiais	Total
Em 1º.01.2015	**7.430**	**699.301**	**(75.710)**	**631.021**
Transferências entre circulante e não circulante	48.118	(48.118)	-	-
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(46.386)	-	-	(46.386)
Transferências do imobilizado	-	1.740	-	1.740
Remuneração	-	110.893	-	110.893
Receita de construção	-	232.567	-	232.567
Em 31.12.2015	**9.162**	**996.383**	**(75.710)**	**929.835**
Transferências entre circulante e não circulante	55.967	(55.967)	-	-
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(53.851)	-	-	(53.851)
Transferências para o imobilizado	-	(5.066)	-	(5.066)
Transferências para o intangível	-	(150)	-	(150)
Transferência pelo reconhecimento do laudo RBSE (10.4)	-	(61.760)	-	(61.760)
Remuneração	-	100.085	(1.305)	98.780
Reversão de estimativa de perdas	-	29.025	-	29.025
Receita de construção	-	405.242	-	405.242
Em 31.12.2016	**11.278**	**1.407.792**	**(77.015)**	**1.342.055**

10.4 Remensuração do ativo financeiro RBSE

	Circulante	Não circulante	Total
Em 1º.01.2016	**-**	**-**	**-**
Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa dos ativos RBSE (NE nº 32.3)	-	809.639	809.639
Transferência do contas a receber vinculadas a indenização da concessão (NE nº 11)	-	160.217	160.217
Transferências entre circulante e não circulante	53.048	(53.048)	-
Transferências do imobilizado	-	155.369	155.369
Transferência pelo reconhecimento do laudo RBSE (10.3)	-	61.760	61.760
Em 31.12.2016	**53.048**	**1.133.937**	**1.186.985**

A Copel GeT prorrogou o contrato de concessão 060/2001 nos termos da lei nº 12.783/2013.

Dos valores a receber referente a parte dos ativos de transmissão de energia elétrica da Rede Básica do Sistema Existente - RBSE e das instalações de conexão e Demais Instalações de Transmissão - RPC, anteriores a maio de 2000, a Copel GeT protocolou, em 31.03.2015 junto à Aneel, o laudo de avaliação desses ativos, no montante de R$ 882.300 na data base de 31.12.2012, o qual está pendente de homologação.

Em 20.04.2016, foi publicada a Portaria nº 120 pelo MME, determinando que os valores dos ativos ainda não depreciados e/ou amortizados, passem a compor a Base de Remuneração Regulatória - BRR das concessionárias de transmissão de energia elétrica a partir do processo tarifário de 2017 com um incremento na Receita Anual Permitida - RAP. A Portaria abordou aspectos relacionados à atualização, remuneração e prazo de recebimento dos valores envolvidos, os quais foram regulamentados pela Resolução Normativa Aneel nº 762/2017 após a Audiência Pública 068/2016.

Após a instrução emanada do Poder Concedente anteriormente descrita, a Companhia vem a cada período de reporte remensurando o fluxo de caixa destes ativos com base em sua melhor estimativa, o qual representa um saldo do Ativo de R$ 1.186.985 em 31.12.2016. A variação ocorrida pela remensuração do ativo tem como contrapartida a receita operacional e refletiu no resultado do exercício de 2016 o montante de R$ 809.639.

Adicionalmente, em outubro de 2016 a Aneel apresentou novos apontamentos ao laudo de avaliação protocolado, que em sua interpretação, reduzem o montante a receber. A Companhia já está considerando em sua estimativa os ajustes da nova manifestação da Aneel. No entanto, exercendo seu direito ao contraditório, a Copel GeT protocolou tempestivamente recurso com sua manifestação o qual aguarda análise daquela agência.

10.5 Contrato de concessão de distribuição de gás

	Não circulante
Em 1º.01.2015	**1.920**
Capitalizações do intangível em curso	11.030
Reconhecimento do valor justo	688
Em 31.12.2015	**13.638**
Capitalizações do intangível em curso	68.737
Reconhecimento do valor justo	1.003
Em 31.12.2016	**83.378**

10.6 Compromissos relativos às concessões de transmissão

Compromissos assumidos com os fornecedores de equipamentos e serviços, referentes aos seguintes empreendimentos:

Linhas de Transmissão e Subestações	Valor
Contrato nº 010/2010 - LT 500kV Araraquara 2 - Taubaté e SEs 500kV Araraquara e Taubaté	116.293
Contrato nº 021/2014 - LT 230kV Foz do Chopim Realeza Sul e SE 230kV Realeza Sul	1.388
Contrato nº 022/2014 - LT 500kV Londrina - Assis e SEs 500kV Londrina e Assis	27.048
Contrato nº 006/2016 - LT 500kV Blumenau - Curitiba Leste e SE 500kV Blumenau e Curitiba Leste	29.887
LT 230kV SE B. Iguaçu - Realeza Sul e SE 230kV Medianeira Norte	52.518
LT 230kV Curitiba Centro - Uberaba e SE 230kV Curitiba Centro	166.225
Seccionamento LT 230kV Assis - Salto Grande e SE 230kV Andirá Leste	40.024
	433.383

11 Contas a Receber Vinculadas à Indenização da Concessão

O saldo registrado em 31.12.2016 refere-se aos ativos de geração em decorrência do vencimento das concessões das PCH Rio dos Patos, UHE GPS e UHE Mourão I. A Copel GeT depreciou as usinas até a data de vencimento das concessões e as reclassificou para Contas a Receber Vinculadas à Indenização da Concessão pelo valor residual contábil do Ativo Imobilizado. A Copel GeT avaliou esses ativos e, apesar do Poder Concedente ainda não ter divulgado a forma do pagamento da remuneração dos ativos e de existirem incertezas quanto a homologação dos investimentos realizados, a expectativa da Administração sobre sua indenização indica a recuperabilidade do saldo registrado.

A variação ocorrida pela remensuração do fluxo de caixa destes ativos teve como contrapartida Outras Receitas e refletiu no resultado do exercício de 2016 o montante de R$ 8.137.

A Copel GeT manifestou tempestivamente junto a Aneel o interesse no recebimento do valor indenizável. A formalização da comprovação de realização dos respectivos investimentos junto àquela agência reguladora ocorreu em 17.12.2015. Para elaboração das informações, foi utilizada a metodologia do valor novo de reposição, conforme definido pela Resolução Normativa Aneel nº 596/2013.

Dos saldos registrados em 31.12.2015, houve reclassificação para o Contas a Receber Vinculado a Concessão, dos valores a receber dos ativos de transmissão de energia elétrica da RBSE e das instalações de conexão e Demais Instalações de Transmissão - RPC, em decorrência do reconhecimento dos efeitos da Portaria MME n° 120, conforme NE n° 10.4.

11.1 Mutação das contas a receber vinculadas à indenização da concessão

Consolidado	Circulante	Não circulante	Total
Em 1º.01.2015	**301.046**	**160.217**	**461.263**
Transferências do imobilizado - indenização de concessões de geração	-	81.191	81.191
Transferências do imobilizado - perdas estimadas para redução ao valor recuperável (NE nº 19.9)	-	(21.852)	(21.852)
Remuneração	20.363	-	20.363
Recebimentos	(321.409)	-	(321.409)
Em 31.12.2015	**-**	**219.556**	**219.556**
Transferência para o contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.4)	-	(160.217)	(160.217)
Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa	-	8.137	8.137
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável	-	(75)	(75)
Em 31.12.2016	**-**	**67.401**	**67.401**

12 Outros Créditos

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Serviços em curso (a)	7.893	11.013	136.085	128.336
Repasse CDE (12.1)	-	-	45.929	119.010
Adiantamento a fornecedores (b) (12.2)	-	5	44.806	95.765
Desativações em curso	-	-	43.602	31.159
Adiantamento a empregados	652	1.798	25.916	24.660
Adiantamento para indenizações imobiliárias	-	-	11.050	20.277
Outros créditos	191	202	73.096	87.296
	8.736	**13.018**	**380.484**	**506.503**
Circulante	**8.736**	**13.018**	**306.933**	**474.889**
Não circulante	**-**	**-**	**73.551**	**31.614**

(a) Referem-se, em sua maioria, aos programas de P&D e PEE, os quais, após seu término, são compensados com o respectivo passivo registrado para este fim.

(b) Referem-se a adiantamentos previstos em cláusulas contratuais.

12.1 Repasse CDE

A CDE (NE nº 32.5.1) tem entre suas finalidades prover recursos para subsidiar os descontos aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição.

O valor repassado à Copel DIS de junho de 2015 a maio de 2016, homologado pelas resoluções da Aneel nºs 1.858/2015 e 1.897/2015, foi alterado pela resolução nº 2.096, de 21.06.2016, que homologou o resultado da Quarta Revisão Tarifária Periódica da Copel DIS.

12.2 Adiantamento a fornecedores

Nesse saldo está contido o adiantamento a fornecedores da Compagás referente ao contrato de aquisição de gás junto à Petrobras, relativo à aquisição de volumes e capacidades de transporte contratados e garantidos, superiores àqueles efetivamente retirados e utilizados, e contém cláusula de compensação futura. A Compagás possui o direito de retirar o gás em meses subsequentes, podendo compensar o volume contratado e não consumido num prazo prescricional de até 10 anos. Este saldo é corrigido mensalmente, atualizando o valor de recuperação. De acordo com as disposições contratuais e perspectivas de consumo, decorrente da revisão dos projetos e cenários para os próximos anos, a Compagás efetuou ajuste de valor recuperável do crédito de *ship or pay* a compensar. O efeito no resultado do exercício, no montante de R$ 87.479, foi registrado na rubrica de custos operacionais - perdas estimadas, provisões e reversões.

13 Tributos

13.1 Imposto de renda e contribuição social

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Ativo circulante				
IR e CSLL a compensar	116.441	174.987	765.150	517.206
IR e CSLL a compensar com o passivo	(74.542)	(20.910)	(576.198)	(322.962)
	41.899	**154.077**	**188.952**	**194.244**
Ativo não circulante				
IR e CSLL a recuperar	153.216	79.144	169.967	94.686
	153.216	**79.144**	**169.967**	**94.686**
Passivo circulante				
IR e CSLL a recolher	4.882	-	547.992	613.278
IR e CSLL a compensar com o ativo	(4.882)	-	(506.538)	(301.362)
	-	**-**	**41.454**	**311.916**

A tributação sobre o lucro compreende o imposto de renda e a contribuição social calculados com base nos resultados tributáveis (lucro ajustado) de cada entidade tributável e às alíquotas aplicáveis segundo a legislação vigente, 15%, acrescido de 10% sobre o que exceder a R$ 240 anuais, para o imposto de renda, e 9% para a contribuição social.

O prejuízo fiscal e a base negativa de contribuição social são compensáveis com lucros tributáveis futuros, observado o limite de 30% do lucro tributável no período, não estando sujeitos a prazo prescricional.

13.2 Imposto de renda e contribuição social diferidos

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são aplicados sobre as diferenças entre os ativos e passivos reconhecidos para fins fiscais e os correspondentes valores apropriados nas demonstrações financeiras, os quais são reconhecidos somente na extensão em que seja provável que existirá base tributável positiva, para a qual as diferenças temporárias possam ser utilizadas e os prejuízos fiscais possam ser compensados.

Os ativos e passivos fiscais diferidos são divulgados por seu valor líquido caso haja um direito legal de compensar passivos e ativos fiscais correntes, e eles se relacionam a tributos lançados pela mesma autoridade tributária sobre a mesma entidade sujeita à tributação.

13.2.1 Mutação do imposto de renda e contribuição social diferidos

Controladora	Saldo em 1º.01.2015	Reconhecido no resultado	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2015	Reconhecido no resultado	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2016
Ativo não circulante							
Provisões para litígios	101.090	(2.311)	-	98.779	(46.779)	-	52.000
Amortização do direito de concessão	18.598	320	-	18.918	381	-	19.299
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	-	6.050	-	6.050	(1.295)	-	4.755
Provisão Finam	3.457	-	-	3.457	-	-	3.457
Planos previdenciário e assistencial	771	540	-	1.311	803	-	2.114
Efeitos CPC 33 - benefícios a empregados	2.000	-	(696)	1.304	-	(1.304)	-
Outros	3.458	2.872	-	6.330	11.609	-	17.939
	129.374	**7.471**	**(696)**	**136.149**	**(35.281)**	**(1.304)**	**99.564**
(-) Passivo não circulante							
Atualização de depósitos judiciais	-	-	-	-	24.699	-	24.699
Resultado da alteração de método de avaliação de investimento (NE nº 18.4)	-	-	-	-	17.717	-	17.717
Efeitos CPC 38 - instrumentos financeiros	5.851	-	(1)	5.850	-	1.229	7.079
Efeitos CPC 08 - custo de transação	-	4.083	-	4.083	(2.368)	-	1.715
Efeitos CPC 33 - benefícios a empregados	-	-	-	-	-	892	892
Provisão para deságio	25.297	-	-	25.297	(25.297)	-	-
	31.148	**4.083**	**(1)**	**35.230**	**14.751**	**2.121**	**52.102**
Líquido	**98.226**	**3.388**	**(695)**	**100.919**	**(50.032)**	**(3.425)**	**47.462**

Consolidado	Saldo em 1º.01.2015	Reconhecido no resultado	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2015	Reconhecido no resultado	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2016
Ativo não circulante							
Provisões para litígios	467.565	(11.249)	-	456.316	(28.656)	-	427.660
Planos previdenciário e assistencial	220.371	35.700	-	256.071	29.151	-	285.222
Efeitos CPC 01 - redução ao valor recuperável de ativos	274.476	(22.450)	-	252.026	37.591	-	289.617
Provisão para P&D e PEE	93.581	23.090	-	116.671	25.608	-	142.279
PECLD	61.174	64.767	-	125.941	3.697	-	129.638
Provisão para compra de energia	155.614	28.857	-	184.471	(69.214)	-	115.257
INSS - liminar sobre depósito judicial	29.607	7.151	-	36.758	17.992	-	54.750
Amortização do direito de concessão	36.942	2.597	-	39.539	4.592	-	44.131
Efeitos ICPC 01 - contratos de concessão	46.259	(8.250)	-	38.009	(11.803)	-	26.206
Provisão para perdas tributárias	17.114	312	-	17.426	5.750	-	23.176
Efeitos CPC 38 - instrumentos financeiros	7.601	(1.069)	(216)	6.316	6.607	-	12.923
Provisão para participação nos lucros	30.438	(4.613)	-	25.825	(4.494)	-	21.331
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	14.574	(8.524)	-	6.050	45.063	-	51.113
Efeitos CPC 33 - benefícios a empregados	83.939	-	(82.359)	1.580	(517)	(1.063)	-
Efeitos da repactuação do risco hidrológico - GSF	-	41.308	-	41.308	(41.308)	-	-
Bandeira tarifária	-	16.486	-	16.486	(16.486)	-	-
Outros	24.691	13.699	-	38.390	53.256	-	91.646
	1.563.946	**177.812**	**(82.575)**	**1.659.183**	**56.829**	**(1.063)**	**1.714.949**
(-) Passivo não circulante							
Efeitos CPC 27 - custo atribuído	585.781	(46.591)	-	539.190	(52.395)	-	486.795
Efeitos ICPC 01 - contratos de concessão	19.113	72.013	-	91.126	348.820	-	439.946
Atualização de depósitos judiciais	-	-	-	-	62.538	-	62.538
Efeitos CPC 33 - benefícios a empregados	-	-	56.700	56.700	-	(31.237)	25.463
Resultado da alteração de método de avaliação de investimento (NE nº 18.4)	-	-	-	-	17.717	-	17.717
Diferimento de ganho de capital	39.618	(28.298)	-	11.320	-	-	11.320
Efeitos CPC 38 - instrumentos financeiros	5.946	(96)	(1)	5.849	-	1.229	7.078
Capitalização de encargos financeiros	5.357	-	-	5.357	-	-	5.357
Ativos financeiros setoriais	353.989	1.536	-	355.525	(355.525)	-	-
Provisão para deságio	25.297	-	-	25.297	(25.297)	-	-
Outros	18.017	13.454	-	31.471	2.217	-	33.688
	1.053.118	**12.018**	**56.699**	**1.121.835**	**(1.925)**	**(30.008)**	**1.089.902**
Líquido	**510.828**	**165.794**	**(139.274)**	**537.348**	**58.754**	**28.945**	**625.047**
Ativo apresentado no Balanço Patrimonial	526.046			537.562			803.477
Passivo apresentado no Balanço Patrimonial	(15.218)			(214)			(178.430)
Líquido	**510.828**			**537.348**			**625.047**

13.2.2 Realização dos créditos fiscais diferidos

O crédito fiscal oriundo do plano previdenciário e assistencial foi calculado sob a provisão atuarial apurada por avaliação atuarial preparada anualmente por atuário independente. Os tributos diferidos sobre as demais provisões para litígios serão realizados em virtude das decisões judiciais.

O Conselho Fiscal examinou e o Conselho de Administração aprovou o estudo técnico elaborado pela sua Diretoria de Finanças e de Relações com Investidores no qual se evidencia a realização dos impostos diferidos:

	Controladora	Consolidado
2017	5.262	113.386
2018	211	132.807
2019	211	63.925
2020	211	19.634
2021	211	18.628
2022 a 2024	634	8.000
2025 a 2027	40.722	268.667
	47.462	**625.047**

13.2.3 Créditos fiscais não reconhecidos

Em 31.12.2016. a UEG Araucária não reconheceu créditos de Imposto de Renda e Contribuição Social sobre prejuízos fiscais e bases negativas no montante de R$ 16.925 por não haver, neste momento, razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes à absorção dos referidos ativos.

13.3 Outros tributos a recuperar e a recolher

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Ativo circulante				
ICMS a recuperar	-	-	62.934	66.475
PIS/Pasep e Cofins a compensar	197	30	52.240	76.810
PIS/Pasep e Cofins a compensar com o passivo	-	(30)	(47.810)	(73.162)
Outros tributos a compensar	-	-	567	602
	197	**-**	**67.931**	**70.725**
Ativo não circulante				
ICMS a recuperar	-	-	35.659	20.386
PIS/Pasep e Cofins	-	-	62.113	59.209
Outros tributos a compensar	15	15	33.336	33.307
	15	**15**	**131.108**	**112.902**
Passivo circulante				
ICMS a recolher	5	-	113.793	143.561
PIS/Pasep e Cofins a recolher	39.819	32.578	136.437	163.840
PIS/Pasep e Cofins a compensar com o ativo	(39.819)	(30)	(87.629)	(73.162)
IRRF sobre JSCP	29.841	20.910	90.147	71.662
IRRF sobre JSCP a compensar com o IR e CSLL ativo	(29.841)	(20.910)	(29.841)	(21.600)
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	-	-	59.558	45.586
Outros tributos	407	69	12.529	11.061
	412	**32.617**	**294.994**	**340.948**
Passivo não circulante				
INSS a recolher - liminar sobre depósito judicial	2.075	1.466	161.336	108.278
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	-	-	138.969	148.153
Outros tributos	-	-	2.841	842
	2.075	**1.466**	**303.146**	**257.273**

As receitas de vendas e de serviços estão sujeitas à tributação pelo Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS e Imposto sobre Serviços - ISS às alíquotas vigentes, assim como à tributação pelo Programa de Integração Social - PIS e pela Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - Cofins.

Os créditos decorrentes da não cumulatividade do PIS e da Cofins são apresentados deduzindo os custos operacionais na demonstração do resultado.

Os créditos decorrentes da não cumulatividade do ICMS, PIS e da Cofins relacionados às aquisições de bens são apresentados deduzindo o custo de aquisição dos respectivos ativos.

As antecipações ou valores passíveis de compensação são demonstrados no ativo circulante ou no não circulante, de acordo com a previsão de sua realização.

13.4 Conciliação da provisão para imposto de renda e contribuição social

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	**31.12.2015**	**31.12.2016**	**31.12.2015**
Lucro antes do IRPJ e CSLL	**1.013.564**	**1.189.567**	**1.478.358**	**1.797.780**
IRPJ e CSLL (34%)	**(344.612)**	**(404.453)**	**(502.642)**	**(611.245)**
Efeitos fiscais sobre:				
Equivalência patrimonial	166.348	341.700	66.899	21.882
Juros sobre o capital próprio	96.202	67.320	96.202	67.320
Dividendos	838	572	838	572
Despesas indedutíveis	(75)	(1.968)	(11.624)	(13.706)
Incentivos fiscais	179	-	16.567	18.757
Compensação de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL	-	-	-	(909)
Diferença entre as bases de cálculo do lucro real e presumido	-	-	(114.149)	(15.302)
Outros	26.206	-	(82.659)	402
IRPJ e CSLL correntes	**(4.882)**	**(217)**	**(589.322)**	**(698.023)**
IRPJ e CSLL diferidos	**(50.032)**	**3.388**	**58.754**	**165.794**
Alíquota efetiva - %	5,4%	-0,3%	35,9%	29,6%

14 Despesas Antecipadas

Consolidado	**31.12.2016**	**31.12.2015**
Prêmio de risco - Repactuação do Risco Hidrológico (GSF) (14.1)	40.909	48.653
Outros	23.770	26.122
	64.679	**74.775**
Circulante	**39.096**	**49.282**
Não circulante	**25.583**	**25.493**

14.1 Prêmio de risco - Repactuação do Risco Hidrológico (GSF)

Durante o período de 2015 os geradores hidrelétricos foram fortemente impactados pela geração de energia elétrica abaixo de sua garantia física em decorrência do baixo nível dos reservatórios afetados pela escassez de chuvas dos últimos anos, ocorrendo a necessidade de liquidação junto a CCEE, ao preço do PLD, do déficit entre a energia gerada e a vendida.

O Poder Concedente, em 08.12.2015, com a promulgação da Lei n° 13.203 permitiu aos agentes de geração hidrelétrica participantes do MRE a repactuação do risco hidrológico até então suportados por eles com efeitos retroativos a 1°.01.2015.

A Resolução Normativa Aneel n° 684, de 11.12.2015, estabeleceu os critérios para anuência e as demais condições para repactuação do risco hidrológico de geração hidrelétrica pelos agentes participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE. A repactuação no Ambiente de Contratação Regulado - ACR se deu pela transferência do risco hidrológico ao consumidor, mediante pagamento de prêmio de risco pelo gerador à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT e a repactuação no Ambiente de Contratação Livre - ACL pela contratação de níveis de Energia de Reserva.

Em 23.12.2015, após análise das condições para repactuação no ACR e no ACL, as controladas Copel GeT e a Elejor protocolaram pedidos de repactuação do risco hidrológico somente no ACR das UHEs Mauá, Foz do Areia, Santa Clara e Fundão, anuídos através dos Despachos Aneel nºs 84/2016 e 43/2016, respectivamente.

De acordo com o Termo de Repactuação do Risco Hidrológico e dos regulamentos citados, as controladas adquiriram o direito de recuperar parcialmente o custo com o fator de ajuste do MRE (GSF) incorridos no período de 2015, no montante de R$ 33,55 por MW médio para a classe do produto SP100, referente ao prêmio de risco por elas contratado.

Em 31.12.2015, a Copel GeT e a Elejor reconheceram no resultado do exercício como Recuperação do Custo de Compra de Energia pela Repactuação do GSF o montante de R$ 134.620, conforme apresentado a seguir.

Usina	Garantia física (MW médio)	Montante de energia elegível (MW médio)	Prazo de amortização da despesa antecipada	Prazo de extensão de outorga (intangível)	Valor do ativo a recuperar pela repactuação do GSF	Valor da despesa antecipada à amortizar com prêmio de risco futuro	Valor do intangível à amortizar pelo período da concessão
Mauá	100,827	97,391	01.01.2016 a 30.06.2020	não aplicável	28.623	28.623	-
Foz do Areia	576,000	226,705	01.01.2016 a 31.12.2016	24.05.2023 a 17.09.2023	66.628	17.222	49.406
Santa Clara e Fundão	135,400	134,323	01.01.2016 a 22.04.2019	25.10.2036 a 28.05.2037	39.369	30.326	9.043
		458,419			**134.620**	**76.171**	**58.449**

Também em 31.12.2015, em contrapartida ao resultado, foram registrados os montantes de R$ 48.653, em Despesas Antecipadas, R$ 30.807, no Intangível, e R$ 55.160 como redutora do passivo com a CCEE.

A composição dos registros em 31.12.2016 é apresentada a seguir:

Consolidado	Saldo em 1º.01.2016	Amortização	Transferências	Saldo em 31.12.2016
Prêmio de risco - ativo circulante	23.313	(32.679)	24.825	15.459
Prêmio de risco - ativo não circulante	25.340	-	110	25.450
Intangível	30.807	(4.493)	26.872	53.186
Redutora do passivo com CCEE	55.160	(3.353)	(51.807)	-
	134.620	**(40.525)**	**-**	**94.095**
Prêmio de risco a amortizar	**76.171**			**40.909**
Extensão de prazo da outorga	**58.449**			**53.186**

15 Partes Relacionadas

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Controlador				
Estado do Paraná (15.1)	130.156	167.566	155.141	187.048
Controladas				
Copel DIS (15.2)	90.505	104.434	-	-
Copel TEL (15.3)	85.421	-	-	-
Copel REN - compartilhamento de estrutura	955	312	-	-
Copel Energia - compartilhamento de estrutura	541	135	-	-
Copel DIS - reembolso	135	-	-	-
Empreendimento controlado em conjunto				
Voltalia São Miguel do Gostoso (15.4)	28.968	25.237	28.968	25.237
	336.681	**297.684**	**184.109**	**212.285**
Circulante	**116.020**	**447**	**28.968**	**19.482**
Não circulante	**220.661**	**297.237**	**155.141**	**192.803**

15.1 Estado do Paraná

15.1.1 Crédito referente ao Programa Luz Fraterna, R$ 115.890 (R$ 153.300, em 31.12.2015)

As transferências dos direitos creditórios da conta Luz Fraterna da Copel DIS para a Copel foram suspensas a partir do segundo semestre de 2015, considerando o Decreto nº 2.789/2015, que criou a possibilidade de utilização de crédito presumido de ICMS para quitação das faturas alusivas a esse programa. Adicionalmente, a Lei Estadual nº 18.875 de 27.09.2016 autorizou o Estado do Paraná a parcelar os débitos vencidos e não pagos junto à Copel, relativos a serviços prestados até a data da publicação da referida Lei.

Está em fase final de negociação a quitação do saldo remanescente, através da utilização de crédito presumido de ICMS, conforme o Decreto nº 2789/2015. Contudo, durante as negociações, foi identificado o valor de R$ 37.410 como controverso, decorrente da forma de atualização monetária. Considerando que as negociações não se encerraram até a data de emissão dessas demonstrações financeiras, a Administração contabilizou a reversão dessa atualização.

15.1.2 Crédito referente à obras da Copa do Mundo de 2014, R$ 14.266 (R$ 14.266, em 31.12.2015)

Através da 2.119ª Reunião de Diretoria ocorrida em 28.07.2014, foi aprovada a transferência dos direitos creditórios dos custos relativos aos projetos de mobilidade para a Copa do Mundo de Futebol da Federação Internacional de Futebol - FIFA 2014 realizados pela Copel DIS e de responsabilidade do Estado do Paraná.

A Aneel, por meio do despacho n° 3.483/2015, anuiu a transação, e, assim, foi celebrado Instrumento de Cessão de Crédito transferindo os direitos da Copel DIS para a Copel.

A Lei nº 18.875 de 27.09.2016 autorizou o Estado do Paraná a parcelar os débitos vencidos e não pagos junto à Copel, relativos a serviços prestados até a data da publicação da referida Lei. Considerando esta previsão legal, a Administração está em fase de negociação para definir os termos da liquidação deste saldo.

15.1.3 Crédito referente ao Programa Morar Bem, R$ 24.984 (R$ 19.482, em 31.12.2015)

O Programa Morar Bem Paraná, instituído pelo Decreto n.º 2.845/2011, é um convênio entre o Estado do Paraná, a Companhia de Habitação do Paraná - Cohapar e a Copel DIS, cuja gestão é realizada pela Cohapar. As principais atribuições da Copel no convênio são as construções das redes de distribuição de energia elétrica e das entradas de serviços das unidades consumidoras dos conjuntos habitacionais.

A Lei nº 18.875 de 27.09.2016 autorizou o Estado do Paraná a parcelar os débitos vencidos e não pagos junto à Copel, relativos a serviços prestados até a data da publicação da referida Lei. Considerando esta previsão legal, a Administração está em fase de negociação para definir os termos da liquidação deste saldo.

15.2 Copel DIS - Financiamento repassado - STN

A Companhia repassou os empréstimos e financiamentos para suas subsidiárias integrais, quando de sua constituição em 2001. Entretanto, como os contratos de transferências para as respectivas subsidiárias não foram passíveis de formalização com as instituições financeiras, tais compromissos encontram-se igualmente registrados na Controladora.

O saldo com a Copel DIS refere-se ao financiamento STN repassado com a mesma incidência de encargos assumidos pela Companhia e apresentado como obrigações por empréstimos e financiamentos na Copel DIS (NE nº 23).

15.3 Copel TEL - Mútuo

Em 12.06.2015, foi assinado contrato de mútuo entre a Copel (mutuante) e a Copel TEL (mutuária), no limite de R$ 20.000, sendo alterado para R$ 60.000 e R$ 120.000 conforme primeiro e segundo termo aditivo assinados em 14.10.2016 e 15.12.2016, com vigência até 29.12.2017, remuneração de 111,5% do CDI e com o objetivo de proporcionar recursos para atendimento ao programa de investimento da mutuária. Do valor limite aprovado, a mutuária utilizou o valor de R$ 83.882. Em 2016, foi registrada receita financeira no valor de R$ 1.539.

15.4 Voltalia São Miguel do Gostoso Participações S.A. - Mútuo

Em 14.05.2015, foi assinado contrato de mútuo entre a Copel (mutuante) e a Voltalia São Miguel do Gostoso Participações S.A. (mutuária), com efeitos retroativos a partir de 06.02.2015, no limite de R$ 29.400 acrescido de IOF, com prazo de dois anos e remuneração de 111,5% do CDI e com o objetivo de proporcionar capital de giro para o financiamento das atividades e negócios da mutuária. Do valor limite aprovado, a mutuária utilizou R$ 23.672. Em 2016, foi registrada receita financeira no valor de R$ 3.509 (R$ 3.260, em 2015).

16 Outros Investimentos Temporários

Investimento	Quantidade de ações	Tipo	Cotação em bolsa de valores R$ por ação	31.12.2016
Companhia de Saneamento do Paraná - Sanepar (NE nº 18.4)	36.343.267	PN	10,75	390.690
Outros investimentos				17.607
				408.297

16.1 Empréstimos de ações preferenciais da Sanepar

Em decorrência da conversão das ações ordinárias de emissão da Sanepar em preferenciais (NE nº 18.4), a Copel celebrou um Contrato de Prestação de Serviços de Estabilização de Preço de Ações Preferenciais de Emissão da Companhia de Saneamento do Paraná - Sanepar, em 19.12.2016. Nesse contrato foram emprestadas 23.101.329 ações de propriedade da Copel, com prazo fixo de retorno dos títulos à Copel de 45 dias contados da data de empréstimo das ações, com possibilidade de antecipação. Em 20.01.2017 a totalidade das ações retornaram à titularidade da Copel.

A Companhia avaliou esta operação conforme práticas contábeis aplicáveis e concluiu que este ativo permanece com sua classificação contábil mantida como ativo financeiro de longo prazo, mesmo durante o período do aluguel.

17 Depósitos Judiciais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Fiscais	**153.719**	**266.692**	**433.880**	**457.449**
Trabalhistas	**213**	**330**	**149.968**	**169.194**
Cíveis				
Fornecedores	-	-	7.680	2.828
Cíveis	-	389	51.482	75.788
Servidões de passagem	-	-	6.679	7.715
Consumidores	-	-	3.197	3.628
	-	**389**	**69.038**	**89.959**
Outros	**-**	**-**	**4.717**	**3.325**
	153.932	**267.411**	**657.603**	**719.927**

18 Investimentos

18.1 Mutação dos investimentos

Controladora	Saldo em 1º.01.2016	Equivalência patrimonial	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti-zação	Dividendos e JSCP propostos	Outros	Saldo em 31.12.2016
Controladas								
Copel GeT	6.905.421	904.531	(16.002)	979.500	-	(712.988)	-	8.060.462
Copel DIS	5.603.673	(159.329)	(44.720)	498.000	-	(1.070.526)	-	4.827.098
Copel TEL	508.874	58.332	(2.250)	-	-	(118.801)	-	446.155
Copel REN	17.889	346	543	10.000	-	-	-	28.778
Copel Energia	252.074	23.731	(1.076)	2.000	-	(6.859)	-	269.870
UEG Araucária (18.2)	171.648	(28.024)	-	-	-	(23.072)	-	120.552
Compagás (18.2)	150.818	2.526	67	-	-	(600)	-	152.811
Elejor (18.2)	51.800	34.386	-	-	-	(30.396)	-	55.790
Elejor - direito de concessão	15.270	-	-	-	(754)	-	-	14.516
	13.677.467	**836.499**	**(63.438)**	**1.489.500**	**(754)**	**(1.963.242)**	**-**	**13.976.032**
Empreendimentos controlados em conjunto								
Voltalia São Miguel do Gostoso I (18.3)	72.249	4.345	-	-	-	(1.031)	-	75.563
Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	11.507	-	-	-	(367)	-	-	11.140
Paraná Gás	106	(69)	-	-	-	-	-	37
	83.862	**4.276**	**-**	**-**	**(367)**	**(1.031)**	**-**	**86.740**
Coligadas								
Sanepar (18.4)	311.679	43.120	(479)	-	-	(19.372)	(334.948)	-
Dona Francisca Energética (18.5)	32.234	7.901	-	-	-	(7.369)	-	32.766
Foz do Chopim Energética (18.5)	15.574	10.675	-	-	-	(12.282)	-	13.967
Outras	2.131	260	-	63	-	-	-	2.454
	361.618	**61.956**	**(479)**	**63**	**-**	**(39.023)**	**(334.948)**	**49.187**
Outros investimentos	**17.626**	**-**	**570**	**-**	**-**	**-**	**(18.196)**	**-**
	14.140.573	**902.731**	**(63.347)**	**1.489.563**	**(1.121)**	**(2.003.296)**	**(353.144)**	**14.111.959**

Controladora	Saldo em 1º.01.2015	Equivalência patrimonial	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti-zação	Dividendos e JSCP propostos	Transferência de ativos para a Copel GeT	Saldo em 31.12.2015
Controladas								
Copel GeT	6.484.578	1.027.413	58.541	-	-	(1.589.015)	923.904	6.905.421
Copel DIS	4.329.575	206.054	184.269	949.000	-	(65.225)	-	5.603.673
Copel TEL	417.157	54.644	25.184	39.600	-	(27.711)	-	508.874
Copel REN	(2.145)	(2.014)	1.299	20.749	-	-	-	17.889
Copel Energia	228.382	18.041	8.656	1.500	-	(4.505)	-	252.074
UEG Araucária	190.415	48.572	-	-	-	(67.339)	-	171.648
Compagás	141.793	11.765	515	-	-	(3.255)	-	150.818
Elejor	59.370	30.186	-	-	-	(37.756)	-	51.800
Elejor - direito de concessão	16.024	-	-	-	(754)	-	-	15.270
São Bento	129.021	(24.091)	-	48.644	-	-	(153.574)	-
São Bento - direito de autorização	88.837	-	-	-	(2.594)	-	(86.243)	-
Cutia	56.278	(1.256)	-	20.895	-	-	(75.917)	-
Cutia - direito de autorização	8.712	-	-	-	-	-	(8.712)	-
Nova Asa Branca I	12.337	(5.693)	-	24.400	-	(2)	(31.042)	-
Nova Asa Branca I - direito de autorização	54.979	-	-	-	(578)	-	(54.401)	-
Nova Asa Branca II	15.362	(7.900)	-	7.000	-	(2)	(14.460)	-
Nova Asa Branca II - direito de autorização	55.087	-	-	-	(200)	-	(54.887)	-
Nova Asa Branca III	15.764	(6.802)	-	53.300	-	(2)	(62.260)	-
Nova Asa Branca III - direito de autorização	53.342	-	-	-	(415)	-	(52.927)	-
Nova Eurus IV	11.693	(5.988)	-	36.550	-	(2)	(42.253)	-
Nova Eurus IV - direito de autorização	56.583	-	-	-	(518)	-	(56.065)	-
Santa Maria	62.024	(297)	-	-	-	(16)	(61.711)	-
Santa Maria - direito de autorização	29.421	-	-	-	(555)	-	(28.866)	-
Santa Helena	68.189	(1.731)	-	-	-	(39)	(66.419)	-
Santa Helena - direito de autorização	31.674	-	-	-	(562)	-	(31.112)	-
Ventos de Santo Uriel	15.034	(206)	-	13.600	-	-	(28.428)	-
Ventos de Santo Uriel - direito de autorização	14.871	-	-	-	(244)	-	(14.627)	-
	12.644.357	**1.340.697**	**278.464**	**1.215.238**	**(6.420)**	**(1.794.869)**	**-**	**13.677.467**
Empreendimentos controlados em conjunto								
Voltalia São Miguel do Gostoso I	52.421	(99)	-	20.055	-	(128)	-	72.249
Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	11.693	-	-	-	(186)	-	-	11.507
Paraná Gás	-	(8)	-	114	-	-	-	106
	64.114	**(107)**	**-**	**20.169**	**(186)**	**(128)**	**-**	**83.862**
Coligadas								
Sanepar	282.311	34.720	11.035	-	-	(16.387)	-	311.679
Dona Francisca Energética	53.908	(1.077)	-	-	-	(20.597)	-	32.234
Foz do Chopim Energética	14.907	11.996	-	-	-	(11.329)	-	15.574
Outras	2.567	(605)	-	169	-	-	-	2.131
	353.693	**45.034**	**11.035**	**169**	**-**	**(48.313)**	**-**	**361.618**
Outros investimentos	**17.631**	**-**	**(5)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**17.626**
	13.079.795	**1.385.624**	**289.494**	**1.235.576**	**(6.606)**	**(1.843.310)**	**-**	**14.140.573**

Consolidado	Saldo em 1º.01.2016	Equivalência patrimonial	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti-zação	Dividendos e JSCP propostos	Outros	Saldo em 31.12.2016
Empreendimentos controlados em conjunto (18.3)								
Dominó Holdings (a)	242.652	37.492	(375)	-	-	(123.260)	(74.983)	81.526
Voltalia São Miguel do Gostoso I	72.249	4.345	-	-	-	(1.031)	-	75.563
Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	11.507	-	-	-	(367)	-	-	11.140
Paraná Gás	106	(69)	-	-	-	-	-	37
Costa Oeste	32.631	7.372	-	-	-	(2.771)	-	37.232
Marumbi	75.914	16.188	-	3.520	-	(744)	-	94.878
Transmissora Sul Brasileira	67.563	1.806	-	-	-	-	-	69.369
Caiuá	51.271	8.143	-	-	-	643	-	60.057
Integração Maranhense	104.286	15.934	-	1.569	-	464	-	122.253
Matrinchã	697.912	41.910	-	67.345	-	(15.098)	-	792.069
Guaraciaba	298.794	11.194	-	90.564	-	(1.583)	-	398.969
Paranaíba	100.726	12.847	-	36.691	-	(3.051)	-	147.213
Mata de Santa Genebra	26.903	(2.578)	-	207.915	-	-	-	232.240
Cantareira	60.105	5.155	-	97.431	-	(836)	-	161.855
	1.842.619	**159.739**	**(375)**	**505.035**	**(367)**	**(147.267)**	**(74.983)**	**2.284.401**
Coligadas								
Sanepar (18.4)	311.679	43.120	(479)	-	-	(19.372)	(334.948)	-
Dona Francisca Energética (18.5)	32.234	7.901	-	-	-	(7.369)	-	32.766
Foz do Chopim Energética (18.5)	15.574	10.675	-	-	-	(12.282)	-	13.967
Outras	2.131	260	-	63	-	-	-	2.454
	361.618	**61.956**	**(479)**	**63**	**-**	**(39.023)**	**(334.948)**	**49.187**
Outros investimentos	**20.473**	**-**	**570**	**-**	**-**	**-**	**(19.681)**	**1.362**
	2.224.710	**221.695**	**(284)**	**505.098**	**(367)**	**(186.290)**	**(429.612)**	**2.334.950**

(a) O valor de (R$ 74.983) refere-se a redução de capital social da investida.

Consolidado	Saldo em 1º.01.2015	Equivalência patrimonial	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Dividendos e JSCP propostos	Amorti-zação	Saldo em 31.12.2015
Empreendimentos controlados em conjunto							
Dominó Holdings	225.334	24.767	8.625	-	(16.074)	-	242.652
Voltalia São Miguel do Gostoso I	52.421	(99)	-	20.055	(128)	-	72.249
Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	11.693	-	-	-	-	(186)	11.507
Paraná Gás	-	(8)	-	114	-	-	106
Costa Oeste	23.924	7.506	-	2.983	(1.782)	-	32.631
Marumbi	63.747	13.056	-	2.211	(3.100)	-	75.914
Transmissora Sul Brasileira	73.291	(6.393)	-	665	-	-	67.563
Caiuá	44.761	8.579	-	-	(2.069)	-	51.271
Integração Maranhense	91.835	14.348	-	2.352	(4.249)	-	104.286
Matrinchã	443.262	327	-	254.323	-	-	697.912
Guaraciaba	145.979	(17.136)	-	169.951	-	-	298.794
Paranaíba	68.308	3.018	-	29.400	-	-	100.726
Mata de Santa Genebra	26.151	(2.004)	-	2.756	-	-	26.903
Cantareira	15.273	1.550	-	43.650	(368)	-	60.105
	1.285.979	**47.511**	**8.625**	**528.460**	**(27.770)**	**(186)**	**1.842.619**
Coligadas							
Sanepar	282.311	34.720	11.035	-	(16.387)	-	311.679
Dona Francisca Energética	53.908	(1.077)	-	-	(20.597)	-	32.234
Foz do Chopim Energética	14.907	11.996	-	-	(11.329)	-	15.574
Outras	2.567	(605)	-	169	-	-	2.131
	353.693	**45.034**	**11.035**	**169**	**(48.313)**	**-**	**361.618**
Outros investimentos	**20.478**	**-**	**(5)**	**-**	**-**	**-**	**20.473**
	1.660.150	**92.545**	**19.655**	**528.629**	**(76.083)**	**(186)**	**2.224.710**

18.2 Controladas com participação de não controladores

18.2.1 Informações financeiras resumidas

	Compagás		Elejor		UEG Araucária	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
ATIVO	**526.477**	**481.303**	**708.688**	**743.254**	**685.438**	**1.048.507**
Ativo circulante	135.292	103.579	76.231	75.004	328.563	674.778
Ativo não circulante	391.185	377.724	632.457	668.250	356.875	373.729
PASSIVO	**526.477**	**481.303**	**708.688**	**743.254**	**685.438**	**1.048.507**
Passivo circulante	180.133	137.886	142.222	165.642	62.253	173.420
Passivo não circulante	46.716	47.696	486.765	503.612	20.422	16.847
Patrimônio líquido	299.628	295.721	79.701	74.000	602.763	858.240
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO						
Receita operacional líquida	542.822	1.390.786	263.686	237.719	57.432	1.434.180
Custos e despesas operacionais	(534.817)	(1.360.357)	(96.321)	(61.639)	(259.324)	(1.120.473)
Resultado financeiro	(1.422)	1.758	(93.717)	(108.490)	15.416	49.845
Tributos	(1.632)	(9.119)	(24.525)	(24.469)	46.358	(120.692)
Lucro (prejuízo) do exercício	**4.951**	**23.068**	**49.123**	**43.121**	**(140.118)**	**242.860**
Outros resultados abrangentes	132	1.010	-	-	-	-
Resultado abrangente total	**5.083**	**24.078**	**49.123**	**43.121**	**(140.118)**	**242.860**
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA						
Fluxo de caixa das atividades operacionais	32.714	18.357	104.136	79.239	65.203	374.702
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(25.975)	(74.430)	(1.465)	(1.309)	21.587	7.860
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(751)	(14.030)	(105.843)	(65.007)	(200.000)	(252.670)
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	**5.988**	**(70.103)**	**(3.172)**	**12.923**	**(113.210)**	**129.892**
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	29.321	99.424	41.655	28.732	132.854	2.962
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	35.309	29.321	38.483	41.655	19.644	132.854
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	**5.988**	**(70.103)**	**(3.172)**	**12.923**	**(113.210)**	**129.892**

18.2.2 Mutação do patrimônio líquido atribuível aos acionistas não controladores

Participação no capital social dos não controladores	Compagás: 49%	Elejor: 30%	UEG Araucária: 20%	Consolidado
Em 1º.01.2015	**136.233**	**25.445**	**190.413**	**352.091**
Lucro líquido do exercício	11.304	12.937	48.572	72.813
Outros resultados abrangentes	495	-	-	495
Dividendos propostos	(3.128)	(16.182)	(67.339)	(86.649)
Em 31.12.2015	**144.904**	**22.200**	**171.646**	**338.750**
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	2.425	14.736	(28.021)	(10.860)
Outros resultados abrangentes	65	-	-	65
Deliberação do dividendo adicional proposto	-	-	(23.072)	(23.072)
Distribuição de dividendos com lucros retidos	-	(9.342)	-	(9.342)
Dividendos propostos	(576)	(3.684)	-	(4.260)
Em 31.12.2016	**146.818**	**23.910**	**120.553**	**291.281**

18.3 Saldos integrais dos grupos de ativo, passivo e resultado dos principais empreendimentos controlados em conjunto

31.12.2016	Dominó (a)	Voltalia	Costa Oeste	Marumbi	Transmissora Sul Brasileira	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
ATIVO	**180.049**	**156.422**	**112.601**	**185.888**	**696.381**	**255.276**	**513.186**	**2.583.118**	**1.247.036**	**1.284.733**	**1.050.330**	**525.446**
Ativo circulante	**24.725**	**2.177**	**9.892**	**12.614**	**51.963**	**26.820**	**49.355**	**273.185**	**107.429**	**41.648**	**59.160**	**1.242**
Caixa e equivalentes de caixa	5.340	41	4.323	3.324	23.295	1.435	115	118.196	16.284	3.051	47.792	157
Outros ativos circulantes	19.385	2.136	5.569	9.290	28.668	25.385	49.240	154.989	91.145	38.597	11.368	1.085
Ativo não circulante	**155.324**	**154.245**	**102.709**	**173.274**	**644.418**	**228.456**	**463.831**	**2.309.933**	**1.139.607**	**1.243.085**	**991.170**	**524.204**
PASSIVO	**180.049**	**156.422**	**112.601**	**185.888**	**696.381**	**255.276**	**513.186**	**2.583.118**	**1.247.036**	**1.284.733**	**1.050.330**	**525.446**
Passivo circulante	**13.669**	**2.212**	**8.003**	**17.760**	**33.949**	**26.776**	**76.137**	**120.886**	**41.099**	**83.078**	**523.351**	**140.759**
Passivos financeiros	-	-	3.110	5.190	25.153	7.387	13.188	52.625	9.928	45.939	489.017	65.697
Outros passivos circulantes	13.669	2.212	4.893	12.570	8.796	19.389	62.949	68.261	31.171	37.139	34.334	75.062
Passivo não circulante	**-**	**-**	**31.594**	**49.531**	**315.589**	**105.934**	**187.554**	**845.764**	**391.712**	**600.784**	**63.427**	**54.373**
Passivos financeiros	-	-	27.426	43.171	308.859	70.633	115.732	747.709	378.528	561.700	-	-
Outros passivos não circulantes	-	-	4.168	6.360	6.730	35.301	71.822	98.055	13.184	39.084	63.427	54.373
Patrimônio líquido	**166.380**	**154.210**	**73.004**	**118.597**	**346.843**	**122.566**	**249.495**	**1.616.468**	**814.225**	**600.871**	**463.552**	**330.314**
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO												
Receita operacional líquida	-	-	20.433	37.559	56.553	38.148	64.428	433.833	310.380	322.855	570.237	337.614
Custos e despesas operacionais	(969)	(122)	(3.341)	(11.906)	(12.042)	(4.008)	(2.851)	(237.779)	(204.412)	(185.789)	(497.852)	(321.966)
Resultado financeiro	(24.062)	5	(1.213)	(3.596)	(32.674)	(6.432)	(10.934)	(66.462)	(73.693)	(58.703)	(80.255)	225
Equivalência patrimonial	101.543	8.987	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Provisão para IR e CSLL		-	(1.426)	(1.822)	(2.810)	(11.355)	(18.125)	(44.061)	(9.429)	(25.924)	2.724	(5.354)
Lucro (prejuízo) do exercício	**76.512**	**8.870**	**14.453**	**20.235**	**9.027**	**16.353**	**32.518**	**85.531**	**22.846**	**52.439**	**(5.146)**	**10.519**
Outros resultados abrangentes	(9.669)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente total	**66.843**	**8.870**	**14.453**	**20.235**	**9.027**	**16.353**	**32.518**	**85.531**	**22.846**	**52.439**	**(5.146)**	**10.519**
Participação no empreendimento - %	49,0	49,0	51,0	80,0	20,0	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento	81.526	75.563	37.232	94.878	69.369	60.057	122.253	792.069	398.969	147.213	232.240	161.855

(a) Saldos ajustados às práticas contábeis da Copel.

31.12.2015	Dominó (a)	Voltalia	Costa Oeste	Marumbi	Transmissora Sul Brasileira	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
ATIVO	**516.611**	**147.700**	**106.485**	**164.324**	**706.250**	**237.263**	**473.129**	**2.240.755**	**1.080.290**	**1.043.392**	**612.267**	**143.693**
Ativo circulante	**19.250**	**1.138**	**11.088**	**9.487**	**57.022**	**21.460**	**39.560**	**68.224**	**109.297**	**55.894**	**220.806**	**5.779**
Caixa e equivalentes de caixa	2.852	697	5.900	1.914	27.977	100	183	55.677	106.129	51.594	214.326	5.590
Outros ativos circulantes	16.398	441	5.188	7.573	29.045	21.360	39.377	12.547	3.168	4.300	6.480	189
Ativo não circulante	**497.361**	**146.562**	**95.397**	**154.837**	**649.228**	**215.803**	**433.569**	**2.172.531**	**970.993**	**987.498**	**391.461**	**137.914**
PASSIVO	**516.611**	**147.700**	**106.485**	**164.324**	**706.250**	**237.263**	**473.129**	**2.240.755**	**1.080.290**	**1.043.392**	**612.267**	**143.693**
Passivo circulante	**21.401**	**254**	**8.998**	**16.738**	**46.853**	**28.848**	**74.720**	**103.564**	**425.866**	**599.927**	**552.028**	**6.731**
Passivos financeiros	-	-	3.067	5.147	21.530	7.329	13.076	47.642	401.726	548.011	489.732	-
Outros passivos circulantes	21.401	254	5.931	11.591	25.323	21.519	61.644	55.922	24.140	51.916	62.296	6.731
Passivo não circulante	**-**	**-**	**33.503**	**52.692**	**321.582**	**103.778**	**190.379**	**807.637**	**44.633**	**32.339**	**6.541**	**14.298**
Passivos financeiros	-	-	29.990	47.532	316.266	76.846	126.749	611.101	-	-	-	-
Afac	-	-	-	-	-	-	4.800	94.756	-	-	-	-
Outros passivos não circulantes	-	-	3.513	5.160	5.316	26.932	58.830	101.780	44.633	32.339	6.541	14.298
Patrimônio líquido	**495.210**	**147.446**	**63.984**	**94.894**	**337.815**	**104.637**	**208.030**	**1.329.554**	**609.791**	**411.126**	**53.698**	**122.664**
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO												
Receita operacional líquida	-	-	20.634	47.663	73.863	33.802	107.415	678.806	219.820	611.495	320.948	90.201
Custos e despesas operacionais	(955)	(80)	(2.855)	(26.633)	(71.297)	(2.061)	(54.487)	(568.599)	(160.723)	(537.924)	(308.580)	(86.165)
Resultado financeiro	(22.942)	-	(1.911)	(2.632)	(31.088)	(5.898)	(9.746)	(43.245)	(70.625)	(51.613)	(18.807)	649
Equivalência patrimonial	74.444	(124)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Provisão para IR e CSLL	-	-	(1.148)	(2.077)	(3.442)	(8.332)	(13.901)	(22.767)	3.872	(7.467)	2.438	(1.521)
Lucro (prejuízo) do exercício	**50.547**	**(204)**	**14.720**	**16.321**	**(31.964)**	**17.511**	**29.281**	**44.195**	**(7.656)**	**14.491**	**(4.001)**	**3.164**
Outros resultados abrangentes	17.601	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente total	**68.148**	**(204)**	**14.720**	**16.321**	**(31.964)**	**17.511**	**29.281**	**44.195**	**(7.656)**	**14.491**	**(4.001)**	**3.164**
Participação no empreendimento - %	49,0	49,0	51,0	80,0	20,0	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento	242.652	72.249	32.631	75.914	67.563	51.271	104.286	697.912	298.794	100.726	26.903	60.105

(a) Saldos ajustados às práticas contábeis da Copel.

A participação da Copel nos compromissos assumidos dos seus empreendimentos controlados em conjunto equivale a R$ 503.546 e nos passivos contingentes equivale a R$ 834.

18.4 Companhia de Saneamento do Paraná - Sanepar

A Dominó Holdings, controlada em conjunto da Copel Comercialização, solicitou à Sanepar a conversão de 41.000.000 de ações ordinárias, de emissão da Sanepar e de propriedade da Dominó Holdings, em igual número de ações preferenciais.

Em 24.11.2016, foi efetivada a referida conversão de ações e a Dominó Holdings, que detinha 24,6747%, passou a deter 9,6702% das ações ordinárias de emissão da Sanepar. Em decorrência desse evento, o Acordo de Acionistas, celebrado entre o Estado do Paraná e a Dominó Holdings, foi automaticamente extinto, retirando da Dominó Holdings a influência significativa sobre seu investimento na Sanepar, que deixou de ser classificado como coligada e passou a ser considerado um ativo financeiro disponível para venda.

A Copel detinha 7,6252% de participação direta na Sanepar, mas possuía influência significativa nessa investida por intermédio da Dominó Holdings, pela existência do Acordo de Acionistas. Com a extinção desse acordo, a Copel também deixou de classificar seu investimento na Sanepar como coligada e passou a classificá-lo como ativo financeiro disponível para venda, no subgrupo Ativo Realizável a Longo Prazo, na conta Outros Investimentos Temporários. Dessa forma, o seu reconhecimento não mais é registrado pelo método de equivalência patrimonial e sim pelo valor justo.

Em decorrência da alteração do método de avaliação do investimento da Copel na Sanepar, de equivalência patrimonial para valor justo, foi reconhecida no resultado do exercício um ganho de R$ 52.107 (NE nº 33.6). O saldo de R$ 11.189 reconhecido em Outros Resultados Abrangentes, no Patrimônio Líquido da Copel, referente a esse investimento, foi reclassificado para Reserva de Retenção de Lucros. O reconhecimento inicial como ativo financeiro totalizou R$ 387.055.

18.5 Saldos integrais dos grupos de ativo, passivo e resultado das principais coligadas

	Dona Francisca		Foz do Chopim	
	31.12.2016	**31.12.2015**	**31.12.2016**	**31.12.2015**
ATIVO	**151.563**	**156.042**	**48.937**	**50.361**
Ativo circulante	19.311	19.483	11.043	12.391
Ativo não circulante	132.252	136.559	37.894	37.970
PASSIVO	**151.563**	**156.042**	**48.937**	**50.361**
Passivo circulante	5.306	14.929	2.336	1.933
Passivo não circulante	3.982	1.149	7.553	4.890
Patrimônio líquido	142.275	139.964	39.048	43.538
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO				
Receita operacional líquida	70.208	67.080	40.762	47.556
Custos e despesas operacionais	(34.074)	(64.543)	(10.130)	(12.684)
Resultado financeiro	1.453	4.518	795	253
Provisão para IR e CSLL	(3.275)	(11.732)	(1.580)	(1.588)
Lucro líquido do exercício	**34.312**	**(4.677)**	**29.847**	**33.537**
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-
Resultado abrangente total	**34.312**	**(4.677)**	**29.847**	**33.537**
Participação na coligada - %	23,0303	23,0303	35,77	35,77
Valor contábil do investimento	32.766	32.234	13.967	15.574

A participação da Copel nos passivos contingentes das suas coligadas equivale a R$ 55.565.

19 Imobilizado

A Companhia e suas controladas registram no ativo imobilizado os bens utilizados nas instalações administrativas e comerciais, para geração de energia elétrica e para os serviços de telecomunicações. Ressalta-se que os investimentos em transmissão e distribuição de energia elétrica e distribuição de gás canalizado são registrados no ativo financeiro e/ou no ativo intangível conforme CPC 04, ICPC 01 e OCPC 05 (NE n°s 4.3.9 e 4.6).

Na adoção inicial das IFRS os ativos imobilizados foram avaliados ao valor justo com reconhecimento de seu custo atribuído.

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019/1957 e artigo 19 do Decreto n° 2.003/1996, os quais regulamentam os serviços públicos de energia elétrica e sua produção por produtor independente, é determinado que, os bens e instalações utilizados principalmente na geração de energia elétrica são vinculados ao serviço concedido, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução Normativa Aneel nº 691/2015, todavia, disciplinou a desvinculação de bens das concessões do serviço público de energia elétrica e de produtor independente, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

19.1 Imobilizado por classe de ativos

Consolidado	Custo	Depreciação acumulada	31.12.2016	Custo	Depreciação acumulada	31.12.2015
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	6.595.895	(3.912.383)	2.683.512	6.602.340	(3.772.049)	2.830.291
Máquinas e equipamentos	5.309.674	(2.645.702)	2.663.972	5.415.726	(2.560.616)	2.855.110
Edificações	1.498.841	(954.470)	544.371	1.499.892	(918.338)	581.554
Terrenos	277.112	(12.351)	264.761	277.038	(9.416)	267.622
Veículos e aeronaves	60.914	(45.243)	15.671	63.012	(42.805)	20.207
Móveis e utensílios	16.771	(10.989)	5.782	16.420	(10.185)	6.235
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (19.9)	(77.318)	-	(77.318)	(15.096)	-	(15.096)
(-) Obrigações especiais	(56)	10	(46)	(16)	2	(14)
	13.681.833	**(7.581.128)**	**6.100.705**	**13.859.316**	**(7.313.407)**	**6.545.909**
Em curso						
Custo	3.969.703	-	3.969.703	2.851.078	-	2.851.078
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (19.9)	(1.136.105)	-	(1.136.105)	(704.305)	-	(704.305)
	2.833.598	**-**	**2.833.598**	**2.146.773**	**-**	**2.146.773**
	16.515.431	**(7.581.128)**	**8.934.303**	**16.006.089**	**(7.313.407)**	**8.692.682**

19.2 Mutação do imobilizado

Consolidado	Saldo em 1º.01.2016	Adições	Depreciação	Baixas	Capitalizações/ Transferências	Saldo em 31.12.2016
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	2.830.290	-	(142.986)	(555)	(3.237)	2.683.512
Máquinas e equipamentos	2.855.110	-	(185.254)	(11.143)	5.259	2.663.972
Edificações	581.554	-	(37.246)	(1.971)	2.034	544.371
Terrenos	267.623	-	(2.935)	(7)	80	264.761
Veículos e aeronaves	20.205	-	(4.861)	(142)	469	15.671
Móveis e utensílios	6.236	-	(835)	(4)	385	5.782
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável	(15.095)	(62.223)	-	-	-	(77.318)
(-) Obrigações especiais	(14)	-	8	-	(40)	(46)
	6.545.909	**(62.223)**	**(374.109)**	**(13.822)**	**4.950**	**6.100.705**
Em curso						
Custo	2.851.078	1.301.856	-	(13.580)	(169.651)	3.969.703
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável	(704.305)	(431.800)	-	-	-	(1.136.105)
	2.146.773	**870.056**	**-**	**(13.580)**	**(169.651)**	**2.833.598**
	8.692.682	**807.833**	**(374.109)**	**(27.402)**	**(164.701)**	**8.934.303**

Consolidado	Saldo em 1º.01.2015	Adições/ Reversão de provisões	Depreciação	Baixas	Capitalizações/ Transferências	Transferência (a)	Saldo em 31.12.2015
Em serviço							
Reservatórios, barragens, adutoras	2.977.380	-	(145.410)	-	1.672	(3.352)	2.830.290
Máquinas e equipamentos	2.536.086	68	(197.115)	(22.688)	611.799	(73.040)	2.855.110
Edificações	490.405	-	(34.043)	(50)	128.952	(3.710)	581.554
Terrenos	272.406	-	(4.202)	-	377	(958)	267.623
Veículos	22.502	-	(7.079)	(101)	4.917	(34)	20.205
Móveis e utensílios	6.839	-	(883)	(300)	677	(97)	6.236
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável	(46.571)	9.624	-	-	-	21.852	(15.095)
(-) Obrigações especiais	(14)	-	-	-	-	-	(14)
	6.259.033	**9.692**	**(388.732)**	**(23.139)**	**748.394**	**(59.339)**	**6.545.909**
Em curso							
Custo	2.805.865	816.030	-	(18.576)	(752.241)	-	2.851.078
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável	(760.710)	56.405	-	-	-	-	(704.305)
	2.045.155	**872.435**	**-**	**(18.576)**	**(752.241)**	**-**	**2.146.773**
	8.304.188	**882.127**	**(388.732)**	**(41.715)**	**(3.847)**	**(59.339)**	**8.692.682**

(a) Transferências para o contas a receber vinculado a indenização da concessão.

19.3 Efeitos no imobilizado do vencimento e da prorrogação das concessões de geração de energia elétrica e do regime de cotas

Desde 12.09.2012, com a edição da MP 579, convertida na Lei nº 12.783/2013, as concessões de geração de energia hidrelétrica e termelétrica poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 e 20 anos, respectivamente.

A prorrogação das concessões de geração de energia hidrelétrica está vinculada à aceitação de determinadas condições estabelecidas pelo Poder Concedente, tais como: (i) alteração da remuneração de preço para tarifa calculada pela Aneel para cada usina; (ii) alocação de cotas de garantia física de energia e de potência da usina às concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição; (iii) submissão aos padrões de qualidade dos serviços fixados pela Aneel; e (iv) concordância com os valores estabelecidos como indenização dos ativos vinculados à concessão.

Com o vencimento das concessões da UHE Rio dos Patos, UHE GPS e UHE Mourão, os investimentos passíveis de indenização, foram transferidos contabilmente para a conta "Contas a receber vinculadas à indenização da concessão", tendo em vista seu direito à indenização (NE nº 11).

Ainda em relação ao atual regramento regulatório, a concessionária tem um prazo de antecedência para solicitar a prorrogação da concessão de até 60 meses da data final do contrato ou ato de outorga para usinas de geração de energia hidrelétrica e de 24 meses para as termelétricas.

O atual arcabouço regulatório também define que, se a concessionária optar pela prorrogação da concessão, o Poder Concedente poderá antecipar os efeitos da prorrogação em até 60 meses do advento do termo contratual ou do ato de outorga, inclusive, definindo a tarifa inicial.

No caso de não antecipação da prorrogação, o Poder Concedente licitará as concessões na modalidade leilão ou concorrência, por até 30 anos, considerando no julgamento da licitação o menor valor de tarifa e a maior oferta de pagamento da bonificação pela outorga.

Importante destacar que, tanto nos casos de prorrogação antecipada como licitação ao termo da concessão, a Administração entende ter o direito contratual assegurado em receber à indenização dos bens vinculados ao serviço público das concessões, admitindo, para cálculo de recuperação, o valor novo de reposição - VNR, que considerará a depreciação e a amortização acumuladas a partir da data de entrada em operação da instalação.

19.4 Taxas médias de depreciação

Taxas médias de depreciação (%)	31.12.2016	31.12.2015
Geração		
Equipamento geral	6,31	6,32
Máquinas e equipamentos	2,29	3,10
Geradores	3,04	3,07
Reservatórios, barragens e adutoras	2,13	2,13
Turbina hidráulica	2,57	2,59
Turbinas a gás e a vapor	2,30	2,30
Resfriamento e tratamento de água	3,99	3,67
Condicionador de gás	3,66	4,74
Unidade de geração eólica	3,85	4,40
Administração central		
Edificações	3,33	3,33
Máquinas e equipamentos de escritório	6,25	6,25
Móveis e utensílios	6,25	6,32
Veículos	14,29	14,29
Telecomunicações		
Equipamentos de transmissão	6,90	7,25
Equipamentos terminais	13,41	13,30
Infraestrutura	7,43	7,44

Depreciação de ativos que integram o Projeto Original das Usinas de Mauá, Colíder, Cavernoso II, Santa Clara e Fundão

Os ativos do projeto original das usinas de Mauá, Colíder e Cavernoso II, da Copel GeT, e das usinas Santa Clara e Fundão, da Elejor, são considerados pelo Poder Concedente, sem total garantia de indenização do valor residual ao final do prazo da concessão destes empreendimentos. Esta interpretação está fundamentada na Lei das Concessões nº 8.987/1995 e no Decreto nº 2.003/1996 que regulamenta a produção de energia elétrica por produtor independente.

Dessa forma, a partir da entrada em operação desses ativos, a depreciação é realizada com as taxas determinadas pela Aneel, limitadas ao prazo de concessão.

Conforme previsto nos contratos de concessão, os investimentos posteriores e não previstos no projeto original, desde que aprovados pelo Poder Concedente e ainda não amortizados, serão indenizados ao final do prazo das concessões, e depreciados com as taxas estabelecidas pela Aneel a partir da entrada em operação.

19.5 Custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados

Os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados no imobilizado durante o ano de 2016 totalizaram R$ 7.142, à taxa média de 0,26% a.a.(R$ 28.948, à taxa média de 6,43% a.a., em 2015).

19.6 UHE Colíder

Em 30.07.2010, por meio do Leilão de Energia Nova nº 003/2010 Aneel, a Copel GeT conquistou a concessão para exploração da UHE Colíder, com prazo de 35 anos, a partir de 17.01.2011, data da assinatura do Contrato de Concessão nº 001/11-MME-UHE Colíder.

O empreendimento está inserido no Programa de Aceleração do Crescimento - PAC, do Governo Federal, e será constituído por uma casa de força principal de 300 MW de potência instalada, suficientes para atender cerca de 1 milhão de habitantes, a partir do aproveitamento energético inventariado no rio Teles Pires, na divisa dos municípios de Nova Canaã do Norte e Itaúba, na região Norte do Estado de Mato Grosso.

O BNDES aprovou o enquadramento do projeto da UHE Colíder para análise da viabilidade de apoio financeiro e o contrato de financiamento, no montante total de R$ 1.041.155 (NE nº 23). Os montantes liberados até 31.12.2016 totalizam R$ 907.608.

Devido a eventos de caso fortuito ou de força maior e atos do poder público, tais como dificuldades relacionadas ao licenciamento ambiental, atraso de fornecedores no cumprimento do cronograma de entrega de equipamentos, dos serviços de montagem eletromecânica e da construção da linha de transmissão associada à usina, o empreendimento sofreu impactos no seu cronograma, de modo que a geração comercial da usina foi revisada, sendo que a primeira unidade geradora está prevista para dezembro de 2017, enquanto que a terceira e última unidade geradora está prevista para entrar em operação em abril de 2018. Em decorrência desses eventos, consta registrado para este empreendimento um saldo de perdas estimadas por redução ao valor recuperável do ativo, no montante de R$ 490.701 em 31.12.2016 e de R$ 642.551 em 31.12.2015, conforme descrito na NE n° 19.9.

A energia da UHE Colíder foi comercializada em leilão da Aneel, à tarifa final de R$ 103,40/MWh, na data base de 1º.07.2010, atualizada pela variação do IPCA para R$ 158,74 em 31.12.2016. Foram negociados 125 MW médios, com fornecimento a partir de janeiro de 2015, por 30 anos. A Copel GeT protocolou junto à Aneel um pedido de excludente de responsabilidade para que a obrigatoriedade do fornecimento da energia vendida seja postergado. Em primeiro julgamento o pedido não foi aceito, no entanto, exercendo seu direito ao contraditório, a Companhia solicitou tempestivamente reconsideração da decisão, a qual também foi negado em 14.03.2017. A Companhia encaminhará a questão ao Poder Judiciário com a convicção de que a decisão da Agência será revertida.

A Companhia vem cumprindo seus compromissos de suprimento de energia da seguinte forma:

- de janeiro de 2015 a setembro de 2016: com sobras de energia descontratada em suas demais usinas;
- de outubro de 2016 a dezembro de 2017: redução da totalidade dos contratos de suprimento em virtude da oferta ocorrida ao Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD de Energia Nova.

Em 21.12.2016, a garantia física do empreendimento foi revisada pela Portaria MME Nº 258, passando de 179,6 MW médios para 177,9 MW médios, após sua completa motorização.

Em 31.12.2016, os gastos realizados neste empreendimento apresentavam o saldo de R$ 2.053.700.

Os compromissos totais assumidos com fornecedores de equipamentos e serviços, referentes à UHE Colíder, montam em R$ 65.061, em 31.12.2016.

19.7 Operações em conjunto - consórcios

Os valores registrados no imobilizado referentes às participações da Copel GeT em consórcios estão demonstrados a seguir:

Empreendimento	Participação % Copel GeT	Taxa média anual de depreciação %	31.12.2016	31.12.2015
Em serviço				
UHE Mauá (Consórcio Energético Cruzeiro do Sul)	51,0		859.917	859.917
(-) Depreciação Acumulada		3,43	(117.625)	(88.165)
			742.292	**771.752**
Em curso				
UHE Baixo Iguaçu (19.7.1)	30,0		390.420	270.097
Consórcio Tapajós (19.7.2)	13,8		-	14.359
			390.420	**284.456**
			1.132.712	**1.056.208**

19.7.1 Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu - Cebi

O consórcio tem o objetivo de construir e explorar o empreendimento denominado Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu, com potência instalada mínima de 350,20 MW, localizado no Rio Iguaçu, entre os Municípios de Capanema e de Capitão Leônidas Marques, e entre a UHE Governador José Richa e o Parque Nacional do Iguaçu, no Estado do Paraná.

O início da geração comercial da unidade 1 está atualmente previsto para 27.11.2018, e das unidades 2 e 3, para dezembro de 2018 e janeiro de 2019, respectivamente. O cronograma original sofreu alterações em função da suspensão da Licença de Instalação, conforme a decisão do Tribunal Regional Federal da 4ª Região (TRF-RS), ocorrida em 16.06.2014, e que paralisou as obras a partir julho desse mesmo ano. Em março de 2015, foi publicada decisão autorizando a retomada das obras. No entanto, o Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade - ICMBio impôs condicionantes adicionais ao licenciamento ambiental que impediam a retomada imediata da obra. O Cebi encaminhou ao Instituto Ambiental do Paraná - IAP todas as informações necessárias para o atendimento de tais condicionantes e, em agosto de 2015, a licença foi emitida. Com a licença do IAP, e após ajustes técnicos e contratuais necessários em função do longo tempo de paralisação, as obras foram retomadas a partir de 1º.02.2016.

Em 23.08.2016, foi assinado o 2º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, que teve por objetivo formalizar a redefinição do cronograma da obra, reconhecendo a favor do Cebi excludente de responsabilidade pelo atraso na implantação do empreendimento de um período correspondente a 756 dias, o qual foi considerado como extensão do prazo de concessão, que originariamente era até 19.08.2047 e passou a ser 14.09.2049.

Em 18.01.2017, a garantia física do empreendimento foi revisada pela Portaria MME nº 11, passando de 172,8 MW médios para 171,3 MW médios, após sua completa motorização.

Os compromissos totais assumidos com fornecedores de equipamentos e serviços, referentes ao consórcio, montam em R$ 193.085, em 31.12.2016.

19.7.2 Consórcio Tapajós

Em 10.08.2016, a Administração deliberou pela saída da Copel GeT do consórcio com outras oito empresas para desenvolver estudos nos rios Tapajós e Jamanxim, na Região Norte do Brasil, compreendendo estudos de viabilidade e ambientais de cinco aproveitamentos hidrelétricos, totalizando 10.682 MW de capacidade instalada.

Em decorrência de restrições legais e ambientais e de que há incerteza da data do leilão, a Companhia provisionou, em 30.09.2016, perda por redução ao valor recuperável do ativo na totalidade dos valores investidos, incluída na demonstração do resultado, em outras despesas operacionais, na rubrica Provisões e reversões (NE n° 33.4).

19.8 Construção do empreendimento eólico Cutia

Está em fase de construção o maior empreendimento eólico da Copel denominado Cutia, o qual está dividido em dois grandes complexos:

- Complexo Cutia: composto por sete parques eólicos (Guajiru, Jangada, Potiguar, Cutia, Maria Helena, Esperança do Nordeste e Paraíso dos Ventos do Nordeste) com 180,6 MW de capacidade total instalada, 71,4 MW médios de garantia física e todos localizados no Rio Grande do Norte. A energia que será gerada pelos parques foi comercializada no 6º Leilão de Reserva que ocorreu em 31.10.2014,

ao preço médio histórico de R$ 144,00/MWh, e a previsão inicial para entrada em operação comercial desses parques é setembro de 2017; e

- Complexo Bento Miguel: Composto por seis parques eólicos (São Bento do Norte I, São Bento do Norte II, São Bento do Norte III, São Miguel I, São Miguel II e São Miguel III) com 132,3 MW de capacidade total instalada, 54,8 MW médios de garantia física e também todos localizados no Rio Grande do Norte. A energia que será gerada pelos parques eólicos foi comercializada no 20º Leilão de Energia Nova que ocorreu em 28.11.2014, ao preço médio histórico de R$ 136,97/MWh, e a previsão inicial para entrada em operação comercial desses parques é janeiro de 2019.

Destaca-se a seguir os marcos relevantes da execução das obras desde janeiro de 2016 até janeiro de 2017. Em janeiro de 2016, foram obtidas as licenças ambientais, iniciadas as execuções de vias de acesso, bases e plataforma de montagem do conjunto gerador. Em abril de 2016, iniciou-se a construção da Subestação Cutia, com potência instalada de três transformadores de 120 MVA e 26 circuitos de 34,kV, sendo dois circuitos para cada parque eólico. Em outubro de 2016, com o estágio avançado dos serviços civis em alguns parques, começaram a ser entregues os primeiros conjuntos geradores, bem como entrou em operação o Centro Produtivo de Torres, estrutura na qual serão confeccionados elementos pré-moldados que constituirão as torres de sustentação dos aerogeradores. Em janeiro de 2017, iniciou-se o processo de montagem das torres dos aerogeradores e os prazos planejados estão dentro do previsto.

Em 31.12.2016, os compromissos totais assumidos com fornecedores de equipamentos e serviços das usinas eólicas em construção montavam em R$ 2.211.450. O valor refere-se, principalmente, ao fornecimento de aerogeradores.

19.9 Redução ao valor recuperável de ativos do segmento de geração - *Impairment*

As principais premissas que sustentam as conclusões dos testes de recuperação do imobilizado são as seguintes:

- menor nível de unidade geradora de caixa: concessões e autorizações de geração, analisadas individualmente;
- apuração do valor em uso: baseada em fluxos de caixa futuros, derivados do uso contínuo do ativo até o fim de sua vida útil, em moeda constante, trazidos a valor presente por taxa de desconto real; e
- apuração do valor justo: utilizado uma abordagem de mercado considerando o Método de Múltiplos de Empresas Comparáveis - MEC.

Os respectivos fluxos de caixa são estimados com base nos resultados operacionais realizados, no orçamento empresarial anual da Companhia, aprovado em reunião ordinária do Conselho de Administração, com consequente orçamento plurianual, e tendências futuras do setor elétrico.

No que tange ao horizonte de análise, leva-se em consideração a data de vencimento de cada concessão e autorização.

Com relação ao crescimento de mercado, as projeções estão compatíveis com os dados históricos e perspectivas de crescimento da economia brasileira.

Os respectivos fluxos são descontados por taxas médias que variam entre 5,7% (pós impostos) e 12,13% (antes dos impostos), obtidas por meio de metodologia usualmente aplicada pelo mercado, referenciada pelo Órgão Regulador e aprovada pela Administração.

A Companhia classificou no nível 3 a determinação do valor recuperável quando apurado por seu valor justo, conforme a técnica apresentada nos parágrafos anteriores.

A Administração entende ter direito contratual assegurado, no que diz respeito à indenização dos bens vinculados ao final das concessões de serviço público, admitindo, para fins de cálculo de recuperação a valorização dessa indenização por seu valor novo de reposição (VNR). Assim, a premissa de valorização do ativo residual ao final das concessões ficou estabelecida nos valores registrados contabilmente.

Nos exercícios de 2015 e 2016, a Companhia efetuou a revisão do valor recuperável. Como resultado dessas análises, o saldo das perdas estimadas para redução ao valor recuperável sofreu as seguintes movimentações no período:

Consolidado	Imobilizado		
	Em serviço	Em curso	Total
Em 1º.01.2015	**(46.571)**	**(760.710)**	**(807.281)**
Perdas estimadas para redução ao valor recuperável	(253)	-	(253)
Reversão de perdas estimadas para redução ao valor recuperável	9.877	56.405	66.282
Transferência para o contas a receber vinculadas a indenização da concessão (NE nº 11)	21.852	-	21.852
Em 31.12.2015	**(15.095)**	**(704.305)**	**(719.400)**
Perdas estimadas para redução ao valor recuperável	(71.551)	(478.861)	(550.412)
Reversão de perdas estimadas para redução ao valor recuperável	9.328	47.061	56.389
Em 31.12.2016	**(77.318)**	**(1.136.105)**	**(1.213.423)**

Os principais saldos de perdas estimadas para redução ao valor recuperável e seus respectivos impactos no resultado do exercício são:

- R$ 595.489 referem-se ao ativo da UHE Colíder, em construção, localizado no Estado do Mato Grosso. O cálculo do valor em uso considerou: premissas e orçamentos da companhia e taxa de desconto pós impostos em moeda constante de 5,70% a.a. (5,11% a.a. pós impostos em 2015), que deriva da metodologia do *WACC* para o segmento de geração de energia elétrica. Essa perda foi reconhecida, principalmente, em função de: (i) aumento da taxa de desconto; (ii) atrasos na execução, decorrente de eventos de caso fortuito ou de força maior e atos do poder público, tais como dificuldades relacionadas ao licenciamento ambiental, atraso de fornecedores no cumprimento do cronograma de entrega de equipamentos, dos serviços de montagem eletromecânica e da construção da linha de transmissão associada à usina. O efeito no resultado em 31.12.2016 foi uma reversão de perdas estimadas de R$ 47.062.
- R$ 314.464 referem-se a ativos de geração eólica em construção no Estado do Rio Grande do Norte. O cálculo do valor em uso considerou: premissas e orçamentos da companhia e taxa de desconto antes dos impostos em moeda constante de 8,06% (7,74% em 2015), que deriva da metodologia do *WACC* para o segmento de geração de energia elétrica, ajustada para a condição específica de tributação daqueles empreendimentos. Essa perda foi reconhecida, principalmente, em função de: (i) aumento da

taxa de desconto; e (ii) aumento do investimento originalmente previsto, com efeito no resultado neste exercício.

- R$ 108.238 referem-se à ativos de geração térmica localizada no Estado do Paraná. Para a Usina Termoelétrica de Araucária - UEGA, que opera na modalidade *Merchant*, o cálculo do valor em uso considerou: premissas e orçamentos da companhia, taxa de desconto antes dos impostos em moeda constante de 12,13% (7,74% em 2015), que deriva da metodologia do *WACC* para o segmento de geração de energia elétrica, acrescida de risco adicional associado a variação da receita. Para a Usina de Figueira, o cálculo do valor em uso considerou o horizonte do fluxo associado ao prazo de vigência do subsídio do carvão mineral, e taxa de desconto antes dos impostos em moeda constante de 8,63% (7,74% em 2015), a qual deriva da metodologia do *WACC* para o segmento de geração de energia elétrica. Essas perdas foram reconhecidas, principalmente, em função de: (i) aumento da taxa de desconto; e (ii) projeções da Companhia quanto à expectativa de despacho, no caso da UEGA e quanto ao volume de investimentos futuros, no caso de Figueira, com efeito neste exercício.
- R$ 195.232 referem-se aos demais ativos de geração hidráulica no Estado do Paraná. O cálculo do valor em uso considerou: premissas e orçamentos da companhia e taxa de desconto antes dos impostos em moeda constante de 8,63% (7,74% em 2015), que deriva da metodologia do *WACC* para o segmento de geração de energia elétrica. Essa perda foi reconhecida, principalmente, em virtude de atrasos previstos para entrada em operação comercial, aumento de investimentos previstos e aumento da taxa de desconto observada no período. O efeito no resultado em 31.12.2016 foi complemento de perdas estimadas de R$ 118.383.

Os efeitos no resultado do período foram incluídos na rubrica de custos operacionais, perdas estimadas, provisões e reversões (NE n° 33.4).

20 Intangível

20.1 Mutação do intangível

Consolidado	Contrato de concessão (a)				Direito de	Outros (b)		
	em		Obrigações especiais		concessão e	em	em	
Saldos	serviço	em curso	em serviço	em curso	autorização (a)	serviço	curso	Total
Em 1º.01.2015	**497.289**	**1.435.463**	**(24.337)**	**(199.650)**	**423.722**	**24.753**	**16.916**	**2.174.156**
Aquisições	-	958.280	-	-	-	-	10.522	968.802
Participação financeira do consumidor	-	-	-	(243.054)	-	-	-	(243.054)
Outorga Aneel - uso do bem público	-	334	-	-	-	-	-	334
Repactuação do risco hidrológico - GSF	30.807	-	-	-	-	-	-	30.807
Provisão para litígios adicionada ao custo das obras	-	10.609	-	-	-	-	-	10.609
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão - prorrogação da concessão de distribuição (NE nº 10.1)	6.635.901	-	(2.579.546)	-	-	-	-	4.056.355
Transferências do imobilizado	-	-	-	-	-	-	2.039	2.039
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão	-	(618.470)	-	95.689	-	-	-	(522.781)
Capitalizações para intangível em serviço	865.998	(865.998)	(306.252)	306.252	-	9.137	(9.137)	-
Quotas de amortização - concessão e autorização	(350.467)	-	76.467	-	(7.450)	(8.923)	-	(290.373)
Quotas de amortização - créditos de Pis/Pasep e Cofins	(15.026)	-	3.205	-	-	29	-	(11.792)
Baixas	(5.979)	(22.454)	(532)	-	-	(597)	(464)	(30.026)
Em 31.12.2015	**7.658.523**	**897.764**	**(2.830.995)**	**(40.763)**	**416.272**	**24.399**	**19.876**	**6.145.076**
Aquisições	-	918.516	-	-	-	-	10.211	928.727
Participação financeira do consumidor	-	-	-	(122.809)	-	-	-	(122.809)
Outorga Aneel - uso do bem público	-	742	-	-	-	-	-	742
Repactuação do risco hidrológico - GSF	26.872	-	-	-	-	-	-	26.872
Provisão para litígios adicionada ao custo das obras	-	3.430	-	-	-	-	-	3.430
Transferências do imobilizado	-	-	-	-	-	25	341	366
Transferências de investimentos	-	-	-	-	-	-	122	122
Transferências do / para contas a receber vinculadas à concessão	(2.230)	(125.477)	-	-	-	150	-	(127.557)
Capitalizações para intangível em serviço	779.261	(779.261)	(135.104)	135.104	-	11.714	(11.714)	-
Quotas de amortização - concessão e autorização	(435.098)	-	121.075	-	(13.139)	(9.234)	-	(336.396)
Quotas de amortização - créditos de Pis/Pasep e Cofins	(11.270)	-	-	-	-	(57)	-	(11.327)
Quotas de amortização apropriadas no custo das obras	(292)	292	-	-	-	-	-	-
Baixas	(27.329)	(19.754)	-	-	-	-	(351)	(47.434)
Em 31.12.2016	**7.988.437**	**896.252**	**(2.845.024)**	**(28.468)**	**403.133**	**26.997**	**18.485**	**6.459.812**

(a) Amortização durante o período de concessão/autorização a partir do início da operação comercial do empreendimento.
(b) Taxa anual de amortização: 20%.

20.2 Copel DIS

Em conformidade com a Interpretação Técnica ICPC 01 (R1), contabilidade de concessões, a parcela da infraestrutura que será utilizada durante a concessão foi registrada no Ativo Intangível, composta pelos ativos da distribuição de energia elétrica, líquidos das participações de consumidores (obrigações especiais).

As Obrigações Especiais representam os recursos relativos à participação financeira do consumidor, às dotações orçamentárias da União, às verbas federais, estaduais e municipais e aos créditos especiais destinados aos investimentos aplicados nos empreendimentos vinculados à concessão.

A amortização das Obrigações Especiais é calculada utilizando a taxa média da amortização dos bens que compõem a infraestrutura, sendo que o saldo de obrigações especiais que consta no intangível será amortizado durante o prazo da concessão.

As obrigações especiais não são passivos onerosos e não são créditos do acionista.

20.3 Custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados

Os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados no intangível durante o ano de 2016 totalizaram R$ 7.608, à taxa média de 0,41% a.a. (R$ 32.579, à taxa média de 1,78% a.a., em 2015).

21 Obrigações Sociais e Trabalhistas

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Obrigações sociais				
Impostos e contribuições sociais	1.485	3.151	50.016	43.691
Encargos sociais sobre férias e 13º salário	826	2.246	35.570	32.186
	2.311	**5.397**	**85.586**	**75.877**
Obrigações trabalhistas				
Folha de pagamento, líquida	35	195	835	2.568
Férias	2.577	6.919	111.021	101.485
Participação nos lucros e/ou resultados	650	2.925	64.814	78.462
Desligamentos voluntários	-	-	25.532	-
Outros	-	-	9	9
	3.262	**10.039**	**202.211**	**182.524**
	5.573	**15.436**	**287.797**	**258.401**

22 Fornecedores

Consolidado		
	31.12.2016	31.12.2015
Energia elétrica (22.1)	673.442	917.307
Materiais e serviços	399.576	478.895
Gás para revenda	132.985	87.384
Encargos de uso da rede elétrica	86.347	135.463
	1.292.350	**1.619.049**
Circulante	**1.255.639**	**1.613.126**
Não circulante	**36.711**	**5.923**

22.1 Energia elétrica - CCEE

A Copel GeT liquidou em setembro de 2016 o parcelamento do passivo com a CCEE em decorrência da repactuação do risco hidrológico (NE n° 14.1) no valor de R$ 321.640, o qual ocorreu em seis parcelas a partir de 18.04.2016 com juros e atualização monetária e após abatimento do crédito apurado no mês da liquidação.

22.2 Principais contratos de compra de energia

Contratos de compra de energia firmados em ambiente regulado, apresentados pelo valor original e reajustados anualmente pelo IPCA:

Leilões	Período de suprimento	Energia comprada (MW médio anual)	Data do leilão	Preço médio de compra (R$/MWh)	
				histórico	atualizado
Leilão de energia existente					
4º Leilão - Produto 2009	2009 a 2016	35,33	11.10.2005	94,91	180,40
12º Leilão - Produto 2014 36M	01/01/2014 a 31/12/2016	129,30	17.12.2013	149,99	187,74
13º Leilão - Produto 2014-DIS	01/05/2014 a 31/12/2019	109,35	30.04.2014	262,00	318,83
13º Leilão - Produto 2014-QTD	01/05/2014 a 31/12/2019	218,82	30.04.2014	271,00	329,78
14º Leilão - Produto 2015-03 DIS	01/01/2015 a 31/12/2017	13,32	05.12.2014	191,99	225,84
14º Leilão - Produto 2015-03 QTD	01/01/2015 a 31/12/2017	13,58	05.12.2014	201,00	236,44
		519,70			
Leilão de energia nova					
1º Leilão - Produto 2008 Hidro	2008 a 2037	3,62	16.12.2005	106,95	201,45
1º Leilão - Produto 2008 Termo	2008 a 2022	24,77	16.12.2005	132,26	249,13
1º Leilão - Produto 2009 Hidro	2009 a 2038	3,55	16.12.2005	114,28	215,26
1º Leilão - Produto 2009 Termo	2009 a 2023	40,50	16.12.2005	129,26	243,48
1º Leilão - Produto 2010 Hidro	2010 a 2039	70,06	16.12.2005	115,04	216,69
1º Leilão - Produto 2010 Termo	2010 a 2024	65,19	16.12.2005	121,81	229,44
3º Leilão - Produto 2011 Hidro	2011 a 2040	57,82	10.10.2006	120,86	222,47
3º Leilão - Produto 2011 Termo	2011 a 2025	54,37	10.10.2006	137,44	252,98
4º Leilão - Produto 2010 Termo	2010 a 2024	15,49	26.07.2007	134,67	240,36
5º Leilão - Produto 2012 Hidro	2012 a 2041	53,39	16.10.2007	129,14	228,31
5º Leilão - Produto 2012 Termo	2012 a 2026	115,69	16.10.2007	128,37	226,95
6º Leilão - Produto 2011 Termo	2011 a 2025	9,92	17.09.2008	128,42	214,32
7º Leilão - Produto 2013 Hidro	2013 a 2042	-	30.09.2008	98,98	165,19
7º Leilão - Produto 2013 Termo	2013 a 2027	111,27	30.09.2008	145,23	242,38
8º Leilão - Produto 2012 Hidro	2012 a 2041	0,01	27.08.2009	144,00	230,87
8º Leilão - Produto 2012 Termo	2012 a 2026	0,15	27.08.2009	144,60	231,84
17º Leilão - Produto 2016 Eólica	2016 a 2035	32,68	18.11.2013	124,43	157,18
		658,48			
Leilão de projetos estruturantes					
Santo Antônio	2012 a 2041	138,12	10.12.2007	78,87	137,89
Jirau	2013 a 2042	229,81	19.05.2008	71,37	121,28
		367,93			

23 Empréstimos e Financiamentos

	Contrato	Empresa	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Encargos financeiros a.a. (juros + comissão)	Valor do contrato	Consolidado 31.12.2016	Consolidado 31.12.2015
Moeda estrangeira									
	Secretaria do Tesouro Nacional - STN								
(1)	*Par Bond*	Copel	20.05.1998	1	15.04.2024	6,0% + 0,20%	17.315	53.498	61.763
(1)	*Discount Bond*	Copel	20.05.1998	1	15.04.2024	1,1875%+0,20%	12.082	37.007	42.671
Total moeda estrangeira								**90.505**	**104.434**
Moeda nacional									
	Banco do Brasil								
(2)	21/02155-4	Copel DIS	10.09.2010	2	15.08.2018	109,0% do DI	116.667	122.713	122.353
(3)	21/02248-8	Copel DIS	22.06.2011	2	16.05.2018	109,0% do DI	150.000	152.314	151.901
(4)	CCB 21/11062X	Copel DIS	26.08.2013	3	27.07.2018	106,0% do DI	151.000	151.359	196.852
(5)	CCB 330.600.773	Copel DIS	11.07.2014	3	11.07.2019	111,8% do DI	116.667	124.170	123.478
(5)	NCI 330.600.132	Copel	28.02.2007	3	28.02.2019	107,8% do DI	231.000	241.312	241.059
(5)	NCI 330.600.151	Copel	31.07.2007	3	31.07.2017	111,0% do DI	18.000	6.366	12.722
(5)	CCB 306.401.381	Copel	21.07.2015	2	21.07.2018	109,40% do DI	640.005	677.177	672.985
								1.475.411	**1.521.350**
	Eletrobras								
(6)	1293/94	Copel GeT	23.09.1994	180	30.06.2016	5,5% à 6,5% + 2,0%	307.713	-	16.980
(7)	980/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2018	8,0%	11	5	8
(7)	981/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.08.2019	8,0%	1.169	180	246
(7)	982/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.02.2020	8,0%	1.283	71	95
(7)	983/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2020	8,0%	11	103	128
(7)	984/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2020	8,0%	14	44	55
(7)	985/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.08.2021	8,0%	61	29	35
(8)	002/04	Copel DIS	07.06.2004	120	30.07.2016	8,0%	30.240	-	643
(8)	142/06	Copel DIS	11.05.2006	120	30.09.2018	5,0% + 1,0%	74.340	6.369	10.007
(8)	206/07	Copel DIS	03.03.2008	120	30.08.2020	5,0% + 1,0%	109.642	32.648	41.550
(8)	273/09	Copel DIS	18.02.2010	120	30.12.2022	5,0% + 1,0%	63.944	9.866	11.510
(8)	2540/06	Copel DIS	12.05.2009	60	30.10.2016	5,0% + 1,5%	5.095	-	375
								49.315	**81.632**
	Caixa Econômica Federal								
(8)	415.855-22/14	Copel DIS	31.03.2015	120	08.12.2026	6,0%	2.844	5.631	5.307
								5.631	**5.307**
	Finep								
(9)	21120105-00	Copel TEL	17.07.2012	81	15.10.2020	4%	35.095	11.983	15.132
(9)	21120105-00	Copel TEL	17.07.2012	81	15.10.2020	3,5% + TR	17.103	10.043	12.406
								22.026	**27.538**
	BNDES								
(10)	820989.1	Copel GeT	17.03.2009	179	15.01.2028	1,63% acima da TJLP	169.500	128.722	138.347
(11)	1120952.1-A	Copel GeT	16.12.2011	168	15.04.2026	1,82% acima da TJLP	42.433	28.895	31.558
(12)	1120952.1-B	Copel GeT	16.12.2011	168	15.04.2026	1,42% acima da TJLP	2.290	1.559	1.702
(13)	1220768.1	Copel GeT	28.09.2012	192	15.07.2029	1,36% acima da TJLP	73.122	59.493	63.312
(14)	13211061	Copel GeT	04.12.2013	192	15.10.2031	1,49% acima da TJLP	1.041.155	923.982	902.592
(15)	13210331	Copel GeT	03.12.2013	168	15.08.2028	1,49% e 1,89% acima da TJLP	17.644	15.017	16.077
(16)	15206041	Copel GeT	28.12.2015	168	15.06.2030	2,42% acima da TJLP	34.265	27.666	23.942
(17)	15205921	Copel GeT	28.12.2015	168	15.12.2029	2,32% acima da TJLP	21.584	16.860	14.663
(18)	14205611-A	Copel DIS	15.12.2014	72	15.01.2021	2,09% a.a. acima da TJLP	41.583	27.893	34.266
(18)	14205611-B	Copel DIS	15.12.2014	6	15.02.2021	2,09 a.a. acima da TR BNDES	17.821	18.735	21.267
(19)	14205611-C	Copel DIS	15.12.2014	113	15.06.2024	6% a.a.	78.921	58.787	47.353
(20)	14205611-D	Copel DIS	15.12.2014	57	15.02.2021	TJLP	750	38	-
(21)	14212711	Santa Maria	01.06.2015	192	15.08.2031	1,66% a.a. acima da TJLP	59.462	54.734	57.789
(21)	14212721	Santa Helena	01.06.2015	192	15.08.2031	1,66% a.a. acima da TJLP	64.520	59.355	62.487
(22)	11211521	GE Farol	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% a.a. acima da TJLP	54.100	52.053	55.087
(22)	11211531	GE Boa Vista	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% a.a. acima da TJLP	40.050	38.482	40.726
(22)	11211541	GE S.Bento do Norte	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% a.a. acima da TJLP	90.900	87.275	92.362
(22)	11211551	GE Olho D'Água	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% a.a. acima da TJLP	97.000	93.229	98.228
								1.692.775	**1.701.758**
(23)	Notas Promissórias	Copel GeT	29.12.2015	1	18.12.2017	117% do DI	500.000	581.909	496.694
								581.909	**496.694**
	Banco do Brasil Repasse BNDES								
(24)	21/02000-0	Copel GeT	16.04.2009	179	15.01.2028	2,13% acima da TJLP	169.500	128.721	138.347
								128.721	**138.347**
Total moeda nacional								**3.955.788**	**3.972.626**
								4.046.293	**4.077.060**
							Circulante	**1.470.742**	**308.558**
							Não circulante	**2.575.551**	**3.768.502**

	Contrato	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Encargos financeiros a.a. (juros + comissão)	Valor do contrato	Controladora 31.12.2016	Controladora 31.12.2015
Moeda estrangeira								
	Secretaria do Tesouro Nacional - STN							
(1)	*Par Bond*	20.05.1998	1	11.04.2024	6,0% + 0,20%	17.315	53.498	61.763
(1)	*Discount Bond*	20.05.1998	1	11.04.2024	1,1875%+0,20%	12.082	37.007	42.671
							90.505	**104.434**
Moeda nacional								
	Banco do Brasil							
(5)	NCI 330.600.132	28.02.2007	3	28.02.2019	107,8% do DI	231.000	241.312	241.059
(5)	NCI 330.600.151	31.07.2007	3	31.07.2017	111,0% do DI	18.000	6.366	12.722
(5)	CCB 306.401.381	21.07.2015	2	21.07.2018	109,40% do DI	640.005	677.177	672.985
							924.855	**926.766**
							1.015.360	**1.031.200**
						Circulante	**453.288**	**61.788**
						Não circulante	**562.072**	**969.412**

Banco do Brasil: prestações anuais

(2) Parcelas de R$ 58.334 vencíveis em 15.08.2017 e 15.08.2018. Os juros proporcionais são pagos semestralmente.

(3) Parcelas de R$ 75.000 vencíveis em 16.05.2017 e 16.05.2018. Os juros proporcionais são pagos semestralmente.

(4) Parcelas de R$ 50.333 vencíveis em 27.07.2017 e 27.07.2018. Os juros proporcionais serão pagos juntamente com o principal.

(5) Contrato CCB 330600773: parcelas de R$ 38.889 vencíveis em 11.07.2017, 11.07.2018 e 11.07.2019. Os juros são pagos semestralmente.
Contrato NCI 330.600.132: parcelas de R$ 77.000 vencíveis em 28.02.2017, 28.02.2018 e 28.02.2019. Os juros são pagos semestralmente.
Contrato NCI 330.600.151: parcelas de R$ 6.000 vencíveis em 31.07.2017 e 31.07.2018. Os juros são pagos semestralmente.
Contrato CCB 306.401.381: parcelas de R$ 320.003 vencíveis em 21.07.2017 e 21.07.2018. Os juros são pagos semestralmente.

Destinação

(1) Reestruturação da dívida da Controladora referente aos financiamentos sob amparo da Lei nº 4.131/62.

(2) (3) (4) (5) Capital de giro.

(6) Cobertura financeira de até 29,14% do total do projeto de Implantação da UHE Governador José Richa e do sistema de transmissão.

(7) Programa Nacional de Irrigação - Proni.

(8) Programa de Eletrificação Rural - Luz para Todos.

(9) Projeto BEL - serviço de internet banda ultra larga (*Ultra Wide Band* - UWB).

(10) (24) Implementação da UHE Mauá e sistema de transmissão associado, em consórcio com a Eletrosul.

(11) Implantação de linha de transmissão entre as subestações Foz do Iguaçu e Cascavel Oeste.

(12) Aquisição de máquinas e equipamentos nacionais para a implantação da linha de transmissão descrita acima.

(13) Implantação da PCH Cavernoso II.

(14) Implantação da UHE Colíder e sistema de transmissão associado.

(15) Implantação da Subestação Cerquilho III em 230/138kV.

(16) Implantação de linha de transmissão Assis - Paraguaçu Paulista II.

(17) Implantação de linhas de transmissão Londrina - Figueira e Salto Osório - Foz do Chopim C2.

(18) Investimento em preservação de negócios, melhorias, suporte operacional e investimentos gerais em expansão.

(19) Máquinas e equipamentos nacionais credenciados no BNDES.

(20) Implantação, expansão e consolidação de projetos e programas de Investimentos Sociais de Empresas (ISE).

(21) (22) Construção e implantação de centrais geradoras eólicas.

(23) Pagamento de outorga - leilão nº 012/2015, referente UHE GPS.

Garantias

(1) Conta corrente bancária centralizadora da arrecadação das receitas. Garantias depositadas (23.1).

(2) (3) Penhor de duplicatas mercantis de até 360 dias.

(2) (3) (4) (5) Cessão de créditos.

(6) (7) (8) Receita própria, suportada por procuração outorgada por instrumento público, e na emissão de notas promissórias e duplicatas de venda mercantil em igual número das parcelas a vencer.

(9) Bloqueio de recebimentos na conta corrente da arrecadação.

(10) (13) (24) Totalidade da receita proveniente da venda e/ou comercialização de energia dos CCEARs relativos ao projeto, através de Contrato de Cessão de Vinculação de Receitas, Administração de Contas e Outras Avenças.

(11) (12) Cessão fiduciária dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão nº 027/2009-Aneel, do Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão nº 09/2010-ONS e dos contratos de uso do Sistema de Transmissão, celebrados entre o ONS, as Concessionárias e as Usuárias do Sistema de Transmissão, inclusive a totalidade da receita proveniente da prestação dos serviços de transmissão.

(14) Cessão fiduciária dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão nº 01/2011MME-UHE Colíder e cessão fiduciária em decorrência do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVEE) celebrado entre Copel e BRF - Brasil Foods S.A.

(15) Cessão fiduciária dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 015/2010, celebrado entre Copel e União Federal.

(16) Cessão fiduciária de direitos creditórios decorrentes do Contrato de Concessão nº 002/2013-Aneel.

(17) Cessão fiduciária de direitos creditórios decorrentes do Contrato de Concessão nº 022/2012-Aneel.

(18) (19) (20) Fiança da Copel; cessão fiduciária de receitas e direitos indenizatórios da concessão.

(21) Fiança da Copel; penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios decorrentes do Contrato de Energia Reserva nº 153/2011; cessão fiduciária de receitas decorrentes do projeto.

(22) Penhor de ações; cessão fiduciária de recebíveis provenientes da receita de venda de energia elétrica produzidas pelo projeto; cessão fiduciária das máquinas e equipamentos montados ou construídos com os recursos a eles vinculados.

(23) Aval da Copel.

23.1 Cauções e depósitos vinculados - STN

Constituição de garantias, sob a forma de caução em dinheiro, *Par Bond,* no valor de R$ 42.988 (R$ 50.689 em 31.12.2015), e *Discount Bond*, no valor de R$ 30.086 (R$ 35.448 em 31.12.2015), destinadas a amortizar os valores de principal correspondentes aos contratos da STN, quando da exigência de tais pagamentos, em 11.04.2024. Os valores são atualizados mediante aplicação da média ponderada das variações percentuais dos preços do Bônus de Zero Cupom do Tesouro dos Estados Unidos da América, pela participação de cada série do instrumento na composição da carteira de garantias de principal, constituídas no contexto do Plano Brasileiro de Financiamento - 1992.

23.2 Composição dos empréstimos e financiamentos por tipo de moeda e indexador

Consolidado		31.12.2016	%	31.12.2015	%
Moeda estrangeira - variação da moeda no período (%)					
Dólar norte-americano	(14,15)	90.505	2,24	104.434	2,56
		90.505	**2,24**	**104.434**	**2,56**
Moeda nacional - indexadores acumulados no período (%)					
CDI	13,63	2.057.320	50,84	2.018.044	49,50
TJLP	7,50	1.743.974	43,10	1.771.485	43,45
Ufir	0,00	54.946	1,36	69.959	1,72
IPCA	6,29	18.735	0,46	21.267	0,52
TR	2,01	10.043	0,25	12.406	0,30
Finel	1,63	-	-	16.980	0,42
Sem indexador	-	70.770	1,75	62.485	1,53
		3.955.788	**97,76**	**3.972.626**	**97,44**
		4.046.293	**100,00**	**4.077.060**	**100,00**

23.3 Vencimentos das parcelas de longo prazo

	Controladora			Consolidado		
31.12.2016	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
2018	-	395.645	395.645	-	807.008	807.008
2019	-	76.758	76.758	-	276.264	276.264
2020	-	-	-	-	156.830	156.830
2021	-	-	-	-	141.505	141.505
2022	-	-	-	-	136.165	136.165
Após 2022	89.669	-	89.669	89.669	968.110	1.057.779
	89.669	**472.403**	**562.072**	**89.669**	**2.485.882**	**2.575.551**

23.4 Mutação de empréstimos e financiamentos

Consolidado	Moeda estrangeira		Moeda nacional		
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total
Em 1º.01.2015	**596**	**70.601**	**867.030**	**2.530.723**	**3.468.950**
Ingressos	-	-	450.000	1.386.190	1.836.190
Encargos	4.161	-	339.320	10.961	354.442
Variação monetária e cambial	-	32.946	1.163	7.280	41.389
Transferências	-	-	270.199	(270.199)	-
Amortização - principal	-	-	(1.170.987)	-	(1.170.987)
Pagamento - encargos	(3.870)	-	(449.054)	-	(452.924)
Em 31.12.2015	**887**	**103.547**	**307.671**	**3.664.955**	**4.077.060**
Ingressos	-	-	-	93.806	93.806
Encargos	3.909	-	357.426	90.735	452.070
Variação monetária e cambial	-	(13.878)	3.882	22.454	12.458
Transferências	-	-	1.386.068	(1.386.068)	-
Amortização - principal	-	-	(226.973)	-	(226.973)
Pagamento - encargos	(3.960)	-	(358.168)	-	(362.128)
Em 31.12.2016	**836**	**89.669**	**1.469.906**	**2.485.882**	**4.046.293**

23.5 Cláusulas contratuais restritivas - *covenants*

A Companhia e suas controladas contrataram empréstimos e financiamentos com cláusulas que requerem a manutenção de índices econômico-financeiros dentro de parâmetros pré-estabelecidos, com exigibilidade de cumprimento anual, bem como outras condições a serem observadas, tais como não alterar a participação acionária da Companhia no capital social das controladas que represente alteração de controle sem a prévia anuência. O descumprimento das condições mencionadas poderá implicar vencimento antecipado das dívidas e/ou multas.

Em 31.12.2016, todas as condições acordadas foram integralmente atendidas.

Abaixo destacamos os *covenants* financeiros presentes nos contratos de empréstimos e financiamentos:

Empresa	Instrumento Contratual	Indicador Financeiros	Limite
Copel GeT	BNDES Finem nº 820989.1 - Mauá	Ebitda / Resultado Financeiro Líquido	≥ 1,3
Copel GeT	Banco do Brasil nº 21/02000-0 - Mauá		
Copel GeT	2ª Emissão de Notas promissórias	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado	≤ 3,5
		Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,5
Copel DIS	BNDES Finem nº 14205611	Endividamento Financeiro / Ebitda ajustado	≤ 5,0
Santa Maria	BNDES Finem nº 14212711	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Santa Helena	BNDES Finem nº 14212721		
São Bento Energia, Investimento e Participações	Contrato de Cessão BNDES	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
GE Boa Vista S.A.	BNDES Finem nº 11211531		
GE Farol S.A.	BNDES Finem nº 11211521		
GE Olho D´Água S.A.	BNDES Finem nº 11211551		
GE São Bento do Norte S.A.	BNDES Finem nº 11211541		

Financiamento a empreendimentos - Finem

24 Debêntures

	Emissão	Empresa	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento inicial	Vencimento final	Encargos financeiros a.a. (juros)	Valor do contrato	Consolidado 31.12.2016	Consolidado 31.12.2015
(1)	5ª	Copel	13.05.2014	3	13.05.2017	13.05.2019	111,5% da taxa DI	1.000.000	1.017.099	1.016.087
(2)	1ª	Copel GeT	15.05.2015	3	20.05.2018	20.05.2020	113,0% da taxa DI	1.000.000	1.094.731	1.090.755
(3)	2ª	Copel GeT	13.07.2016	2	13.07.2018	13.07.2019	121,0% da taxa DI	1.000.000	1.060.613	-
(4)	1ª	Copel DIS	30.10.2012	2	30.10.2016	30.10.2017	DI + Spread 0,99% a.a.	1.000.000	511.525	1.023.378
(5)	2ª	Copel DIS	27.10.2016	2	27.10.2018	27.10.2019	124,0% da taxa DI	500.000	504.699	-
(6)	1ª	Copel CTE	15.10.2015	5	15.10.2020	15.10.2024	IPCA + 7,9633% a.a.	160.000	174.184	162.158
(7)	2ª	Elejor	26.09.2013	60	26.10.2013	26.09.2018	DI + Spread 1,00% a.a.	203.000	70.984	111.516
(8)	1ª	Compagás	15.06.2013	40	15.09.2015	15.12.2018	TJLP + 1,7% a.a.+1,0% a.a.	62.626	38.018	56.219
(9)	2ª	Compagás	15.04.2016	57	15.07.2017	15.12.2021	TJLP/Selic + 2,17% a.a.	33.620	23.768	-
(10)	1ª	(a)	10.06.2014	1	-	10.12.2016	DI + Spread 1,45% a.a.	222.000	-	223.815
(11)	2ª	(a)	24.03.2016	192	15.08.2016	15.07.2032	TJLP + 2,02% a.a.	147.575	143.407	-
(12)	2ª	(a)	24.03.2016	192	15.08.2016	15.07.2032	IPCA + 9,87% a.a.	153.258	151.781	-
									4.790.809	**3.683.928**
								Circulante	**1.131.198**	**924.005**
								Não circulante	**3.659.611**	**2.759.923**

(a) Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III, Nova Eurus IV e Ventos de Santo Uriel.

Características

(1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (10) Debêntures simples, série única, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, para distribuição pública com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM nº 476.

(8) (9) Debêntures simples, série única, não conversíveis em ações, da espécie flutuante, emissão privada.

(11) Debêntures simples, 1ª série, não conversíveis em ações, emissão privada.

(12) Debêntures simples, 2ª série, não conversíveis em ações, emissão privada.

Encargos financeiros

(1) Juros semestrais - maio e novembro.

(2) Juros anuais - maio.

(3) Juros anuais - julho.

(4) (6) Juros semestrais - abril e outubro.

(5) Juros anuais - outubro.

(7) (11) (12) Juros mensais.

(8) (9) Juros trimestrais - março, junho, setembro e dezembro.

(10) Juros semestrais - junho e dezembro.

Destinação

(1) (2) (3) (4) (5) Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.

(6) Implantação, ampliação e modernização de rede de telecomunicações.

(7) Liquidação total do contrato de mútuo com a Copel.

(8) (9) Financiar plano de investimentos da emissora.

(10) Resgate de notas promissórias e investimento nos parques eólicos.

(11) (12) Implantação de centrais eólicas e sistemas de transmissão associados.

Garantias

(1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (10) Fidejussória.

(8) (9) Flutuante.

(11) (12) Real e fidejussória e penhor de ações da Copel Geração e Transmissão.

Interveniente garantidora

(2) (3) (4) (5) (6) (10) (11) (12) Copel.

(7) Copel, na proporção de 70% e Paineira Participações S.A., na proporção de 30%.

(8) (9) Compagás.

Agente fiduciário

(1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (10) Pentágono S.A. DTVM.

(8) (9) BNDES Participações S.A. - BNDESPAR.

(11) (12) Não há.

24.1 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2016	Controladora	Consolidado
2018	332.976	1.448.351
2019	332.975	1.459.667
2020	-	364.920
2021	-	41.267
2022	-	67.432
Após 2022	-	277.974
	665.951	**3.659.611**

24.2 Mutação das debêntures

Consolidado	circulante	não circulante	Total
Em 1º.01.2015	**431.491**	**2.153.957**	**2.585.448**
Ingressos	-	1.168.633	1.168.633
Encargos	448.627	2.857	451.484
Transferências	565.524	(565.524)	-
Amortização - principal	(154.822)	-	(154.822)
Pagamento - encargos	(366.815)	-	(366.815)
Em 31.12.2015	**924.005**	**2.759.923**	**3.683.928**
Ingressos	-	1.822.965	1.822.965
Encargos e variação monetária	620.915	(3.789)	617.126
Transferências	919.488	(919.488)	-
Amortização - principal	(785.239)	-	(785.239)
Pagamento - encargos	(547.971)	-	(547.971)
Em 31.12.2016	**1.131.198**	**3.659.611**	**4.790.809**

24.3 Cláusulas contratuais restritivas - *covenants*

A Copel e suas controladas emitiram debêntures com cláusulas que requerem a manutenção de índices econômico-financeiros dentro de parâmetros pré-estabelecidos, com exigibilidade de cumprimento anual, bem como outras condições a serem observadas, tais como não alterar a participação acionária da Companhia no capital social, que represente alteração de controle sem a prévia anuência dos debenturistas; não realizar, sem prévia e expressa autorização dos debenturistas, distribuição de dividendos ou pagamentos de juros sobre capital próprio, caso esteja em mora relativamente ao cumprimento de quaisquer de suas obrigações pecuniárias ou não atenda aos índices financeiros estabelecidos. O descumprimento destas condições poderá implicar vencimento antecipado das debêntures, bem como penalidades perante aos órgãos reguladores.

Em 31.12.2016, todas as condições acordadas foram integralmente atendidas.

Abaixo destacamos os *covenants* financeiros presentes nos contratos de debêntures:

Empresa	Instrumento Contratual	Indicador Financeiros	Limite
Companhia Paranaense de Energia	5ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado Índice de cobertura do serviço da dívida	≤ 3,5 ≥ 1,5
Copel Geração e Transmissão	1ª Emissão de Debêntures		
Copel Geração e Transmissão	2ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado	≤ 3,5
Copel Telecomunicações	1ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,5
Copel Distribuição	2ª Emissão de Debêntures		
Copel Distribuição	1ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado	≤ 4,0
Elejor	2ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,2
Compagás	2ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado Endividamento Geral	≤ 3,5 ≤ 0,7
Nova Asa Branca I	2ª Emissão de Debêntures		
Nova Asa Branca II	2ª Emissão de Debêntures		
Nova Asa Branca III	2ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Nova Eurus IV	2ª Emissão de Debêntures		
Ventos de Santo Uriel	2ª Emissão de Debêntures		

25 Benefícios Pós-Emprego

A Companhia e suas controladas patrocinam planos de complementação de aposentadoria e pensão (Plano Previdenciário Unificado e Plano Previdenciário III) e de assistência médica e odontológica (Planos Prosaúde II e Prosaúde III), para seus empregados ativos e seus dependentes legais. O patrocínio vitalício do plano assistencial para os aposentados, pensionistas e dependentes legais somente é aplicado aos participantes do Plano Prosaúde II.

Os valores desses compromissos atuariais (contribuições, custos, passivos e/ou ativos) são calculados anualmente por atuário independente, com data base que coincide com o encerramento do exercício.

Os ativos do plano de benefícios são avaliados pelos valores de mercado (marcação a mercado).

O valor do passivo assistencial líquido é reconhecido pelo valor presente da obrigação atuarial, deduzido o valor justo dos ativos do plano.

A adoção do método da unidade de crédito projetada agrega cada ano de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, somando-se até o cálculo da obrigação final.

São utilizadas outras premissas atuariais que levam em conta tabelas biométricas e econômicas, além de dados históricos dos planos de benefícios, obtidos da Fundação Copel de Previdência e Assistência, entidade que administra estes planos.

Ganhos ou perdas atuariais, motivados por alterações de premissas e/ou ajustes atuariais, são reconhecidos em outros resultados abrangentes.

25.1 Plano de benefício previdenciário

O plano previdenciário unificado é um plano de Benefício Definido - BD em que a renda é pré-determinada em função do nível salarial de cada indivíduo, e o plano previdenciário III é um plano de Contribuição Variável - CV.

O plano de Benefício Definido - BD é um plano fechado para novos participantes desde 1998 e tem apenas 39 participantes ativos de um total de 4.502 em 31.12.2016. O plano de Contribuição Variável - CV é o único plano disponível para novos participantes.

As parcelas de custos assumidas pelas patrocinadoras desses planos são registradas de acordo com avaliação atuarial preparada anualmente por atuários independentes, de acordo com o CPC 33 (R1) Benefícios a Empregados, correlacionada à norma contábil internacional IAS 19 R e IFRIC 14. As premissas econômicas e financeiras para efeitos da avaliação atuarial são discutidas com os atuários independentes e aprovadas pela Administração das patrocinadoras.

25.2 Plano de benefício assistencial

A Companhia e suas controladas alocam recursos para a cobertura das despesas de saúde dos empregados e de seus dependentes, dentro de regras, limites e condições estabelecidos nos regulamentos dos Planos Prosaúde II e Prosaúde III. A cobertura inclui exames médicos periódicos em ambos os planos e somente é estendida a todos os aposentados e pensionistas vitaliciamente no Plano Prosaúde II.

25.3 Balanço patrimonial e resultado do exercício

Os valores consolidados reconhecidos no passivo, na conta de Benefícios pós-emprego, estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	**31.12.2015**	**31.12.2016**	**31.12.2015**
Planos previdenciários	7	21	1.252	1.008
Planos assistenciais	3.698	7.795	768.613	593.652
	3.705	**7.816**	**769.865**	**594.660**
Circulante	**188**	**21**	**47.894**	**43.323**
Não circulante	**3.517**	**7.795**	**721.971**	**551.337**

Os valores consolidados reconhecidos no demonstrativo de resultado estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	**31.12.2015**	**31.12.2016**	**31.12.2015**
Planos previdenciários	1.618	4.173	75.407	65.878
Planos previdenciários - administradores	518	530	1.175	2.241
Plano assistencial - pós-emprego	2.739	1.587	129.647	143.236
Plano assistencial - funcionários ativos	721	2.114	75.578	61.927
Plano assistencial - administradores	93	81	228	139
(-) Transferências para imobilizado e intangível em curso	-	(4)	(22.268)	(19.094)
	5.689	**8.481**	**259.767**	**254.327**

25.4 Mutação dos benefícios pós-emprego

Consolidado	Circulante	Não circulante	Total
Em 1º.01.2015	**37.404**	**861.214**	**898.618**
Apropriação do cálculo atuarial	-	143.202	143.202
Contribuições previdenciárias e assistenciais	133.428	-	133.428
Ajuste referente a ganhos atuariais	-	(410.330)	(410.330)
Transferências	42.749	(42.749)	-
Amortizações	(170.258)	-	(170.258)
Em 31.12.2015	**43.323**	**551.337**	**594.660**
Apropriação do cálculo atuarial	-	130.707	130.707
Contribuições previdenciárias e assistenciais	142.735	-	142.735
Ajuste referente a perdas atuariais	-	88.906	88.906
Transferências	48.979	(48.979)	-
Amortizações	(187.143)	-	(187.143)
Em 31.12.2016	**47.894**	**721.971**	**769.865**

25.5 Avaliação atuarial de acordo com o CPC 33 (R1)

25.5.1 Premissas atuariais

As premissas atuariais utilizadas para determinação dos valores de obrigações e custos, para 2016 e 2015, estão demonstradas a seguir:

Consolidado	2016		2015	
	Real	Nominal	Real	Nominal
Econômicas				
Inflação a.a.	-	5,15%	-	6,80%
Taxa de desconto/retorno esperados a.a.				
Planos de benefícios previdenciários	5,91%	11,37%	7,30%	14,60%
Planos de benefício assistencial	5,89%	11,35%	7,28%	14,57%
Crescimento salarial a.a.	2,00%	7,25%	2,00%	8,94%
Demográficas				
Tábua de mortalidade		AT - 2000		AT - 2000
Tábua de mortalidade de inválidos		WINKLEVOSS		WINKLEVOSS
Tábua de entrada em invalidez		A. VINDAS		A. VINDAS

25.5.2 Número de participantes e beneficiários

Consolidado	Plano previdenciário		Plano assistencial	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Número de participantes ativos	8.702	8.838	8.456	8.571
Número de participantes inativos	7.826	7.795	7.546	7.445
Número de dependentes	-	-	23.745	23.933
Total	**16.528**	**16.633**	**39.747**	**39.949**

25.5.3 Expectativa de vida a partir da idade média – Tábua AT-2000 (em anos)

Consolidado	Plano BD	Plano CV
Em 31.12.2016		
Participantes aposentados	15,62	23,75
Participantes pensionistas	16,59	28,89
Em 31.12.2015		
Participantes aposentados	15,62	25,68
Participantes pensionistas	16,64	28,65

A idade média dos participantes inativos dos planos de aposentadoria e assistência médica da Companhia e de suas controladas é de 66,2 anos.

25.5.4 Avaliação atuarial

Com base na revisão das premissas, os valores do plano previdenciário para 31.12.2016 totalizaram um superávit do plano de R$ 527.699, enquanto que, em 31.12.2015, a posição era de R$ 312.586. A legislação atual aplicável não permite qualquer redução significativa nas contribuições ou reembolsos à Companhia com base no superávit atual desse plano. Por esse motivo, a Companhia não registrou um ativo em seu balanço de 31 de dezembro de 2016, refletindo qualquer direito de redução de contribuições ou restituição de superávit ou outros valores

Consolidado	Plano Previdenciário	Plano Assistencial	31.12.2016	31.12.2015
Obrigações total ou parcialmente cobertas	4.950.876	933.914	5.884.790	4.931.012
Valor justo dos ativos do plano	(5.478.575)	(165.301)	(5.643.876)	(4.649.946)
Estado de cobertura do plano	**(527.699)**	**768.613**	**240.914**	**281.066**
Ativo não reconhecido	527.699	-	527.699	312.586
	-	**768.613**	**768.613**	**593.652**

A Companhia e suas controladas procederam ajustes nos seus passivos assistenciais através de relatório atuarial, data base 31.12.2016, quando efetuaram os registros, em outros resultados abrangentes, do valor total de R$ 89.107, correspondente a um acréscimo apurado naquela data base.

25.5.5 Movimentação do passivo atuarial

Consolidado	Plano previdenciário	Plano assistencial
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 01.01.2015	**4.379.430**	**1.047.284**
Custo de serviço	471	34.802
Custo dos juros	559.366	127.622
Benefícios pagos	(345.288)	(74.722)
(Ganhos) / perdas atuariais	(419.249)	(378.704)
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2015	**4.174.730**	**756.282**
Custo de serviço	203	44.942
Custo dos juros	601.259	108.465
Benefícios pagos	(381.274)	(88.259)
(Ganhos) / perdas atuariais	555.958	112.484
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2016	**4.950.876**	**933.914**

25.5.6 Movimentação do ativo atuarial

Consolidado	Plano previdenciário	Plano assistencial
Valor justo do ativo do plano em 01.01.2015	**4.562.547**	**149.696**
Retorno esperado dos ativos	564.872	19.223
Contribuições e aportes	36.294	-
Benefícios pagos	(345.288)	-
Ganhos / (perdas) atuariais	(331.109)	(6.289)
Valor justo do ativo do plano em 31.12.2015	**4.487.316**	**162.630**
Retorno esperado dos ativos	637.541	23.749
Contribuições e aportes	25.724	-
Benefícios pagos	(381.274)	-
Ganhos / (perdas) atuariais	709.268	(21.078)
Valor justo do ativo do plano em 31.12.2016	**5.478.575**	**165.301**

25.5.7 Custos estimados

Os custos (receitas) estimados para 2017 para cada plano estão demonstrados a seguir:

Consolidado	Plano previdenciário	Plano assistencial	2017
Custo do serviço corrente	588	9.213	9.801
Custo estimado dos juros	563.235	105.971	669.206
Rendimento esperado do ativo do plano	(606.478)	(18.299)	(624.777)
Contribuições estimadas dos empregados	(259)		(259)
Custos (receitas)	**(42.914)**	**96.885**	**53.971**

25.5.8 Análise de sensibilidade

As tabelas a seguir apresentam a análise de sensibilidade, que demonstra o efeito de um aumento ou uma redução de um ponto percentual nas taxas presumidas de variação dos custos assistenciais, sobre o agregado dos componentes de custo de serviço e custo de juros dos custos assistenciais líquidos periódicos pós-emprego e a obrigação de benefícios assistenciais acumulada pós-emprego.

	Cenários projetados	
	Aumento 1%	Redução 1%
Sensibilidade da taxa de juros de longo prazo		
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	(53.980)	60.025
Impactos nas obrigações do programa de saúde	(160.400)	90.612
Sensibilidade da taxa de crescimento de custos médicos		
Impactos nas obrigações do programa de saúde	56.981	(56.981)
Impacto no custo do serviço do exercício seguinte do programa de saúde	4.095	(4.095)
Sensibilidade ao custo do serviço		
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	(468)	468
Impactos nas obrigações do programa de saúde	(830)	830

25.5.9 Benefícios a pagar

Os benefícios estimados a serem pagos pela Companhia e suas controladas, nos próximos cinco anos, e o total de benefícios para os exercícios fiscais subsequentes, são apresentados abaixo:

Consolidado	Plano previdenciário	Outros benefícios	Total
2017	439.774	27.724	467.498
2018	465.316	29.742	495.057
2019	453.267	29.045	482.312
2020	438.853	28.218	467.072
2021	424.171	27.384	451.555
2022 a 2056	5.047.393	339.785	5.387.178

25.5.10 Alocação de ativos e estratégia de investimentos

A alocação de ativos para os planos previdenciário e assistencial da Companhia e de suas controladas no final de 2016 e a alocação-meta para 2017, por categoria de ativos, são as seguintes:

Consolidado	Meta para 2017	2016
Renda fixa	87,5%	90,8%
Renda variável	4,6%	5,7%
Empréstimos	1,2%	1,2%
Imóveis	1,9%	1,7%
Investimentos estruturados	4,8%	0,6%
	100,0%	**100,0%**

Abaixo são apresentados os limites estipulados pela administração do Fundo:

Consolidado	Plano Unificado (BD)		Plano III (CV)	
	meta (%) (*)	mínimo (%)	meta (%)	mínimo (%)
Renda fixa	92,0%	86,0%	79,7%	61,3%
Renda variável	2,0%	1,0%	9,0%	7,0%
Empréstimos	0,5%	0,0%	2,4%	1,0%
Imóveis	2,5%	1,0%	1,1%	0,0%
Investimentos estruturados	3,0%	0,0%	7,9%	0,0%

(*) Meta baseada no total de investimentos de cada plano.

A Administração da Fundação Copel decidiu manter participação mais conservadora em renda variável, em relação ao limite legal permitido, que é de 70%.

Em 31.12.2016 e 2015, os valores dos ativos do plano previdenciário incluíam os seguintes títulos mobiliários emitidos pela Copel:

Consolidado	Plano previdenciário de benefícios definidos	
	31.12.2016	31.12.2015
Ações	66	968
	66	**968**

25.5.11 Informações adicionais

A Companhia e suas controladas também patrocinam um plano de contribuição variável para todos os empregados.

As contribuições nos exercícios encerrados em 31.12.2016 e 31.12.2015 foram de R$ 75.679 e R$ 68.939, respectivamente.

26 Encargos do Consumidor a Recolher

Consolidado	31.12.2016	31.12.2015
Conta de desenvolvimento energético - CDE (a)	136.450	204.309
Reserva global de reversão - RGR	5.262	20.768
Bandeira tarifária	-	52.381
	141.712	**277.458**

(a) Resoluções Homologatórias Aneel nºs 2.004/2015 e 2.077/2016.

27 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

Conforme a Lei nº 9.991/2000, as concessionárias e permissionárias de geração e transmissão de energia elétrica estão obrigadas a destinar anualmente o percentual de 1% de sua receita operacional líquida regulatória em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, e as concessionárias de distribuição de energia elétrica devem segregar esse mesmo percentual entre os programas de pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e de eficiência energética, conforme Resoluções Normativas Aneel nº 504/2012 e 556/2013, e atualizadas pelo Submódulo 5.6 - Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Eficiência Energética - EE aprovado pela RN Aneel nº 737/2016.

27.1 Saldos constituídos para aplicação em Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Programa de Eficiência Energética - PEE

Consolidado	Aplicado e não concluído	Saldo a recolher	Saldo a aplicar	Saldo em 31.12.2016	Saldo em 31.12.2015
Pesquisa e desenvolvimento - P&D					
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	-	4.603	-	4.603	5.762
MME	-	2.302	-	2.302	2.882
P&D	86.077	-	208.011	294.088	252.828
	86.077	**6.905**	**208.011**	**300.993**	**261.472**
Programa de eficiência energética - PEE					
Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - Procel	-	4.932	-	4.932	-
PEE	33.459	-	144.505	177.964	137.521
	33.459	**4.932**	**144.505**	**182.896**	**137.521**
	119.536	**11.837**	**352.516**	**483.889**	**398.993**
			Circulante	**231.513**	**167.881**
			Não circulante	**252.376**	**231.112**

27.2 Mutação dos saldos de P&D e PEE

Consolidado	FNDCT	MME	P&D		Procel	PEE		
	Circulante	Circulante	Circulante	Não circulante	Circulante	Circulante	Não circulante	Total
Em 1º.01.2015	**5.742**	**2.872**	**81.127**	**130.857**	**-**	**86.231**	**28.935**	**335.764**
Constituições	33.496	16.747	971	32.526	-	-	42.916	126.656
Contrato de desempenho	-	-	-	-	-	-	2.242	2.242
Juros Selic (NE nº 34)	-	-	216	22.567	-	-	11.277	34.060
Transferências	-	-	31.103	(31.103)	-	9.105	(9.105)	-
Recolhimentos	(33.476)	(16.737)	-	-	-	-	-	(50.213)
Conclusões	-	-	(15.436)	-	-	(34.080)	-	(49.516)
Em 31.12.2015	**5.762**	**2.882**	**97.981**	**154.847**	**-**	**61.256**	**76.265**	**398.993**
Constituições	25.535	12.768	1.062	24.472	4.804	-	31.398	100.039
Contrato de desempenho	-	-	-	-	-	-	1.907	1.907
Juros Selic (NE nº 34)	-	-	159	25.702	128	-	15.792	41.781
Transferências	-	-	46.334	(46.334)	-	31.673	(31.673)	-
Recolhimentos	(26.694)	(13.348)	-	-	-	-	-	(40.042)
Conclusões	-	-	(10.135)	-	-	(8.654)	-	(18.789)
Em 31.12.2016	**4.603**	**2.302**	**135.401**	**158.687**	**4.932**	**84.275**	**93.689**	**483.889**

28 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão

Referem-se aos encargos de outorga de concessão onerosa pelo direito de uso do bem público - UBP.

Consolidado	Empresa	Outorga	Assinatura	Final	Taxa de desconto	Correção Anual	31.12.2016	31.12.2015
(1) UHE Mauá	Copel GeT	29.06.2007	03.07.2007	07.2042	5,65% a.a.	IPCA	16.235	15.437
(2) UHE Colíder	Copel GeT	29.12.2010	17.01.2011	01.2046	7,74% a.a.	IPCA	22.783	21.493
(3) UHE Baixo Iguaçu	Copel GeT	19.07.2012	20.08.2012	01.2047	7,74% a.a.	IPCA	6.299	5.557
(4) PCH Cavernoso	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	66	97
(5) UHE Apucaraninha	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	460	676
(6) UHE Chaminé	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	795	1.170
(7) UHE Derivação Rio Jordão	Copel GeT	11.07.2013	24.02.2014	02.2019	7,74% a.a.	IPCA	532	702
(8) UHEs Fundão e Santa Clara	Elejor	23.10.2001	25.10.2001	10.2036	11,00% a.a.	IGPM	518.372	490.533
							565.542	**535.665**
						Circulante	**66.210**	**61.786**
						Não circulante	**499.332**	**473.879**

Taxa de desconto no cálculo do valor presente

Taxa desconto real e líquida, compatível com a taxa estimada de longo prazo, não tendo vinculação com a expectativa de retorno do projeto.

Pagamento à União

(1) Parcelas mensais equivalentes a 1/12 do pagamento anual proposto de R$ 643 (51% de R$ 1.262), conforme cláusula 6ª do Contrato de Concessão nº 001/2007.

(2) Parcelas mensais equivalentes a 1/12 do pagamento anual proposto de R$ 1.256, a partir da data prevista para entrada em operação comercial da UHE, conforme cláusula 6ª do Contrato de Concessão nº 001/2011.

(3) (4) (5) (6) (7) Parcelas mensais equivalentes a 1/12 do pagamento anual proposto, conforme cláusula 5ª do Contrato de Concessão nº 007/2013, pelo prazo de 5 anos.

(8) Parcelas mensais equivalentes a 1/12 do pagamento anual proposto de R$ 19.000, do 6º ao 35º ano de concessão ou enquanto estiver na exploração dos aproveitamentos hidrelétricos, conforme Termo de Ratificação do Lance e cláusula 6ª do Contrato de Concessão nº 125/2001.

28.1 Valor nominal e valor presente de contas a pagar vinculadas à concessão

Consolidado	Valor nominal	Valor presente
2017	66.366	66.210
2018	66.380	47.248
2019	65.832	42.236
2020	65.788	38.476
Após 2020	1.078.823	371.372
	1.343.189	**565.542**

28.2 Mutação de contas a pagar vinculadas à concessão

Consolidado	Circulante	Não circulante	Total
Em 1º.01.2015	**54.955**	**436.772**	**491.727**
Adição	-	334	334
Ajuste a valor presente	-	(1.742)	(1.742)
Variação monetária	6.500	94.192	100.692
Transferências	55.677	(55.677)	-
Pagamentos	(55.346)	-	(55.346)
Em 31.12.2015	**61.786**	**473.879**	**535.665**
Adição (a)	574.827	742	575.569
Ajuste a valor presente	-	(483)	(483)
Variação monetária	17.693	85.691	103.384
Transferências	60.497	(60.497)	-
Pagamentos	(648.593)	-	(648.593)
Em 31.12.2016	**66.210**	**499.332**	**565.542**

(a) A adição de R$ 574.827 refere-se à Bonificação de Outorga (NE nº 10.2). Este saldo está totalmente quitado.

29 Outras Contas a Pagar

Consolidado	31.12.2016	31.12.2015
Acordo Ivaí Engenharia (NE nº 30.1.2 - g)	122.068	-
Consumidores	32.283	26.391
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	28.880	31.399
Taxa de iluminação pública arrecadada	27.565	11.671
Provisão Despacho Aneel nº 084/2017	20.542	15.823
Devolução ao consumidor	10.894	12.011
Aquisição de investimentos	9.595	9.571
Cauções em garantia	8.067	8.861
Outras obrigações	35.422	50.944
	295.316	**166.671**
Circulante	**264.791**	**135.709**
Não circulante	**30.525**	**30.962**

30 Provisões para Litígios e Passivo Contingente

A Companhia e suas controladas respondem por diversos processos judiciais e administrativos perante diferentes cortes. A Administração, com base na avaliação de seus assessores legais, constitui provisões para as ações cujas perdas são consideradas prováveis, quando os critérios de reconhecimento de provisão descritos na NE nº 4.9 são atendidos.

A Administração da Companhia acredita ser impraticável fornecer informações a respeito do momento de eventuais saídas de caixa relacionadas às ações pelas quais a Companhia e suas controladas respondem na data da elaboração das demonstrações financeiras, tendo em vista a imprevisibilidade e a dinâmica dos sistemas judiciário, tributário e regulatório brasileiro, sendo que a resolução final depende das conclusões dos processos judiciais. Por este motivo, esta informação não é fornecida.

30.1 Provisões para litígios

30.1.1 Mutação das provisões para litígios das ações consideradas como de perda provável

Consolidado	Saldo em 1º.01.2016	Resultado			Imobilizado e intangível em curso	Quitações	Transferências	Saldo em 31.12.2016
		Provisões para litígios		Custo de construção				
		Adições	Reversões	Adições	Adições/(Reversões)			
Fiscais								
Cofins (a)	258.715	28.563	(193.386)	-	-	-	-	93.892
Outras (b)	68.333	86.362	(9.630)	-	-	(1.758)	(32.317)	110.990
	327.048	**114.925**	**(203.016)**	**-**	**-**	**(1.758)**	**(32.317)**	**204.882**
Trabalhistas (c)	**408.133**	**168.352**	**(9.824)**	**-**	**-**	**(107.760)**	**-**	**458.901**
Benefícios a empregados (d)	**104.480**	**7.583**	**(69.334)**	**-**	**-**	**(363)**	**-**	**42.366**
Cíveis								
Cíveis e direito administrativo (e)	325.217	99.205	(53.965)	-	-	(74.973)	-	295.484
Servidões de passagem (f)	62.869	1.786	(17.141)	49.842	2.575	(551)	-	99.380
Desapropriações e patrimoniais (g)	196.895	26.764	(943)	1.980	(5.197)	(1.537)	(152.250)	65.712
Consumidores (h)	13.656	-	(2.195)	-	-	(6.233)	-	5.228
	598.637	**127.755**	**(74.244)**	**51.822**	**(2.622)**	**(83.294)**	**(152.250)**	**465.804**
Ambientais (i)	**868**	**564**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1.432**
Regulatórias (j)	**55.770**	**12.211**	**(1)**	**-**	**-**	**(22)**	**-**	**67.958**
	1.494.936	**431.390**	**(356.419)**	**51.822**	**(2.622)**	**(193.197)**	**(184.567)**	**1.241.343**

Consolidado	Saldo em 1º.01.2015	Resultado			Imobilizado e intangível em curso	Quitações	Saldo em 31.12.2015
		Provisões para litígios		Custo de construção			
		Adições	Reversões	Adições	Adições/(Reversões)		
Fiscais							
Cofins (a)	254.386	4.328	-	-	-	-	258.714
Outras (b)	37.458	50.125	(15.262)	-	-	(3.987)	68.334
	291.844	**54.453**	**(15.262)**	**-**	**-**	**(3.987)**	**327.048**
Trabalhistas (c)	**326.246**	**132.868**	**(17.949)**	**-**	**-**	**(33.032)**	**408.133**
Benefícios a empregados (d)	**114.543**	**27.219**	**(15.018)**	**-**	**-**	**(22.264)**	**104.480**
Cíveis							
Fornecedores	60.680	-	(2.868)	-	-	(57.812)	-
Cíveis e direito administrativo (e)	256.169	134.097	(22.890)	-	-	(42.159)	325.217
Servidões de passagem (f)	25.407	36.390	(41.657)	36.816	6.249	(336)	62.869
Desapropriações e patrimoniais (g)	402.219	45.586	(270.270)	6.460	13.964	(1.064)	196.895
Consumidores (h)	10.602	7.336	(2.438)	-	-	(1.844)	13.656
	755.077	**223.409**	**(340.123)**	**43.276**	**20.213**	**(103.215)**	**598.637**
Ambientais (i)	**479**	**389**	**-**	**-**	**-**	**-**	**868**
Regulatórias (j)	**58.443**	**5.498**	**(6.985)**	**-**	**-**	**(1.186)**	**55.770**
	1.546.632	**443.836**	**(395.337)**	**43.276**	**20.213**	**(163.684)**	**1.494.936**

Controladora	Saldo em 1º.01.2016	Resultado		Quitações	Saldo em 31.12.2016
		Adições	Reversões		
Fiscais					
Cofins (a)	258.715	28.563	(193.386)	-	93.892
Outras (b)	12.015	12.985	(98)	(1.567)	23.335
	270.730	**41.548**	**(193.484)**	**(1.567)**	**117.227**
Trabalhistas (c)	**29**	**24**	**(35)**	**-**	**18**
Cíveis (f)	**5.652**	**20.768**	**-**	**(5.842)**	**20.578**
Regulatórias (j)	**14.109**	**1.012**	**-**	**-**	**15.121**
	290.520	**63.352**	**(193.519)**	**(7.409)**	**152.944**

Controladora	Saldo em 1º.01.2015	Resultado		Quitações	Saldo em 31.12.2015
		Adições	Reversões		
Fiscais					
Cofins (a)	254.386	4.328	-	-	258.714
Outras (b)	29.338	156	(13.492)	(3.986)	12.016
	283.724	**4.484**	**(13.492)**	**(3.986)**	**270.730**
Trabalhistas (c)	**159**	**157**	**(287)**	**-**	**29**
Cíveis (f)	**672**	**5.221**	**(241)**	**-**	**5.652**
Regulatórias (j)	**12.764**	**1.345**	**-**	**-**	**14.109**
	297.319	**11.207**	**(14.020)**	**(3.986)**	**290.520**

30.1.2 Descrição da natureza e/ou informações sobre as principais ações

a) Contribuição para o financiamento da seguridade social - Cofins

Autor: Receita Federal

Exigência de Cofins e respectivos juros e multa, relativos aos períodos de agosto de 1995 a dezembro de 1996 lançados em decorrência de rescisão de acórdão judicial que havia reconhecido a imunidade da Companhia ao tributo.

Situação atual: aguardando julgamento.

No segundo trimestre de 2016, a Copel efetuou a reversão de provisão no valor de R$ 193.386, considerando que o processo nº 10980-720.458/2011-15, relativo ao período de outubro de 1998 a junho de 2001, transitou em julgado favoravelmente à Companhia, cancelando a exigência fiscal.

b) Outras provisões fiscais

Ações relativas a impostos, taxas e outros tributos federais, estaduais e municipais, em que a Companhia discute a incidência ou não, bem como suas bases e valores para recolhimento. A principal ação está descrita a seguir:

Réu: Receita Federal do Brasil

Pelo processo nº 5037809-14.2015.4.04.7000, a Copel GeT requereu parcelamento do saldo a pagar do ajuste anual do IRPJ e da CSLL, referente ao período de apuração de 2014. A Receita Federal do Brasil consolidou o valor com aplicação de multa no patamar máximo. Foi ajuizado Mandado de Segurança com objetivo de obstar o ato da Receita Federal que, no entendimento da Administração, não observou o limite previsto na legislação.

Situação atual: O TRF 4º região julgou improcedente a ação e dessa decisão, a Companhia interpôs Embargos de Declaração pleiteando efeito infringente. Em 31.12.2016, o valor de R$ 32.318 foi transferido para Outras Obrigações Fiscais.

c) Trabalhistas

Ações movidas por empregados e ex-empregados da Copel e de suas controladas, envolvendo cobrança de horas-extras, periculosidade, adicional de transferência, equiparação/reenquadramento salarial e outras, e também ações movidas por ex-empregados de seus empreiteiros e empresas terceirizadas (responsabilidade subsidiária), envolvendo cobrança de parcelas indenizatórias e outras.

d) Benefícios a empregados

Ações de reclamatórias trabalhistas movidas por ex-empregados aposentados da Copel e de suas subsidiárias integrais contra a Fundação Copel, que causarão, consequentemente, reflexos para a Companhia e suas subsidiárias integrais, na medida em que forem necessários aportes complementares.

e) Cíveis e direito administrativo

Ações que envolvem faturamento, procedimento irregular, contratos administrativos e multa contratual, indenização por acidentes com a rede de energia elétrica e acidentes com veículos. As principais ações estão descritas a seguir:

Autor: Tradener Ltda. **Valor estimado:** R$ 105.010

Ações populares e civis públicas ajuizadas nas quais se aponta ilegalidades e nulidades relativas à celebração do contrato de comercialização de energia elétrica firmado entre a Tradener e a Companhia. A ação popular nº 588/2006 já transitou em julgado e a decisão reconheceu como válida as comissões devidas pela Companhia à Tradener. Na ação civil pública nº 0000219-78.2003.8.16.0004, ajuizada pelo Ministério Público, também há decisão no sentido da ausência de irregularidades no contrato de comercialização de energia. Diante disso, a Tradener ajuizou ações de cobrança, visando o recebimento de suas comissões.

Situação atual: - Processo nº 0005550-26.2012.8.16.0004 - a Companhia foi condenada ao pagamento das comissões devidas à Tradener por decisão que transitou em julgado em 28.06.2016. Em cumprimento de sentença, na data de 07.11.2016, a Companhia quitou a obrigação, no valor executado de R$ 57.116, ensejando a extinção do processo.

- Processo nº 0005990.22.2012.8.16.0004 - por sentença proferida em 27.01.2014, a Companhia foi condenada ao pagamento das comissões devidas à Tradener do valor atualizado aproximado de R$ 105.010, correspondente ao valor atualizado pelo Índice Nacional de Preço ao Consumidor - INPC / Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE a partir do vencimento das comissões, acrescido de juros de 1% ao mês, contados da citação (31.10.2012) e honorários. Dessa decisão, a Companhia recorreu, porém, em 08.11.2016, por maioria, o Tribunal negou provimento à apelação. Dessa decisão a Copel opôs recurso de Embargos de Declaração que aguarda julgamento.

f) Servidões de passagem

As ações judiciais ocorrem quando há divergência entre o valor avaliado pela Copel para pagamento e o pleiteado pelo proprietário e/ou quando a documentação do proprietário não apresenta condições de registro (inventários em andamento, propriedades sem matrículas, entre outras).

Ocorrem, também na intervenção do usucapião de terceiros, seja na qualidade de confrontante ou mesmo quando se trate de imóvel onde há áreas de servidão de passagem, a fim de preservar os limites e confrontações das faixas de servidões.

g) Desapropriações e patrimoniais

As ações judiciais de desapropriação e patrimoniais ocorrem quando há divergência entre o valor avaliado pela Copel para pagamento e o pleiteado pelo proprietário e/ou quando a documentação do proprietário não apresenta condições de registro (inventários em andamento, propriedades sem matrículas etc.).

As ações patrimoniais compreendem, ainda, reintegrações de posse de imóveis de propriedade da concessionária. As demandas judiciais existem quando há necessidade de retomada dos imóveis invadidos por terceiros nas áreas de propriedade da Companhia. Decorrem também, da intervenção no usucapião de terceiros, seja na qualidade de confrontante, a fim de preservar os limites e confrontações das áreas desapropriadas. A principal ação está descrita a seguir:

Autor: Ivaí Engenharia de Obras S.A.

Ação declaratória proposta pela autora com o objetivo de obter o reconhecimento do direito ao reequilíbrio econômico-financeiro do contrato firmado com a Copel GeT, seguida de ação rescisória proposta pela Copel com objetivo de obter a desconstituição da decisão judicial transitada em julgado na ação declaratória, seguida de ação de cobrança proposta pela autora com objetivo de cobrar os valores decorrentes do reequilíbrio econômico-financeiro do contrato e seguida de cumprimento de sentença provisório proposto pela autora.

Situação atual: A ação declaratória e a ação rescisória já se encontram encerradas por decisão transitada em julgado, tendo havido a condenação da Copel ao pagamento de honorários advocatícios de sucumbência e despesas processuais. Os valores decorrentes do direito ao reequilíbrio econômico-financeiro do contrato declarado na decisão transitada em julgado, proferida na ação declaratória, constituem objeto de discussão judicial em ação de cobrança, em fase recursal no Superior Tribunal de Justiça - STJ, sendo que, também, são objeto de cumprimento de sentença provisório iniciado pela parte contrária, em andamento no juízo de primeiro grau. Em 21.10.2016, foi assinado acordo, previamente aprovado pelo Conselho de Administração, em que a Copel se comprometeu a pagar à Ivaí Engenharia, a quantia de R$ 152.250, em 15 parcelas mensais e sucessivas, no valor base de R$ 10.150, de maneira que o pagamento da primeira parcela tem vencimento até o 5º dia útil após a assinatura do termo de transação e o pagamento das 14 parcelas restantes tem vencimento no 15º dia de cada um dos meses imediatamente seguintes, considerando que o valor base da segunda parcela, assim como todas que lhe seguirem, terão seu valor corrigido monetariamente, desde o momento da assinatura do acordo, pelo critério de atualização da aplicação de percentual equivalente a 50% do último índice IPCA divulgado até data de vencimento de cada parcela. O acordo abrange as discussões existentes entre as partes sobre o equilíbrio econômico-financeiro do contrato e suspende o andamento dos processos judiciais de ação de cobrança, em fase recursal no STJ, e do cumprimento de sentença provisório, até o pagamento de todas as parcelas do acordo, momento em que serão extintos os referidos processos judiciais. Em 30.09.2016, o valor de R$ 152.250 foi transferido para Outras contas a pagar (NE nº 29).

h) Consumidores

Ações pleiteando ressarcimento de danos causados em aparelhos eletrodomésticos, indenizações por dano moral decorrente da prestação de serviço (suspensão do fornecimento) e ações movidas por consumidores industriais questionando a legalidade da majoração da tarifa de energia elétrica ocorrida na vigência do Plano Cruzado e pleiteando restituição de valores envolvidos.

i) Ambientais

Ações civis públicas e ações populares que têm como finalidade obstaculizar o andamento de licenciamento ambiental de novos projetos ou a recuperação de áreas de preservação permanente no entorno dos reservatórios das usinas hidrelétricas utilizadas indevidamente por particulares. Em caso de eventual condenação, estima-se somente o custo da elaboração de novos estudos ambientais e o custo de recuperação das áreas de propriedade da Copel GeT.

Contemplam também os Termos de Ajuste de Conduta - TAC, os quais referem-se aos compromissos acordados e aprovados entre a Companhia e os órgãos competentes pelo descumprimento de alguma condicionante concluída nas Licenças de Instalação e Operação. Por serem considerados passivos, esses valores são registrados como “obrigações” no passivo circulante e não circulante e a contrapartida no ativo imobilizado (custo da construção).

j) Regulatórias

A Companhia está discutindo nas esferas administrativas e judicial notificações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias. A principal ação está descrita a seguir:

Autores: Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE e Dona Francisca Energética S.A.

Valor estimado: R$ 49.655

A Copel, a Copel GeT e a Copel DIS estão discutindo ações judiciais contra o Despacho Aneel nº 288/2002, envolvendo as empresas citadas.

Situação atual: aguardando julgamento.

30.2 Passivo contingente

30.2.1 Classificação das ações consideradas como de perda possível.

Passivos contingentes são obrigações presentes decorrentes de eventos passados, sem provisões reconhecidas por não ser provável uma saída de recursos que incorporam benefícios econômicos para liquidar a obrigação. A seguir informações sobre a natureza e as potenciais perdas dos passivos contingentes da Companhia e de suas controladas.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	**31.12.2015**	**31.12.2016**	**31.12.2015**
Fiscais (a)	484.539	1.252.740	752.625	1.476.765
Trabalhistas (b)	146	222	423.495	605.095
Benefícios a empregados (c)	-	-	23.631	73.310
Cíveis (d)	10.302	30.711	594.220	1.170.019
Regulatórias (e)	-	-	765.906	646.455
	494.987	**1.283.673**	**2.559.877**	**3.971.644**

30.2.2 Descrição da natureza e/ou informações sobre as principais ações

a) Fiscais

Ações relativas a impostos, taxas e outros tributos federais, estaduais e municipais, em que a Companhia discute a incidência ou não, bem como suas bases e valores para recolhimento. As principais ações estão descritas a seguir:

Autor: Receita Federal

No segundo trimestre, a Copel reduziu a estimativa deste item em R$ 635.797, em virtude de o processo 10980-720.458/2011-15 (relativo à Cofins do período de outubro de 1998 a junho de 2001) ter transitado em julgado favoravelmente à Companhia, cancelando esta exigência fiscal.

No quarto trimestre, o processo 11453.720.001/2011-23 (referente à maior parte dos juros exigidos relativamente à Cofins de agosto de 1995 a dezembro de 1996) transitou em julgado favoravelmente à Companhia, permitindo o cancelamento dessa exigência fiscal estimada, na época, em aproximadamente R$153.000.

Situação atual: processo encerrado.

Autor: Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS **Valor estimado:** R$ 307.450

Exigências fiscais contra a Copel referentes à execução fiscal de contribuição previdenciária (NFLD nº 35.273.870-7), sendo mister ressaltar que o processo já foi julgado favoravelmente à Companhia nas duas instâncias.

Situação atual: aguardando julgamento.

Autor: Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS **Valor estimado:** R$ 27.044

Exigências fiscais contra a Copel relativas a contribuição previdenciária sobre a cessão de mão-de-obra (NFLD nº 35.273.876-6). Processo aguarda julgamento no CARF desde 2010. A atribuição de grau de risco possível decorre da existência de diversos argumentos jurídicos de defesa, especialmente a (a) ausência de prestação de serviços ou cessão de mão-de-obra e (b) desnecessidade de retenção da contribuição no caso de prestadoras de serviço optantes pelo Simples.

Situação atual: aguardando julgamento.

Autor: Secretaria de Estado da Fazenda **Valor estimado:** R$ 62.139

O Estado do Paraná lavrou o auto de infração nº 6587156-4 em face da Copel DIS, por suposta ausência de recolhimento do ICMS sobre a rubrica 'demanda medida' destacada nas faturas de energia elétrica emitidas em face de grande consumidor, no período de maio de 2011 a dezembro de 2013.

A Copel DIS sustenta a sua ilegitimidade para figurar no polo passivo da presente autuação fiscal, vez que a mesma é decorrente da Ação Declaratória nº 33.036, em trâmite na 3ª Vara da Fazenda Pública de Curitiba, ajuizada por grande consumidor em face do Estado do Paraná, a qual foi julgada procedente entendendo-se devida a incidência do ICMS apenas sobre a demanda medida, sentença essa posteriormente reformada pelo TJ/PR, no Recurso de Apelação Cível 822.670-2, entendendo-se pela ilegitimidade ativa do grande consumidor para questionar a incidência do ICMS sobre a demanda contratada.

Entende a Companhia que, não tendo figurado no referido processo judicial, não pode sofrer os efeitos da decisão judicial nele proferida, o que implicaria na sua ilegitimidade para figurar no polo passivo do auto de infração 6.587.156-4.

b) Trabalhistas

Ações movidas por empregados e ex-empregados da Copel e de suas controladas, envolvendo cobrança de horas-extras, periculosidade, adicional de transferência, equiparação/reenquadramento salarial e outras, e também ações movidas por ex-empregados de seus empreiteiros e empresas terceirizadas (responsabilidade subsidiária), envolvendo cobrança de parcelas indenizatórias e outras.

c) Benefícios a empregados

Ações de reclamatórias trabalhistas movidas por ex-empregados aposentados da Copel e de suas subsidiárias integrais contra a Fundação Copel, que causarão, consequentemente, reflexos para a Companhia e suas subsidiárias integrais, na medida em que forem necessários aportes complementares.

d) Cíveis

Ações que envolvem faturamento, procedimento irregular, contratos administrativos e multa contratual, indenização por acidentes com a rede de energia elétrica e acidentes com veículos. As principais ações estão descritas a seguir:

Autor: Mineradora Tibagiana Ltda. **Valor estimado:** R$ 143.354

Ação para indenização sobre supostos prejuízos nas atividades da mineradora pelas obras de construção da Usina Mauá, pelo Consórcio Energético Cruzeiro do Sul, do qual a Copel GeT participa com o percentual de 51%, onde se discute judicialmente a validade da autorização de lavra de mineração da Mineradora Tibagiana no local da UHE Mauá e efeitos indenizatórios dela decorrentes.

Situação atual: Ação pendente de julgamento em 1º grau de jurisdição.

Autor: Ivaí Engenharia de Obras S.A.

Ação de cobrança proposta pela autora com o objetivo de cobrar os valores decorrentes do reequilíbrio econômico-financeiro do contrato firmado com a Copel GeT, reconhecido na ação declaratória.

Situação atual: em 18.12.2015, ocorreu a publicação do acórdão de julgamento do 2º recurso de embargos de declaração da Copel GeT perante o Superior Tribunal de Justiça - STJ, no qual se discute a diferença de valores decorrente da atualização do crédito da autora com cumulação da taxa Selic com outros índices de juros no período antecedente ao laudo pericial judicial (outubro de 2005). O julgamento prescreve o retorno do processo ao Tribunal de Justiça do Paraná - TJ-PR para que este profira novo julgamento sobre os embargos de declaração da Copel GeT, suprindo a omissão do julgamento anterior. Há recurso de embargos de declaração apresentado em 05.02.2016, pela Ivaí, o qual encontra-se pendente de julgamento no STJ. Desse modo, considera-se como perda provável o valor do direito de crédito da autora corrigido pelo índice oficial do TJ-PR, sendo este a média do IGP-DI/INPC, buscado pela Copel GeT perante o Judiciário, acrescido de juros de mora de 1% ao mês, mais honorários advocatícios de sucumbência, embora ainda seja considerado como perda possível a reforma do acórdão do STJ, com a manutenção do acórdão anterior do TJ-PR, ou seja, permanecendo o valor do débito corrigido pela cumulação da taxa Selic com outros índices de juros no período antecedente ao laudo pericial. Em paralelo, há uma execução provisória do valor total do crédito buscado pela Ivaí. Conforme descrito na NE 30.1.2, foi celebrado acordo entre as partes, sendo que esse abrange as discussões existentes sobre o equilíbrio econômico-financeiro do contrato e suspende o andamento dos processos judiciais de ação de cobrança, em fase recursal no STJ, e do cumprimento de sentença provisório, até o pagamento de todas as parcelas do acordo, momento em que serão extintos os referidos processos judiciais.

Autores: franquiados de Agência/loja Copel **Valor estimado:** R$ 48.924

Propositura de 02 (duas) ações individuais em razão de contratos administrativos de franquia de Agência/loja Copel, com pedido principal para reconhecer subconcessão e transferir serviços prestados, com repasse integral dos valores das tarifas, e pedido secundário de prorrogação do contrato e indenização, com repasse integral dos valores das tarifas, dentre outras verbas, atualmente com recursos pendentes de julgamento.

Situação atual: aguardando julgamentos.

e) Regulatórias

A Companhia está discutindo nas esferas administrativas e judicial notificações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias. As principais ações estão descritas a seguir:

Autor: Aneel **Valor estimado:** R$ 17.007

A Copel DIS interpôs recurso em face da decisão exarada pelo Diretor Geral da Aneel, através do despacho nº 3.959 de 08.12.2015, que determinou a aplicação de penalidade à Copel DIS, a título de parcela de ineficiência por subcontratação, em razão da sobrecontratação de Montante de Uso do Sistema de Distribuição - Musd, junto ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

Situação atual: aguardando julgamento.

Autor: Energia Sustentável do Brasil S.A. - ESBR **Valor estimado:** R$ 721.060

O principal questionamento é o que tende a prevenir as distribuidoras da responsabilização por prejuízos resultantes do atraso no cronograma das obras da UHE Jirau, a ESBR moveu contra a Aneel a ação ordinária nº 10426-71.2013.4.01.4100, na Justiça Federal de Rondônia, cuja sentença (i) reconheceu excludentes de responsabilidade pelo atraso de 535 dias no cronograma das obras da UHE Jirau; (ii) declarou inexigíveis quaisquer obrigações, penalidades e custos impostos à ESBR decorrentes do atraso e, por fim, (iii) anulou o despacho Aneel nº 1.732/2013, que havia reconhecido o atraso de apenas 52 dias no cronograma de implantação. Houve recurso de apelação pela Aneel, em trâmite no TRF da 1ª Região.

A consequência prática da decisão foi que, ao tempo em que isentou a ESBR, expôs as Distribuidoras com as quais celebrou CCEARs ao Mercado de Curto Prazo e ao alto valor do PLD no período, onde se inclui a Copel DIS. Isso, porque as regras de comercialização de energia elétrica impõem que toda energia consumida tenha a correspondente cobertura contratual.

Uma das medidas adotadas foi a impetração do mandado de segurança nº 1001675-88.2015.4.01.0000, junto ao Tribunal Regional Federal da 1ª Região, através da Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia Elétrica - Abradee, da qual a Copel DIS faz parte, cujo pedido principal é voltado à anulação do processo promovido pela ESBR contra a Aneel desde a citação. Embora se tenha obtida decisão liminar favorável, houve julgamento desfavorável no Mandado de Segurança, no sentido do seu não cabimento neste caso. Publicado o acórdão, foi interposto recurso ordinário pela Abradee, em processamento no TRF da 1ª região.

Contudo, em 30.11.2015, foi deferido em parte o pedido da Aneel em Suspensão de Execução de Sentença nº 0050083-30.2015.4.01.0000/RO, pela Presidência do TRF da 1ª Região, no sentido de manter a deliberação do Conselho de Administração da CCEE, decorrente da 813ª reunião de 21.07.2015, que considerou, a partir da decisão judicial no âmbito da Ação Cautelar nº 9500-90.2013.4.01.4100 "como obrigação de entrega 70% da garantia física proporcionada pela efetiva entrada em operação comercial das unidades geradoras da UHE Jirau até que esse montante seja equivalente à obrigação de entrega original". Foi interposto recurso pela ESBR, rejeitado. Decisão também sujeita a recurso.

O risco de perda da ação está classificado como possível (intermediário), considerando o montante de R$ 721.060 em 31.12.2016. Caso as ações sejam julgadas desfavoráveis, o valor será considerado como um Ativo Financeiro Setorial a ser recuperado mediante tarifa.

Situação atual: aguardando julgamento.

31 Patrimônio Líquido

31.1 Atribuível aos acionistas da empresa controladora

31.1.1 Capital social

O capital social está representado por ações ordinárias e preferenciais. Nas Assembleias Gerais, cada ação ordinária tem direito a um voto. As ações preferenciais não têm direito a voto e são de classes "A" e "B".

De acordo com o artigo 17 e seus parágrafos, da Lei nº 6.404/1976, os dividendos atribuídos às ações preferenciais são, no mínimo, 10% maiores do que os atribuídos às ações ordinárias.

As ações preferenciais classe "A" têm prioridade no reembolso do capital e na distribuição de dividendos mínimos de 10% a.a., não cumulativos, calculados com base no capital próprio a esta espécie e classe de ações.

As ações preferenciais classe "B" têm prioridade no reembolso do capital e direito ao recebimento de dividendos, correspondentes à parcela do valor equivalente a 25% do lucro líquido ajustado, de acordo com a legislação societária e o estatuto da Companhia, calculados com base no capital próprio a esta espécie e classe de ações. Os dividendos assegurados à classe "B" são prioritários apenas em relação às ações ordinárias e somente são pagos à conta dos lucros remanescentes, depois de pagos os dividendos prioritários das ações preferenciais classe "A".

Em 15.12.2016, a Assembleia Geral Extraordinária aprovou aumento de capital no valor de R$ 1.000.000, com a utilização de reserva de retenção de lucros.

O capital social integralizado monta a R$ 7.910.000. Sua composição por ações (sem valor nominal) e principais acionistas é a seguinte:

Acionistas	Número de ações em unidades							
	Ordinárias		Preferenciais "A"		Preferenciais "B"		Total	
	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%
Estado do Paraná	85.028.598	58,63	-	-	-	-	85.028.598	31,07
BNDESPAR	38.298.775	26,41	-	-	27.282.006	21,26	65.580.781	23,96
Eletrobrás	1.530.774	1,06	-	-	-	-	1.530.774	0,56
Custódias em bolsa:								
BM&FBOVESPA	18.631.543	12,85	76.763	23,36	66.917.562	52,16	85.625.868	31,30
NYSE	1.204.601	0,83	-	-	33.958.398	26,47	35.162.999	12,85
Latibex	-	-	-	-	88.949	0,07	88.949	0,03
Prefeituras	178.393	0,12	9.326	2,84	3.471	-	191.190	0,07
Outros	158.396	0,10	242.538	73,80	45.282	0,04	446.216	0,16
	145.031.080	**100,00**	**328.627**	**100,00**	**128.295.668**	**100,00**	**273.655.375**	**100,00**

31.1.2 Ajustes de avaliação patrimonial

Na adoção inicial das IFRS, foram reconhecidos os valores justos do ativo imobilizado - custo atribuído. A conta Ajustes de avaliação patrimonial foi a contrapartida desse ajuste, líquido do imposto de renda e contribuição social diferidos, inclusive por equivalência patrimonial. A realização de tais ajustes é contabilizada na conta de lucros acumulados, na medida em que ocorra a depreciação ou eventual baixa dos itens avaliados.

Nessa conta também são registrados os ajustes decorrentes das variações de valor justo envolvendo os ativos financeiros disponíveis para venda, bem como os ajustes dos passivos atuariais.

Mutação de ajustes de avaliação patrimonial

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2015	**976.964**	**976.964**
Ajustes referentes a ativos financeiros disponíveis para venda		
Aplicações financeiras (a)	417	633
Tributos sobre os ajustes	-	(216)
Investimentos em participações societárias	(5)	(5)
Tributos sobre os ajustes	1	1
Ajustes referentes a passivos atuariais		
Benefícios pós-emprego	2.050	410.330
Tributos sobre os ajustes	(696)	(139.059)
Benefícios pós-emprego - equivalência (a)	289.082	19.660
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
Custo atribuído do imobilizado	-	(137.031)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	46.590
Custo atribuído do imobilizado - equivalência (a)	(90.441)	-
Atribuível aos acionistas não controladores	**-**	**(495)**
Em 31.12.2015	**1.177.372**	**1.177.372**
Ajustes referentes a ativos financeiros disponíveis para venda		
Aplicações financeiras (a)	(2)	(2)
Investimentos em participações societárias	3.614	3.614
Tributos sobre os ajustes	(1.229)	(1.229)
Ajustes referentes a passivos atuariais		
Benefícios pós-emprego	6.460	(88.906)
Tributos sobre os ajustes	(2.196)	30.174
Benefícios pós-emprego - equivalência	(63.913)	(852)
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
Custo atribuído do imobilizado	-	(154.102)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	52.395
Custo atribuído do imobilizado - equivalência (a)	(101.707)	-
Realização de ganhos atuariais	(19.933)	(19.933)
Atribuível aos acionistas não controladores	**-**	**(65)**
Em 31.12.2016	**998.466**	**998.466**

(a) Equivalência patrimonial na controladora, líquida de tributos.

31.1.3 Reserva legal e reserva de retenção de lucros

A reserva legal é constituída com base em 5% do lucro líquido do exercício, antes de qualquer destinação, limitada a 20% do capital social.

A reserva de retenção de lucros visa à cobertura do programa de investimento da Companhia, conforme o artigo 196 da Lei nº 6.404/1976. Sua constituição ocorre mediante retenção do remanescente do lucro líquido do exercício, após a reserva legal, os juros sobre o capital próprio e os dividendos.

31.1.4 Proposta de distribuição de dividendos

Controladora	31.12.2016	31.12.2015
(1) Cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios (25%)		
Lucro líquido do exercício	958.650	1.192.738
Reserva legal (5%)	(47.933)	(59.637)
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial	101.707	90.441
Base de cálculo para os dividendos mínimos obrigatórios	1.012.424	1.223.542
	253.106	**305.885**
(2) Distribuição total proposta (3+5)	**282.947**	**326.795**
(3) Juros sobre o capital próprio, brutos	282.947	198.000
Imposto de renda retido na fonte	(29.841)	(20.910)
(4) Juros sobre o capital próprio, líquidos	**253.106**	**177.090**
(5) Dividendos propostos		**128.795**
(6) Distribuição total proposta, líquida (4+5)	**253.106**	**305.885**
Valor bruto dos dividendos por ação:		
Ações ordinárias	0,98539	1,13716
Ações preferenciais classe "A"	2,89050	2,52507
Ações preferenciais classe "B"	1,08410	1,25473
Valor bruto dos dividendos por classes de ações:		
Ações ordinárias	142.912	164.924
Ações preferenciais classe "A"	949	960
Ações preferenciais classe "B"	139.086	160.911

Conforme as disposições legais e estatutárias vigentes, a base de cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios é obtida a partir do lucro líquido, diminuído da quota destinada à reserva legal. Contudo, a Administração deliberou acrescentar na citada base de cálculo a realização dos ajustes de avaliação patrimonial, de que trata o item 28 do ICPC 10 Interpretação sobre a Aplicação Inicial ao Ativo Imobilizado e à Propriedade para Investimento dos Pronunciamentos Técnicos CPCs 27, 28, 37 e 43, de forma a anular o efeito causado ao resultado pelo aumento da despesa com depreciação, decorrente da adoção das normas contábeis por ele estabelecidas, bem como pelo CPC 27 Ativo Imobilizado. Este procedimento reflete a política de remuneração aos acionistas da Companhia, a qual será praticada durante a realização de toda a reserva de ajustes de avaliação patrimonial.

A distribuição dos dividendos mínimos obrigatórios é reconhecida como um passivo nas demonstrações financeiras da Companhia e de suas controladas ao final do exercício.

O benefício fiscal dos juros sobre capital próprio é reconhecido na demonstração de resultado no momento do seu registro em contas a pagar.

31.1.5 Lucro por ação - básico e diluído

Controladora	31.12.2016	31.12.2015
Numerador básico e diluído		
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores:		
Ações ordinárias	485.255	603.746
Ações preferenciais classe "A"	1.282	1.741
Ações preferenciais classe "B"	472.113	587.251
	958.650	**1.192.738**
Denominador básico e diluído		
Média ponderada das ações (em milhares):		
Ações ordinárias	145.031.080	145.031.080
Ações preferenciais classe "A"	348.531	380.291
Ações preferenciais classe "B"	128.275.764	128.244.004
	273.655.375	**273.655.375**
Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas da empresa controladora		
Ações ordinárias	3,34587	4,16287
Ações preferenciais classe "A"	3,68045	4,57807
Ações preferenciais classe "B"	3,68045	4,56917

O lucro ou prejuízo líquido por ação é calculado com base na média ponderada do número de ações em circulação durante o período de divulgação. Para todos os períodos apresentados, a Companhia não tem nenhum instrumento potencial equivalente a ações ordinárias que pudesse ter efeito dilutivo, desta forma, o lucro básico por ações é equivalente ao lucro por ação diluído.

Uma vez que os acionistas preferenciais e ordinários possuem direitos a dividendos, a voto e a liquidação diferentes, os lucros básicos e diluídos por ação foram calculados pelo método de "duas classes". O método de "duas classes" é uma fórmula de alocação do lucro que determina o lucro por ação preferencial e ordinária de acordo com os dividendos declarados, conforme o estatuto social da Companhia e os direitos de participação sobre lucros não-distribuídos calculados de acordo com o direito a dividendos de cada classe de ações.

32 Receita Operacional Líquida

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos do consumidor (32.5)	ISSQN	Receita líquida 31.12.2016
Fornecimento de energia elétrica (32.1)	9.606.133	(884.681)	(2.426.940)	(1.063.007)	-	5.231.505
Suprimento de energia elétrica (32.2)	2.963.349	(239.531)	-	(47.746)	-	2.676.072
Disponibilidade da rede elétrica (32.3)	6.974.829	(575.166)	(1.511.601)	(911.479)	-	3.976.583
Receita de construção	1.279.642	-	-	-	-	1.279.642
Valor justo do ativo indenizável da concessão	132.741	-	-	-	-	132.741
Telecomunicações	357.361	(13.872)	(79.582)	-	(2.326)	261.581
Distribuição de gás canalizado	647.579	(62.037)	(113.657)	-	-	471.885
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	(1.079.662)	-	-	-	-	(1.079.662)
Outras receitas operacionais (32.4)	179.820	(26.072)	-	-	(2.342)	151.406
	21.061.792	**(1.801.359)**	**(4.131.780)**	**(2.022.232)**	**(4.668)**	**13.101.753**

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos do consumidor (32.5)	ISSQN	Receita líquida 31.12.2015 Reapresentado
Fornecimento de energia elétrica (32.1)	11.289.201	(1.045.529)	(2.784.289)	(1.712.463)	-	5.746.920
Suprimento de energia elétrica (32.2)	4.130.184	(350.796)	-	(71.947)	-	3.707.441
Disponibilidade da rede elétrica (32.3)	5.879.729	(547.565)	(1.420.129)	(1.523.530)	-	2.388.505
Receita de construção	1.196.324	-	-	-	-	1.196.324
Valor justo do ativo indenizável da concessão	217.713	-	-	-	-	217.713
Telecomunicações	277.876	(10.760)	(55.038)	-	(2.151)	209.927
Distribuição de gás canalizado	704.625	(66.877)	(111.349)	-	-	526.399
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	858.170	-	-	-	-	858.170
Outras receitas operacionais (32.4)	119.402	(22.545)	-	-	(2.412)	94.445
	24.673.224	**(2.044.072)**	**(4.370.805)**	**(3.307.940)**	**(4.563)**	**14.945.844**

32.1 Fornecimento de energia por classe de consumidor

Consolidado	Receita bruta		Receita líquida	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Residencial	2.841.218	3.554.995	1.371.184	1.804.690
Industrial	3.029.411	3.829.081	1.795.957	2.049.456
Comercial, serviços e outras atividades	2.130.228	2.511.750	1.065.202	1.155.967
Rural	815.079	546.685	584.452	339.338
Poder público	236.550	273.120	138.535	149.663
Iluminação pública	229.182	271.036	114.540	122.904
Serviço público	324.465	302.534	161.635	124.902
	9.606.133	**11.289.201**	**5.231.505**	**5.746.920**

32.2 Suprimento de energia elétrica

Consolidado	Receita bruta	
	31.12.2016	31.12.2015
Contratos bilaterais	1.366.551	1.160.503
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	753.393	2.159.431
Contrato de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado - CCEAR (leilão)	673.154	793.036
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 10.2)	96.783	-
Regime de cotas	73.468	17.214
	2.963.349	**4.130.184**

32.3 Disponibilidade da rede elétrica por classe de consumidor

Consolidado	Receita bruta		Receita líquida	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Residencial	2.060.305	1.961.163	977.359	706.983
Industrial	1.246.575	1.280.283	564.335	459.231
Comercial, serviços e outras atividades	1.409.771	1.399.336	667.715	507.703
Rural	339.438	300.297	241.039	185.378
Poder público	168.823	161.275	94.430	71.141
Iluminação pública	167.255	153.826	78.274	53.844
Serviço público	125.928	111.539	59.209	39.896
Consumidores livres	398.024	282.241	300.531	179.711
Rede básica, de fronteira e de conexão	1.494	1.352	1.128	860
Receita de operação e manutenção - O&M	151.984	91.772	138.502	67.663
Receita de juros efetivos (a)	905.232	136.645	854.061	116.095
	6.974.829	**5.879.729**	**3.976.583**	**2.388.505**

(a) Do total de receita bruta de juros efetivos R$ 809.639 referem-se à remuneração pela remensuração do fluxo de caixa dos ativos RBSE (NE nº 10.4).

32.4 Outras receitas operacionais

Consolidado	Receita bruta	
	31.12.2016	31.12.2015
Arrendamentos e aluguéis (32.4.1)	103.793	88.008
Renda da prestação de serviços	32.575	17.203
Serviço taxado	10.148	8.773
Outras receitas	33.304	5.418
	179.820	**119.402**

32.4.1 Receita de arrendamento e aluguéis

Consolidado		
	31.12.2016	31.12.2015
Equipamentos e estruturas	103.490	87.190
Imóveis	248	271
Compartilhamento de instalações	55	547
	103.793	**88.008**

32.5 Encargos do consumidor

Consolidado		
	31.12.2016	31.12.2015
Conta de desenvolvimento energético - CDE Uso (32.5.1)	876.361	1.494.630
Conta de desenvolvimento energético - CDE Energia	790.117	497.667
Outros encargos do consumidor - bandeira tarifária	203.671	1.120.218
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D e PEE	100.039	126.656
Quota para reserva global de reversão - RGR	42.887	62.554
Taxa de fiscalização	9.157	6.215
	2.022.232	**3.307.940**

32.5.1 Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

A CDE, criada pela Lei n.º 10.438/2002 e alterada pela Lei 12.783/2013, tem a finalidade de prover recursos para: (i) universalização; (ii) subvenção à subclasse residencial baixa renda; (iii) Conta de Consumo de Combustíveis – CCC; (iv) amortização de operações financeiras vinculadas à reversão de ativos ao final das concessões; (v) a competitividade da energia produzida a partir de fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral. As quotas da CDE foram definidas originalmente com base nos valores da CCC dos Sistemas Interligados de 2001, cujos valores foram reajustados anualmente, a partir de 2002, na proporção do crescimento de mercado de cada agente, e em 2004 também pelo Índice de Preço ao Consumidor Amplo - IPCA. A partir da Lei 12.783/2013, a sistemática fica alterada e as cotas passam a ser definidas em função dos recursos necessários para atingir sua finalidades e das demais receitas relacionadas à CDE. O encargo CDE incorpora:

a) quota anual da CDE-Uso: Essa quota é destinada ao custeio dos objetivos da CDE, previstos em seu orçamento anual, definido pelo Poder Executivo, conforme previsto nos §§ 2º e 3º do art. 13 da Lei nº 10.438/2002, com redação dada pela Lei nº 12.783/2013.

A Resolução Homologatória Aneel n° 2018/2016 definiu a quota da CDE-Uso, no valor mensal de R$ 83.727 a partir da competência de janeiro de 2016. Porém, a partir da competência de junho do mesmo ano, o valor mensal da quota foi alterado para R$ 71.600, estabelecida pela Resolução Aneel nº 2.077/2016;

b) quota anual CDE - Energia (Conta ACR): Essa quota é destinada à quitação das operações de crédito contratadas pela CCEE na gestão da Conta no Ambiente de Contratação Regulada - Conta ACR, em atendimento ao Decreto nº 8.222/2014, e nos termos na Resolução Normativa nº 612/2014.

A Conta ACR tem como objetivo cobrir as despesas incorridas pelas concessionárias de distribuição, relativas ao ano de 2014, em decorrência da exposição involuntária no mercado de curto prazo e do despacho de usinas termelétricas vinculadas a CCEAR na modalidade por disponibilidade de energia elétrica.

A Resolução Homologatória nº 1.863/2015 definiu o valor da quota de CDE relativa à Conta ACR em R$ 46.638, a partir da competência de junho de 2015. A partir da competência de junho de 2016, por meio da Resolução Homologatória nº 2004/2015, o valor da quota foi atualizado para R$ 49.362. Em 31.12.2016, restam 36 parcelas a serem pagas. As referidas parcelas são atualizadas anualmente, a partir do processo tarifário de cada distribuidora, de acordo com as condições contratadas pela CCEE para cada um dos financiamentos realizados junto às instituições financeiras participantes; e

c) quota anual CDE-Energia: Essa quota é destinada à devolução dos recursos recebidos pelas concessionárias de distribuição, no período de janeiro de 2013 a janeiro de 2014, para a cobertura de parcela dos custos com a exposição involuntária no mercado de curto prazo, o risco hidrológico das usinas contratadas em regime de quotas, e o despacho de termoelétricas por razão de segurança energética, em atendimento aos Decretos 7.895/2013 e Decreto 8.203/2014.

A Resolução Homologatória Aneel n° 1.857/2015, definiu a quota da CDE-Energia, no valor mensal de R$ 17.120. A partir da competência de junho de 2016, o valor mensal da quota foi alterado para R$ 18.947, estabelecida pela Resolução Aneel nº 2.077/2016.

Liminares Abrace e Anace

Em decorrência de decisões liminares em favor da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores de Livres - Abrace, e da Associação Nacional dos Consumidores de Energia - Anace e de outras associadas, que questionam judicialmente os componentes tarifários da CDE-Uso e CDE-Energia, a Aneel, pelas Resoluções Homologatórias 1.967/2015, 1.986/2015 e 2.083/2016, homologou o cálculo tarifário deduzindo estes encargos às associadas daquelas entidades, enquanto vigorarem as liminares concedidas nos Processos Judiciais nº 24648-39.2015.4.01.3400 e nº 0069262-32.2015.4.01.3400/16ª Vara Federal.

Em contrapartida, pela decisão liminar em favor da Abradee, é assegurado às distribuidoras associadas o direito do não repasse, deduzindo da parcela da CDE-Uso e CDE-Energia os valores não arrecadados em razão dos efeitos das decisões liminares. Tal dedução, que alcança todas as liminares, foi aprovada pela Aneel pelo Despacho nº 1.576, de 14.06.2016.

Recentemente, em cumprimento à decisão liminar concedida nos autos do Processo Judicial nº 0028882-30.2016.4.01.3400 da 2ª Vara Federal, a Aneel, através do Despacho nº 2.634, de 30.09.2016, homologou, referente ao processo tarifário de 2016, novas tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição - Tusd para os associados da Abrace, com vigência a partir de 29.06.2016, e enquanto perdurar os efeitos da antecipação de tutela.

Considerando como base o mês de competência de dezembro de 2016, atualmente são 96 unidades consumidoras beneficiadas pelas decisões liminares. Dessa forma, a Companhia vem procedendo, ao longo do exercício, a dedução do pagamento da cota da CDE dos valores não faturados decorrentes destas liminares, assim não impactando o resultado da distribuidora.

As diferenças entre a cobertura tarifária para este encargo e a cota efetivamente paga, desde o início da vigência das liminares até a competência de dezembro de 2016, representam o montante de R$ 79.364 para a CDE Uso e R$ 6.414 para a CDE Energia.

32.6 Revisão tarifária periódica da Copel DIS

A Aneel homologou o resultado da 4º Revisão Tarifária Periódica da Copel DIS por meio da Resolução Homologatória nº 2.096, de 21.06.2016, que autorizou a aplicação do reajuste médio de -12,87% a ser percebido pelos consumidores, o qual é composto da seguinte forma: -1,73% referentes à inclusão dos componentes financeiros; 4,48% decorrente da atualização da Parcela B; -2,57% referentes a atualização da Parcela A; e -13,05% que refletem a retirada dos componentes financeiros do processo tarifário anterior.

O reajuste foi aplicado integralmente às tarifas da Copel DIS a partir do dia 24.06.2016.

No processo de Revisão Tarifária Periódica, que até o 4º Ciclo era realizada a quatro anos, são redefinidos pela Aneel os custos que compõem a chamada Parcela B, ou seja, os custos operacionais e de capital, que são a depreciação e a remuneração dos investimentos. Para tanto, são consideradas as alterações na estrutura de custos e de mercado da concessionária, os níveis de tarifas observados em empresas similares, os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas.

O processo de Revisão Tarifária também envolve a atualização dos custos que compõem a Parcela A, ou seja, os custos relacionados à aquisição de energia, ao uso dos sistemas de transmissão e os encargos setoriais.

Base de Remuneração Regulatória - BRR

A BRR corresponde ao montante de investimentos realizados pelas distribuidoras na prestação dos serviços que será coberto pelas tarifas cobradas dos consumidores. Estes ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica somente são elegíveis a compor a Base de Remuneração Regulatória quando efetivamente utilizados na atividade concedida.

De acordo com o determinado no Proret, da Aneel, para a avaliação dos ativos das concessionárias de distribuição de energia elétrica, a base de remuneração no Ciclo de RTP vigente é calculada considerando a base de remuneração aprovada no Ciclo anterior (base "blindada"), aprovados por laudo de avaliação (associados aos ativos existentes, em operação, excetuando-se as movimentações ocorridas no período), mais os valores das inclusões ocorridas entre as datas-bases da RTP anterior e atual (base incremental).

No 4º Ciclo de Revisão Tarifária, a Copel DIS alcançou BRR líquida de R$ 4.920.381 e remuneração do capital de R$ 595.326.

33 Custos e Despesas Operacionais

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.12.2016
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(4.685.604)	-	-	-	(4.685.604)
Encargos de uso da rede elétrica	(866.243)	-	-	-	(866.243)
Pessoal e administradores (33.2)	(976.027)	(17.314)	(311.077)	-	(1.304.418)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(192.880)	(2.616)	(64.271)	-	(259.767)
Material	(71.747)	(851)	(8.865)	-	(81.463)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(33.352)	-	-	-	(33.352)
Gás natural e insumos para operação de gás	(325.413)	-	-	-	(325.413)
Serviços de terceiros (33.3)	(369.442)	(53.659)	(127.392)	-	(550.493)
Depreciação e amortização	(664.470)	(31)	(30.290)	(13.505)	(708.296)
Perdas estimadas, provisões e reversões (33.4)	(567.112)	(184.610)	-	(16.974)	(768.696)
Custo de construção (33.5)	(1.280.745)	-	-	-	(1.280.745)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(201.080)	8.633	(199.250)	(23.159)	(414.856)
	(10.234.115)	**(250.448)**	**(741.145)**	**(53.638)**	**(11.279.346)**

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.12.2015
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(6.032.916)	-	-	-	(6.032.916)
Encargos de uso da rede elétrica	(919.788)	-	-	-	(919.788)
Pessoal e administradores (33.2)	(863.406)	(15.617)	(289.827)	-	(1.168.850)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(196.238)	(2.388)	(55.701)	-	(254.327)
Material	(66.968)	(748)	(8.986)	-	(76.702)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(199.323)	-	-	-	(199.323)
Gás natural e insumos para operação de gás	(1.176.090)	-	-	-	(1.176.090)
Serviços de terceiros (33.3)	(365.745)	(41.876)	(111.882)	-	(519.503)
Depreciação e amortização	(600.240)	(35)	(68.558)	(7.639)	(676.472)
Perdas estimadas, provisões e reversões (33.4)	66.029	(226.837)	-	(50.021)	(210.829)
Custo de construção (33.5)	(1.251.004)	-	-	-	(1.251.004)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(193.627)	4.104	(135.652)	(100.959)	(426.134)
	(11.799.316)	**(283.397)**	**(670.606)**	**(158.619)**	**(12.911.938)**

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas), líquidas	31.12.2016
Pessoal e administradores (33.2)	(30.861)	-	(30.861)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(5.689)	-	(5.689)
Material	(647)	-	(647)
Serviços de terceiros	(24.331)	-	(24.331)
Depreciação e amortização	(49)	(1.121)	(1.170)
Perdas estimadas, provisões e reversões (33.4)	-	166.334	166.334
Outras receitas (despesas) operacionais	(46.184)	66.438	20.254
	(107.761)	**231.651**	**123.890**

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas), líquidas	31.12.2015
Pessoal e administradores (33.2)	(76.665)	-	(76.665)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(8.481)	-	(8.481)
Material	(542)	-	(542)
Serviços de terceiros	(13.834)	-	(13.834)
Depreciação e amortização	(2)	(6.606)	(6.608)
Perdas estimadas, provisões e reversões (33.4)	-	2.813	2.813
Outras receitas (despesas) operacionais	(24.193)	207	(23.986)
	(123.717)	**(3.586)**	**(127.303)**

33.1 Energia elétrica comprada para revenda

Consolidado	31.12.2016	31.12.2015
Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	3.220.461	3.812.509
Itaipu Binacional	1.089.804	1.567.844
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	535.656	982.388
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfa	242.910	177.946
Contratos bilaterais	20.006	30.557
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(423.233)	(538.328)
	4.685.604	**6.032.916**

33.2 Pessoal e administradores

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Pessoal				
Remunerações	15.648	46.310	801.789	735.072
Encargos sociais	5.223	15.249	257.519	227.667
Auxílio alimentação e educação	1.169	4.094	109.999	98.367
Participação nos lucros e/ou resultados (a)	650	2.925	64.814	78.462
Provisão para indenização por demissões voluntárias e aposentadorias	-	-	44.276	5.443
	22.690	**68.578**	**1.278.397**	**1.145.011**
Administradores				
Honorários	6.479	6.420	20.639	19.027
Encargos sociais	1.658	1.632	5.136	4.645
Outros gastos	34	35	246	167
	8.171	**8.087**	**26.021**	**23.839**
	30.861	**76.665**	**1.304.418**	**1.168.850**

(a) De acordo com a Lei Federal nº 10.101/2000, o Decreto Estadual n° 1.978/2007 e a Lei Estadual nº 16.560/2010.

33.3 Serviços de terceiros

Consolidado	31.12.2016	31.12.2015
Manutenção do sistema elétrico	160.720	160.564
Manutenção de instalações	90.451	85.192
Comunicação, processamento e transmissão de dados	61.317	72.042
Leitura e entrega de faturas	49.462	44.399
Consultoria e auditoria	41.396	19.120
Agentes autorizados e credenciados	40.035	34.429
Atendimento a consumidor	21.000	20.478
Outros serviços	86.112	83.279
	550.493	**519.503**

33.4 Perdas estimadas, provisões e reversões

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
PECLD (Clientes e Outros créditos)	-	-	179.908	226.838
Perdas estimadas (reversão) para redução ao valor recuperável de ativos	-	-	581.577	(66.029)
Provisão (reversão) para litígios	(166.334)	(2.813)	(21.408)	48.499
Perdas estimadas em créditos tributários	-	-	23.917	1.521
Perdas estimadas em consórcios	-	-	4.702	-
	(166.334)	**(2.813)**	**768.696**	**210.829**

33.5 Custo de construção

Consolidado	31.12.2016	31.12.2015
Material	588.414	574.132
Serviços de terceiros	495.309	504.197
Pessoal	135.272	100.299
Outros	61.750	72.376
	1.280.745	**1.251.004**

33.6 Outros custos e despesas operacionais, líquidos

Consolidado	31.12.2016	31.12.2015
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	183.014	155.147
Indenizações	89.531	50.541
Perdas na desativação e alienação de bens	43.496	53.266
Propaganda e publicidade	37.451	25.867
Arrendamentos e aluguéis (33.6.1)	35.453	33.961
Tributos	29.443	24.237
Resultado da alteração de método de avaliação de investimento (NE nº 18.4)	(52.107)	-
Outros custos e despesas, líquidos	48.575	83.115
	414.856	**426.134**

33.6.1 Arrendamentos e aluguéis

Consolidado	31.12.2016	31.12.2015
Imóveis	29.911	27.830
Outros	6.919	7.434
(-) Créditos de PIS e Cofins	(1.377)	(1.303)
	35.453	**33.961**

34 Resultado Financeiro

	Controladora		Consolidado	
				Reapresentado
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Receitas financeiras				
Acréscimos moratórios sobre faturas de energia	-	-	221.673	168.796
Juros e variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	194.153	217.722	194.153	217.722
Renda de aplicações financeiras mantidas para negociação	2.838	1.556	175.367	139.056
Atualização de depósitos judicias	36.080	-	99.823	-
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	39.283	25.198
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	27.734	121.401
Renda de aplicações financeiras disponíveis para venda	21	18	13.497	16.160
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão	-	-	1.116	2.122
Remuneração sobre contas a receber vinculadas à indenização da concessão	-	-	-	20.363
Outras receitas financeiras	87.964	26.051	123.907	58.809
	321.056	**245.347**	**896.553**	**769.627**
(-) Despesas financeiras				
Variação monetária, cambial e encargos da dívida	289.192	272.193	1.072.875	751.524
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão	-	-	90.480	101.072
Variação monetária sobre parcelamento da CCEE	-	-	54.753	-
Juros sobre P&D e PEE (NE nº 27.2)	-	-	41.781	34.060
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	39.358	41.579	40.607	42.627
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	20.597	96.162
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	13.947	-
Variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	5.235	-	5.235	-
Outras despesas financeiras	328	329	122.022	72.853
	334.113	**314.101**	**1.462.297**	**1.098.298**
Líquido	**(13.057)**	**(68.754)**	**(565.744)**	**(328.671)**

35 Segmentos Operacionais

Segmentos operacionais são as atividades de negócios que geram receitas e incorrem em despesas, cujos resultados operacionais são regularmente revistos pelas diretorias executivas da Controladora e das controladas, principais tomadoras de decisões estratégicas, responsáveis pela alocação de recursos e pela avaliação de desempenho.

35.1 Produtos e serviços dos quais os segmentos reportáveis têm suas receitas geradas

A Companhia atua nos segmentos reportáveis identificados pelas diretorias de cada área de negócio, considerando os ambientes regulatórios, as unidades estratégicas de negócios e os diferentes produtos e serviços. Os segmentos são gerenciados separadamente, pois cada negócio e cada empresa exige diferentes tecnologias e estratégias.

Nos exercícios de 2016 e de 2015, todas as vendas foram realizadas em território brasileiro, bem como, todos os ativos não correntes estão localizados em território nacional.

Não foram identificados nenhum cliente na Companhia e de suas controladas que seja responsável individualmente por mais de 10% da receita líquida total do exercício de 2016.

A Companhia avalia o desempenho de cada segmento, com base em informações derivadas dos registros contábeis.

As políticas contábeis dos segmentos operacionais são as mesmas descritas no resumo das principais práticas contábeis e as operações intersegmentos são realizadas como se estas fossem com terceiros, ou seja, pelos preços correntes de mercado.

35.2 Segmentos reportáveis da Companhia

Os segmentos reportáveis da Companhia, de acordo com o CPC 22/IFRS 8, são:

Geração e transmissão de energia elétrica (GET) - tem como atribuição produzir energia elétrica a partir de empreendimentos de fontes hidráulica, eólica e térmica **(GER)**, e prover os serviços de transporte e transformação da energia elétrica, sendo responsável pela construção, operação e manutenção de subestações, bem como pelas linhas destinadas à transmissão de energia **(TRA)**; para os gestores, os ativos e passivos dos segmentos de geração e de transmissão de energia são apresentados de forma agregada e o resultado é apresentado de forma segregada;

Distribuição e comercialização de energia elétrica (DIS) - tem como atribuição distribuir e comercializar energia, sendo responsável por operar e manter a infraestrutura, bem como prestar serviços correlatos;

Telecomunicações (TEL) - tem como atribuição a prestação de serviços de telecomunicações e de comunicações em geral;

Gás - tem como atribuição a exploração do serviço público de distribuição de gás natural canalizado; e

Holding (HOL) - tem como atribuição a participação em outras empresas.

35.3 Ativo por segmento reportável

ATIVO	Energia elétrica		TEL	GÁS	HOL	Operações intersegmento	Consolidado
31.12.2016	GET	DIS					
ATIVO TOTAL	**15.590.175**	**10.074.577**	**856.510**	**526.477**	**3.351.656**	**(373.483)**	**30.025.912**
ATIVO CIRCULANTE	**1.288.148**	**2.588.602**	**89.471**	**135.292**	**941.761**	**(640.284)**	**4.402.990**
ATIVO NÃO CIRCULANTE	**14.302.027**	**7.485.975**	**767.039**	**391.185**	**2.409.895**	**266.801**	**25.622.922**
Realizável a Longo Prazo	3.680.669	1.971.232	79.853	152.676	2.145.759	(136.332)	7.893.857
Investimentos	2.116.139	1.362	-	-	217.449	-	2.334.950
Imobilizado	8.223.951	-	667.443	-	42.909	-	8.934.303
Intangível	281.268	5.513.381	19.743	238.509	3.778	403.133	6.459.812

ATIVO 31.12.2015	GET	DIS	TEL	GÁS	HOL	Operações intersegmento	Consolidado
ATIVO TOTAL	**13.730.872**	**10.715.266**	**769.317**	**481.303**	**3.641.088**	**(390.189)**	**28.947.657**
ATIVO CIRCULANTE	**2.237.784**	**4.155.554**	**179.898**	**103.579**	**873.169**	**(616.587)**	**6.933.397**
ATIVO NÃO CIRCULANTE	**11.493.088**	**6.559.712**	**589.419**	**377.724**	**2.767.919**	**226.398**	**22.014.260**
Realizável a Longo Prazo	1.568.330	1.426.826	59.031	71.016	2.016.463	(189.874)	4.951.792
Investimentos	1.517.582	1.374	-	-	705.754	-	2.224.710
Imobilizado	8.138.199	-	512.068	-	42.415	-	8.692.682
Intangível	268.977	5.131.512	18.320	306.708	3.287	416.272	6.145.076

35.4 Demonstração do resultado por segmento reportável

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica			TEL	GÁS	HOL	Operações intersegmento	Consolidado
	GET		DIS					
31.12.2016	GER	TRA						
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**2.927.680**	**1.491.547**	**8.344.765**	**325.115**	**542.822**	**6.238**	**(536.414)**	**13.101.753**
Receita operacional líquida com terceiros	2.618.869	1.406.335	8.313.141	258.794	498.376	6.238	-	13.101.753
Receita operacional líquida entre segmentos	308.811	85.212	31.624	66.321	44.446	-	(536.414)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	**(2.032.767)**	**(605.202)**	**(8.502.377)**	**(241.848)**	**(534.817)**	**101.251**	**536.414**	**(11.279.346)**
Energia elétrica comprada para revenda	(92.050)	-	(4.893.230)	-	-	(9.119)	308.795	(4.685.604)
Encargos de uso da rede elétrica	(322.849)	-	(642.753)	-	-	-	99.359	(866.243)
Pessoal e administradores	(208.887)	(116.966)	(804.974)	(101.397)	(32.765)	(39.429)	-	(1.304.418)
Planos previdenciário e assistencial	(43.251)	(24.171)	(163.329)	(18.827)	(3.596)	(6.593)	-	(259.767)
Material	(12.768)	(5.017)	(59.178)	(2.044)	(1.768)	(688)	-	(81.463)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(77.797)	-	-	-	-	-	44.445	(33.352)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(325.413)	-	-	(325.413)
Serviços de terceiros	(157.602)	(24.030)	(348.479)	(46.552)	(20.082)	(26.755)	73.007	(550.493)
Depreciação e amortização	(369.352)	(3.697)	(274.180)	(34.645)	(25.251)	(1.171)	-	(708.296)
Provisão (reversão) para litígios e perdas em créditos tributários	(1.086)	(9.234)	(128.899)	(4.653)	(1.036)	166.316	-	21.408
Perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos	(494.098)	-	-	-	(87.479)	-	-	(581.577)
Outras perdas estimadas, provisões e reversões	(30.700)	(975)	(171.045)	(2.598)	(3.209)	-	-	(208.527)
Custo de construção	-	(406.345)	(849.275)	-	(25.125)	-	-	(1.280.745)
Outros custos e despesas operacionais	(222.327)	(14.767)	(167.035)	(31.132)	(9.093)	18.690	10.808	(414.856)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	**-**	**117.970**	**-**	**-**	**-**	**103.725**	**-**	**221.695**
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**894.913**	**1.004.315**	**(157.612)**	**83.267**	**8.005**	**211.214**	**-**	**2.044.102**
Receitas financeiras	122.694	21.339	396.880	13.489	13.551	331.646	(3.046)	896.553
Despesas financeiras	(613.041)	(108.538)	(369.868)	(23.100)	(14.973)	(335.823)	3.046	(1.462.297)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	**404.566**	**917.116**	**(130.600)**	**73.656**	**6.583**	**207.037**	**-**	**1.478.358**
Imposto de renda e contribuição social	(205.027)	(220.512)	(28.729)	(15.324)	(1.632)	(59.344)	-	(530.568)
LUCRO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	**199.539**	**696.604**	**(159.329)**	**58.332**	**4.951**	**147.693**	**-**	**947.790**

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica			TEL	GÁS	HOL	Operações intersegmento	Consolidado
	GET		DIS					
31.12.2015 - Reapresentado	GER	TRA						
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**4.264.197**	**501.387**	**9.797.855**	**272.247**	**1.391.474**	**-**	**(1.281.316)**	**14.945.844**
Receita operacional líquida com terceiros	3.954.296	420.451	9.770.086	207.091	593.920	-	-	14.945.844
Receita operacional líquida entre segmentos	309.901	80.936	27.769	65.156	797.554	-	(1.281.316)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	**(2.580.045)**	**(394.015)**	**(9.516.397)**	**(203.878)**	**(1.360.357)**	**(138.672)**	**1.281.426**	**(12.911.938)**
Energia elétrica comprada para revenda	(309.682)	-	(6.007.222)	-	-	-	283.988	(6.032.916)
Encargos de uso da rede elétrica	(294.660)	-	(706.680)	-	-	-	81.552	(919.788)
Pessoal e administradores	(186.385)	(79.873)	(699.891)	(87.393)	(30.715)	(84.593)	-	(1.168.850)
Planos previdenciário e assistencial	(40.325)	(18.477)	(165.635)	(17.516)	(3.264)	(9.110)	-	(254.327)
Material	(12.502)	(3.399)	(55.531)	(2.745)	(1.937)	(588)	-	(76.702)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(996.679)	-	-	-	-	-	797.356	(199.323)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(1.176.090)	-	-	(1.176.090)
Serviços de terceiros	(184.228)	(20.476)	(353.773)	(35.900)	(20.282)	(15.472)	110.628	(519.503)
Depreciação e amortização	(369.778)	(3.399)	(243.645)	(31.510)	(21.532)	(6.608)	-	(676.472)
Provisão (reversão) para litígios e perdas em créditos tributários	89.726	35.061	(164.615)	(3.742)	(7.744)	2.813	-	(48.501)
Reversão de perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos	66.029	-	-	-	-	-	-	66.029
Outras perdas estimadas, provisões e reversões	(122.700)	-	(104.121)	(987)	(549)	(7)	7	(228.357)
Custo de construção	-	(287.247)	(896.924)	-	(66.833)	-	-	(1.251.004)
Outros custos e despesas operacionais	(218.861)	(16.205)	(118.360)	(24.085)	(31.411)	(25.107)	7.895	(426.134)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	**-**	**22.853**	**-**	**-**	**-**	**69.692**	**-**	**92.545**
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**1.684.152**	**130.225**	**281.458**	**68.369**	**31.117**	**(68.980)**	**110**	**2.126.451**
Receita financeira	114.767	33.198	354.626	5.939	14.968	248.350	(2.221)	769.627
Despesa financeira	(414.791)	(9.583)	(340.439)	(6.459)	(13.898)	(315.252)	2.124	(1.098.298)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	**1.384.128**	**153.840**	**295.645**	**67.849**	**32.187**	**(135.882)**	**13**	**1.797.780**
Imposto de renda e contribuição social	(392.507)	(30.966)	(89.591)	(13.205)	(9.119)	3.159	-	(532.229)
LUCRO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	**991.621**	**122.874**	**206.054**	**54.644**	**23.068**	**(132.723)**	**13**	**1.265.551**

35.5 Adições no ativo não circulante por segmento reportável

31.12.2016	GET		DIS	TEL	GÁS	HOL	Consolidado
	GER	TRA					
Imobilizado							
Adições	619.964	-	-	187.313	-	556	807.833
Intangível							
Adições	23	3.184	892.693	6.447	25.847	533	928.727

31.12.2015	GET		DIS	TEL	GÁS	HOL	Consolidado
	GER	TRA					
Imobilizado							
Adições	724.538	-	-	100.998	-	186	825.722
Reversão de perdas estimadas	56.405	-	-	-	-	-	56.405
	780.943	**-**	**-**	**100.998**	**-**	**186**	**882.127**
Intangível							
Adições	**285**	**5.058**	**888.906**	**4.427**	**69.592**	**534**	**968.802**

36 Instrumentos Financeiros

36.1 Categorias e apuração do valor justo dos instrumentos financeiros

Consolidado	NE		31.12.2016		31.12.2015	
	nº	Nível	Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
Ativos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado - mantido para negociação						
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5	1	982.073	982.073	1.480.727	1.480.727
Títulos e valores mobiliários (b)	6	1	3.385	3.385	2.565	2.565
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	291.043	291.043	333.649	333.649
			1.276.501	**1.276.501**	**1.816.941**	**1.816.941**
Empréstimos e recebíveis						
Cauções e depósitos vinculados (a)			1.294	1.294	2.000	2.000
Clientes (a)	7		2.488.141	2.488.141	3.107.889	3.107.889
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (d)	8		1.522.735	1.610.269	1.383.242	1.343.497
Ativos financeiros setoriais (a)	9		-	-	1.045.662	1.045.662
Contas a receber vinculadas à concessão (e)	10		2.612.418	2.612.418	943.473	943.473
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (f)	10		586.706	673.545	-	-
Estado do Paraná - Programas do Governo (a)	15.1		155.141	155.141	187.048	187.048
Caução STN (c)	23.1		73.074	47.166	86.137	51.414
			7.439.509	**7.587.974**	**6.755.451**	**6.680.983**
Disponíveis para venda						
Títulos e valores mobiliários (b)	6	1	1.567	1.567	2.728	2.728
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	201.499	201.499	158.449	158.449
Contas a receber vinculadas à concessão (g)	10	3	614.806	614.806	424.140	424.140
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão (h)	11	3	67.401	67.401	219.556	219.556
Outros investimentos (i)	17	1	-	-	17.626	17.626
			885.273	**885.273**	**822.499**	**822.499**
Total dos ativos financeiros			**9.601.283**	**9.749.748**	**9.394.891**	**9.320.423**
Passivos Financeiros						
Outros passivos financeiros						
Passivos financeiros setoriais (a)	9		278.992	278.992	-	-
Parcelamento junto a Receita Federal do Brasil (c)	13.3		198.527	183.573	193.739	171.119
Fornecedores (a)	22		1.292.350	1.292.350	1.619.049	1.619.049
Empréstimos e financiamentos (c)	23		4.046.293	3.677.926	4.077.060	3.539.257
Debêntures (j)	24		4.790.809	4.790.809	3.683.928	3.683.928
Contas a pagar vinculadas à concessão (k)	28		565.542	640.839	535.665	651.403
Total dos passivos financeiros			**11.172.513**	**10.864.489**	**10.109.441**	**9.664.756**

Os diferentes níveis foram definidos conforme a seguir:

Nível 1: obtidas de preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos ou passivos idênticos;

Nível 2: obtidas por meio de outras variáveis além dos preços cotados incluídos no Nível 1, que são observáveis para o ativo ou passivo;

Nível 3: obtidas por meio de técnicas de avaliação que incluem variáveis para o ativo ou passivo, mas que não têm como base os dados observáveis de mercado.

Apuração dos valores justos

a) Equivalente ao seu respectivo valor contábil, em razão de sua natureza e prazo de realização.

b) Calculado de acordo com as informações disponibilizadas pelos agentes financeiros e pelos valores de mercado dos títulos emitidos pelo governo brasileiro.

c) Utilizado como premissa básica o custo da última captação realizada pela Companhia, 124% do CDI para desconto do fluxo de pagamentos esperado.

d) Utilizada como premissa a comparação com o título Notas do Tesouro Nacional - NTN-B, de longo prazo e pós-fixado, a NTN-B Principal com vencimento em 15.08.2024, que paga em torno de 5,24% a.a. mais IPCA.

e) Os critérios e as premissas estão divulgados na NE nº 4.4.9, concessão de transmissão.

f) Créditos a receber relacionados ao contrato de concessão de prestação de serviço de geração de energia elétrica em regime de cotas, tendo seu valor justo calculado pelo fluxo de entradas de caixa esperado, descontado à taxa estipulada no edital do leilão nº 12/2015 Aneel (9,04%), melhor taxa para utilizar como referência de mercado para este direito.

g) Os critérios e as premissas estão divulgados na NE nº 4.4.9, concessão de distribuição. A mutação ocorrida em 2016 está demonstrada na NE nº 10.1.

h) Os ativos de geração têm valores justos equivalentes aos valores contábeis, conforme NE nº 11.

i) Calculado conforme cotações de preços publicadas em mercado ativo.

j) Calculado conforme cotação do Preço Unitário - PU em 30.12.2016, obtido junto à Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais - Anbima, líquido do custo financeiro a amortizar.

k) Utilizada a taxa de desconto real e líquida, de 8,63% a.a., compatível com a taxa estimada pela Companhia para projetos de longo prazo.

36.2 Gerenciamento dos riscos financeiros

A Companhia mantém o Comitê de Gestão de Riscos Corporativos, responsável pelo desenvolvimento e acompanhamento das políticas de gerenciamento de riscos e o assessoramento do Comitê de Auditoria, de forma a assegurar a boa gestão dos recursos e a proteção e valorização do seu patrimônio.

Os negócios da Companhia estão expostos aos seguintes riscos resultantes de instrumentos financeiros:

36.2.1 Risco de crédito

Risco de crédito é o risco de incorrer em perdas decorrentes de um cliente ou de uma contraparte em um instrumento financeiro, resultantes da falha destes em cumprir com suas obrigações contratuais.

Consolidado Exposição ao risco de crédito	31.12.2016	31.12.2015
Caixa e equivalentes de caixa (a)	982.073	1.480.727
Títulos e valores mobiliários (a)	497.494	497.391
Cauções e depósitos vinculados (a)	74.368	88.137
Clientes (b)	2.488.141	3.107.889
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (c)	1.522.735	1.383.242
Ativos financeiros setoriais	-	1.045.662
Contas a receber vinculadas à concessão (d)	3.227.224	1.367.613
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (e)	586.706	-
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão (f)	67.401	219.556
Estado do Paraná - Programas do Governo (g)	155.141	187.048
	9.601.283	**9.377.265**

a) A Companhia administra o risco de crédito sobre esses ativos, considerando sua política em aplicar praticamente todos os recursos em instituições bancárias federais. Excepcionalmente, por força legal e/ou regulatória, a Companhia aplica recursos em bancos privados considerados de primeira linha.

b) Risco decorrente da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas, resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Tal risco está intimamente relacionado a fatores internos e externos à Copel. Para reduzir esse tipo de risco, a Companhia atua na gerência das contas a receber, detectando as classes de consumidores com maior possibilidade de inadimplência, suspendendo o fornecimento de energia e implementando políticas específicas de cobrança, atreladas a garantias reais ou fidejussórias para débitos superiores a R$ 200.

c) A Administração considera o risco deste crédito reduzido, visto que as amortizações são garantidas com recursos oriundos de dividendos.

d) A Administração considera bastante reduzido o risco deste crédito, visto que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente, referente aos investimentos efetuados em infraestrutura e que não foram recuperados por meio da tarifa até o vencimento da concessão, especificamente a atividade de transmissão, tendo em vista que a RAP é uma receita garantida, portanto sem risco de demanda.

Para o valor relativo aos ativos RBSE existentes em 31.05.2000, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 589/2013, que trata da definição de critérios para cálculo do Valor Novo de Reposição - VNR. Tendo em vista que em 20.04.2016, por meio da Portaria MME nº 120, o Poder Concedente definiu a forma e prazo de recebimento deste ativo regulamentado pela Resolução Normativa Aneel nº 762/2017, a Administração considera como reduzido o risco de crédito.

e) A Administração considera bastante reduzido o risco deste crédito, visto que o contrato celebrado de venda da energia por cotas garante o recebimento de uma Receita Anual de Geração - RAG garantida que inclui a amortização anual deste valor durante o prazo da concessão.

f) Para os ativos de concessão de geração, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 596/2013, que trata da definição de critérios para cálculo do VNR, para fins de indenização. Apesar do Poder Concedente ainda não ter divulgado a forma do pagamento da remuneração dos ativos e de existirem incertezas quanto a homologação dos investimentos realizados, a expectativa da Administração sobre a indenização destes ativos indica a recuperabilidade dos saldos registrados em 31.12.2016.

g) A Administração considera bastante reduzido o risco deste crédito, uma vez que tratam-se de programas específicos junto ao Governo do Estado, a destacar o Programa Luz Fraterna (NE nº 37.a).

36.2.2 Risco de liquidez

O risco de liquidez da Companhia é representado pela possibilidade de insuficiência de recursos, caixa ou outro ativo financeiro, para liquidar as obrigações nas datas previstas.

A Companhia faz a administração do risco de liquidez com um conjunto de metodologias, procedimentos e instrumentos, aplicados no controle permanente dos processos financeiros, a fim de garantir o adequado gerenciamento dos riscos.

Os investimentos são financiados por meio de dívidas de médio e longo prazos junto a instituições financeiras e ao mercado de capitais.

São desenvolvidas projeções econômico-financeiras de curto, médio e longo prazos, as quais são submetidas à apreciação pelos órgãos da Administração. Anualmente ocorre a aprovação do orçamento empresarial para o próximo exercício.

As projeções econômico-financeiras de médio e longo prazos abrangem períodos mensais cobrindo os próximos cinco anos. A projeção de curto prazo considera períodos diários cobrindo os próximos 90 dias.

A Companhia monitora permanentemente o volume de recursos a serem liquidados por meio de controle do fluxo de caixa, objetivando reduzir o custo de captação, o risco de renovação dos empréstimos e a aderência à política de aplicações financeiras, mantendo-se um nível de caixa mínimo.

A tabela a seguir demonstra valores esperados de liquidação, não descontados, em cada faixa de tempo. As projeções foram efetuadas com base em indicadores financeiros vinculados aos respectivos instrumentos financeiros, previstos nas medianas das expectativas de mercado do Relatório Focus, do Banco Central do Brasil, que fornece a expectativa média de analistas de mercado para tais indicadores para o ano corrente e para o ano seguinte. A partir de 2019, repetem-se os indicadores de 2018 até o horizonte da projeção.

Consolidado	Juros (a)	Menos de 1 mês	1 a 3 meses	3 meses a 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Passivo Total
31.12.2016							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 23	90.265	164.214	1.588.764	1.873.952	1.556.703	5.273.898
Debêntures	NE nº 24	8.725	19.929	1.545.694	4.147.064	583.869	6.305.281
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	5.494	10.988	50.331	300.343	1.850.518	2.217.674
Eletrobras - Itaipu	Dólar	-	193.346	893.025	5.104.889	2.698.195	8.889.455
Outros fornecedores	-	1.106.430	21.619	124.060	40.239	2	1.292.350
Obrigações de compra	IGP-M e IPCA	-	1.497.009	3.129.899	17.686.276	94.007.720	116.320.904
Parcelamento junto a Receita Federal do Brasil	Selic	5.133	10.392	48.578	161.534	-	225.637
Passivos Financeiros Setoriais	Selic	13.071	26.537	125.315	144.590	-	309.513
		1.229.118	**1.944.034**	**7.505.666**	**29.458.887**	**100.697.007**	**140.834.712**
31.12.2015							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 23	78.969	86.071	473.032	3.546.135	2.023.379	6.207.586
Debêntures	NE nº 24	6.277	13.735	1.313.062	3.485.797	205.515	5.024.386
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	4.978	9.958	46.687	287.316	2.001.514	2.350.453
Eletrobras - Itaipu	Dólar	-	210.867	988.015	5.774.563	5.047.764	12.021.209
Outros fornecedores	-	1.138.130	228.200	230.316	22.403	-	1.619.049
Obrigações de compra	IGP-M e IPCA	-	1.278.480	3.629.110	21.371.882	112.292.091	138.571.563
Parcelamento junto a Receita Federal do Brasil	Selic	3.764	7.641	36.228	191.659	-	239.292
		1.232.118	**1.834.952**	**6.716.450**	**34.679.755**	**121.570.263**	**166.033.538**

(a) Taxa de juros efetiva - média ponderada.

Em 31.12.2016, a Copel apresentou um capital circulante líquido negativo de R$ 371.351 e o Consolidado de R$ 1.253.046, decorrentes principalmente da redução do ativo circulante em virtude da realização de ativos setoriais repassados à tarifa, somado ao fato de maior concentração de dívidas de curto prazo. A Administração, quando da definição do orçamento empresarial para o exercício de 2017, definiu ações para equacionamento da capacidade financeira de curto prazo, preservando os programas de investimentos da Companhia, no entanto, em patamares inferiores aos verificados em 2016, conforme observado na proposta de orçamento de capital para o exercício de 2017, bem como buscando o alongamento da dívida.

Conforme divulgado nas NEs nºs 23.5 e 24.3, a Companhia e suas controladas têm empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas contratuais restritivas *(covenants)* que podem exigir a antecipação do pagamento destas obrigações.

36.2.3 Risco de mercado

Risco de mercado é o risco de que o valor justo ou os fluxos de caixa futuros de instrumento financeiro oscilem devido a mudanças nos preços de mercado, tais como as taxas de câmbio, taxas de juros e preços de ações. O objetivo do gerenciamento desse risco é controlar as exposições, dentro de parâmetros aceitáveis, e ao mesmo tempo otimizar o retorno.

a) Risco cambial - dólar norte-americano

Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de flutuações nas taxas de câmbio que reduzam saldos ativos ou aumentem saldos passivos em moeda estrangeira.

A dívida em moeda estrangeira da Companhia não é significativa e não existe exposição a operações com derivativos de câmbio. A Companhia mantém monitoramento das taxas cambiais.

O efeito da variação cambial decorrente do contrato de compra de energia da Eletrobras (Itaipu) é repassado no próximo reajuste tarifário da Copel DIS.

O risco cambial na compra de gás decorre da possibilidade de a Compagás computar prejuízos decorrentes de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando o valor em reais das contas a pagar sobre o gás adquirido da Petrobras. Este risco é mitigado pelo monitoramento e repasse da variação de preços aos clientes via tarifa, quando possível. A Compagás mantém monitoramento permanente dessas flutuações.

Análise de sensibilidade do risco cambial

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto da depreciação cambial do Dólar Norte-Americano sobre seus Empréstimos e Financiamentos expostos a tais riscos.

Para o cenário base, foram considerados os saldos existentes nas respectivas contas em 31.12.2016 e para o cenário provável considerou-se os saldos com a variação da taxa de câmbio – fim de período (R$/US$ 3,29) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2017 do Relatório Focus do Bacen de 17.03.2017. Para os cenários adverso e remoto, foi considerada uma deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no Cenário Provável.

		Base	Cenários projetados - dez.2017		
Risco cambial	**Risco**	**31.12.2016**	**Provável**	**Adverso**	**Remoto**
Ativos financeiros					
Caução STN (garantia de empréstimo STN)	Baixa do dólar	73.074	672	(17.764)	(36.201)
		73.074	**672**	**(17.764)**	**(36.201)**
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos					
STN	Alta do dólar	(90.505)	(833)	(23.667)	(46.502)
Fornecedores					
Eletrobras (Itaipu)	Alta do dólar	(198.358)	(1.825)	(51.871)	(101.917)
Petrobras (aquisição de gás pela Compagás)	Alta do dólar	(132.985)	(1.224)	(34.776)	(68.328)
		(421.848)	**(3.882)**	**(110.314)**	**(216.747)**

Além da análise de sensibilidade exigida pela Instrução CVM nº475/2008, a Companhia avalia seus instrumentos financeiros considerando os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido frente aos riscos avaliados pela Administração da Companhia na data das demonstrações financeiras, conforme sugerido pelo CPC 40 (R1) Instrumentos Financeiros: Evidenciação. Baseado na posição patrimonial e no valor nocional dos instrumentos financeiros em aberto em 31.12.2016, estima-se que esses efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna de cenário projetado provável da tabela acima, uma vez que as premissas utilizadas pela Companhia são próximas às descritas anteriormente.

b) Risco de taxa de juros e variações monetárias

Risco de a Companhia incorrer em perdas, por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores, que diminuam as receitas financeiras ou aumentem as despesas financeiras relativas aos ativos e passivos captados no mercado.

A Companhia não celebrou contratos de derivativos para cobrir este risco, mas vem monitorando continuamente as taxas de juros e indexadores de mercado, a fim de observar eventual necessidade de contratação.

Análise de sensibilidade do risco de taxa de juros e variações monetárias

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto de taxas de juros pós-fixadas e de variações monetárias sobre seus ativos e passivos financeiros expostos a tais riscos.

Para o cenário base, foram considerados os saldos existentes nas respectivas contas em 31.12.2016 e para o cenário provável considerou-se os saldos com a variação dos indicadores: CDI/Selic – 9,00%, IPCA – 4,15%, IGP-DI – 4,34%, IGP-M – 4,52% e TJLP – 7,50%, previstos na mediana das expectativas de mercado para 2017 do Relatório Focus do Bacen de 17.03.2017.

Para os cenários adverso e remoto, foi considerada uma deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no Cenário Provável.

		Base	Cenários projetados - dez.2017		
Risco de taxa de juros e variações monetárias	**Risco**	**31.12.2016**	**Provável**	**Adverso**	**Remoto**
Ativos financeiros					
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/SELIC	497.494	44.774	33.581	22.388
Cauções e depósitos vinculados	Baixa CDI/SELIC	1.294	117	87	59
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	Baixa IGP-DI	1.522.735	66.087	49.565	33.043
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	3.813.930	158.278	118.709	79.139
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	Indefinido (a)	67.401	-	-	-
Estado do Paraná - Programas do Governo	Risco reduzido	155.141	-	-	-
		6.057.995	**269.256**	**201.942**	**134.629**
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos					
Banco do Brasil	Alta CDI	(1.475.411)	(132.787)	(165.984)	(199.180)
BNDES	Alta TJLP	(1.692.775)	(126.958)	(158.698)	(190.437)
Notas promissórias	Alta CDI	(581.909)	(52.372)	(65.465)	(78.558)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES	Alta TJLP	(128.721)	(9.654)	(12.068)	(14.481)
Eletrobrás - RGR, Caixa Econômica Federal e Finep	Sem Risco	(76.972)	-	-	-
Debêntures	Alta CDI/SELIC	(4.271.453)	(384.431)	(480.538)	(576.646)
Debêntures	Alta IPCA	(325.965)	(13.528)	(16.909)	(20.291)
Debêntures	Alta TJLP	(193.391)	(14.504)	(18.130)	(21.756)
Passivos financeiros setoriais	Alta Selic	(278.992)	(25.109)	(31.387)	(37.664)
Parcelamento junto a Receita Federal do Brasil	Alta Selic	(198.527)	(17.867)	(22.334)	(26.801)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IGP-M	(518.372)	(27.007)	(33.759)	(40.511)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IPCA	(47.170)	(1.958)	(2.447)	(2.936)
		(9.789.658)	**(806.175)**	**(1.007.719)**	**(1.209.261)**

(a) Avaliação do risco ainda carece de regulamentação por parte do Poder Concedente.

Além da análise de sensibilidade exigida pela Instrução CVM nº475/08, a Companhia avalia seus instrumentos financeiros considerando os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido frente aos riscos avaliados pela Administração da Companhia na data das demonstrações financeiras, conforme

sugerido pelo CPC 40 (R1). Baseado na posição patrimonial e no valor nocional dos instrumentos financeiros em aberto em 31.12.2016, estima-se que esses efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna de cenário projetado provável da tabela acima, uma vez que as premissas utilizadas pela Companhia são próximas às descritas anteriormente.

36.2.4 Risco quanto à escassez de energia

Aproximadamente 61,0% da capacidade instalada no país atualmente é proveniente de geração hidrelétrica, o que torna o Brasil e a região geográfica em que operamos sujeitos a condições hidrológicas que são imprevisíveis, devido a desvios não cíclicos da precipitação média. Condições hidrológicas desfavoráveis podem causar, entre outras coisas, a implementação de programas abrangentes de economia de eletricidade, tais como uma racionalização ou até uma redução obrigatória de consumo, que é o caso de um racionamento.

A partir de 2014, os reservatórios das regiões Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste enfrentaram situações climáticas adversas, levando os órgãos responsáveis pelo setor a adotarem medidas de otimização dos recursos hídricos para garantir o pleno atendimento à carga.

A crise econômica pela qual o país está passando teve um reflexo significativo no consumo de energia elétrica, praticamente estagnando o seu crescimento nos últimos 2 anos, sendo determinante para evitar uma maior dificuldade no atendimento pleno do mercado.

Em relação ao curto prazo, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE informou que o risco de qualquer déficit de energia está dentro margem de segurança. O mesmo posicionamento é adotado pelo ONS em relação ao risco de déficit no médio prazo, conforme apresentado no PEN 2016 - Plano da Operação Energética 2016-2020.

Embora os estoques armazenados nos reservatórios não sejam os ideais, sob o ponto de vista dos órgãos reguladores, quando combinados com outras variáveis, como o menor crescimento do consumo, são suficientes para manter o risco de déficit dentro da margem de segurança estabelecida pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE (risco máximo de 5%) em todos os subsistemas.

36.2.5 Risco quanto aos impactos do GSF

O Mecanismo de Realocação de Energia - MRE é um sistema de redistribuição de energia gerada, característico do setor elétrico brasileiro, que tem sua existência pelo entendimento, à época, na necessidade de uma operação centralizada associada a um preço ótimo calculado centralmente, conhecido como PLD. Como os geradores não possuem controle sobre a sua produção, cada usina recebe uma determinada quantidade virtual de energia à qual pode ser comprometida por meio de contratação bilateral. Este valor, que possibilita registros de contratos bilaterais, é conhecido como Garantia Física - GF e, assim como o PLD, também é calculado centralmente.

Mensalmente, a GF comprometida com contratos bilaterais necessita ser lastreada por geração de energia elétrica. Isto é realizado, basicamente, através de alocação de energia gerada recebida do MRE ou compra de geração valorada ao PLD. O GSF é a relação entre toda a geração hidrelétrica dos participantes do MRE e o somatório da GF de todas as usinas do MRE. Basicamente, o GSF é utilizado para calcular quanto cada usina receberá de geração para lastrear sua GF. Assim, conhecendo o GSF de um dado mês a empresa poderá saber se necessitará lastrear seus contratos bilaterais via compras ao PLD.

Sempre que a multiplicação do GSF pela GF for menor que o somatório dos contratos bilaterais, as empresas necessitarão comprar a diferença no curto prazo. No entanto, para o situação da multiplicação do GSF pela GF ser maior que os contratos bilaterais, a empresa recebe a diferença ao PLD.

As baixas afluências registradas, desde 2014, bem como problemas com atrasos na expansão do sistema de transmissão tiveram como consequência baixos valores de GSF, resultando em fortes perdas para as empresas detentoras de empreendimentos hidroelétricos participantes do MRE.

Para as usinas com contratos no Ambiente de Contratação Livre - ACL, a principal forma de gerenciar o risco de GSF baixo é não comprometer toda a GF com contratos bilaterais, atualmente é abordagem adotada pela Copel.

Para os contratos no ACR, a Lei nº 13.203/2015, permitiu aos geradores contratarem um seguro, junto à carga, mediante pagamento de um Prêmio de Risco. A Copel adotou esta abordagem para proteção dos contratos vinculados a energia produzida pelas UHEs Mauá, Foz do Areia, Santa Clara e Fundão.

Para o segmento de distribuição, os efeitos do GSF são percebidos nos custos dos contratos por disponibilidade, bem como nos custos associados à cotas de Itaipu, Angra e das usinas cujas concessões foram renovadas de acordo com a Lei 12.783/2013. Trata-se, contudo, de um risco financeiro, uma vez que é garantida a neutralidade das despesas com a compra de energia, por meio de repasse tarifário.

36.2.6 Risco de não prorrogação das concessões de geração e transmissão

A Copel GeT protocolou, em 24.03.2017, junto à Aneel, sua intenção em prorrogar a outorga da concessão de geração da UTE Figueira, ressaltando, porém, que firmará os necessários contratos e/ou aditivos, somente após conhecer e aceitar os termos contratuais e as regras que orientarão todo processo relacionado à prorrogação da outorga. Para as demais usinas, a data limite para se manifestar pela prorrogação ou não das concessões de geração estão demonstradas a seguir:

Usina	Data limite para manifestação
UHE Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia)	17.09.2018
UHE Apucaraninha	12.10.2020
UHE Chaminé	16.08.2021
UHE Guaricana	16.08.2021

Essas usinas representam uma Garantia Física de 620,69 MWmédios. Atualmente, a prorrogação das concessões de geração, transmissão e distribuição alcançadas pelos artigos 17, 19 e 22 da Lei nº 9.074/1995 é disciplinada pela Lei nº 12.783/2013. Segundo esta lei, a prorrogação é facultada à aceitação expressa das condições daquela Lei, tais como: (i) receita fixada conforme critérios estabelecidos pela Aneel; (ii) alteração da remuneração de preço para tarifa calculada pela Aneel para cada usina; (iii) alocação de cotas de garantia física de energia e de potência da usina às concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição; (iv) submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Aneel; e (v) concordância com os valores estabelecidos como indenização dos ativos vinculados à concessão.

As concessões de geração de energia hidrelétrica, transmissão e distribuição de energia elétrica poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 anos. Contudo, para as concessões de geração de energia termelétrica, o prazo de prorrogação ficou limitado a até 20 anos.

O atual regramento regulatório também define que a concessionária tem um prazo de antecedência para solicitar a prorrogação da concessão de até 60 meses da data final do contrato ou ato de outorga para usinas de geração de energia hidrelétrica, transmissão e distribuição de energia elétrica e de 24 meses para as usinas de geração termelétricas.

Também é definido que, se o concessionário optar pela prorrogação da concessão, o Poder Concedente poderá antecipar os efeitos da prorrogação em até 60 meses do advento do termo contratual ou do ato de outorga, inclusive, definindo a tarifa ou receita inicial.

A Companhia procederá análises para a tomada de decisão em optar ou não pela prorrogação das concessões das usinas, frente às condições impostas pelo Poder Concedente, visando a preservação de seus níveis de rentabilidade.

No caso de não antecipação da prorrogação, o Poder Concedente licitará as concessões na modalidade leilão ou concorrência, por até 30 anos, considerando no julgamento da licitação o menor valor de tarifa e a maior oferta de pagamento da bonificação pela outorga.

Em 2012, a Copel GeT prorrogou o Contrato de Concessão de Transmissão n° 060/2001, estendendo sua principal concessão de transmissão até 31.12.2042.

Em 2016, após ter vencido a licitação promovida pela Aneel, a Copel GeT teve renovada até 05.01.2046 a concessão da UHE Governador Parigot de Souza, com capacidade instalada de 260 MW e garantia física de 109 MWmédios.

36.2.7 Risco de não prorrogação da concessão de distribuição

Recentemente, nos termos do aditivo ao contrato de concessão nº 46/1999 da Copel DIS, a concessão foi prorrogada, condicionada à parâmetros de qualidade e eficiência na prestação do serviço de distribuição, mensurados por indicadores que consideram a duração e a frequência das interrupções do serviço (DECi e FECi) e a eficiência na gestão econômica e financeira da empresa.

O Quinto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão impõe condicionantes de eficiência econômico-financeira e de qualidade. O descumprimento das condições por dois anos consecutivos ou de quaisquer dos limites ao final do período dos primeiros cinco anos acarretará na extinção da concessão. A partir do sexto ano subsequente à celebração do contrato, o descumprimento dos critérios de qualidade por três anos consecutivos ou de gestão econômico-financeira por dois anos consecutivos implicará na abertura do processo de caducidade. Adicionalmente, o descumprimento das metas globais de indicadores de continuidade coletivos por dois anos consecutivos ou três vezes em cincos anos, poderá suscitar na limitação de distribuição de dividendos ou pagamento de juros sobre capital próprio, enquanto que o descumprimento dos indicadores de sustentabilidade econômico-financeira refletirá na necessidade de aporte de capital dos acionistas controladores.

A tabela a seguir apresenta as metas definidas para a Copel DIS nos primeiros cinco anos da renovação:

		Qualidade (limite estabelecido) (a)		Qualidade (realizado)	
Ano	Gestão Econômico-Financeira	DECi (b)	FECi (b)	DECi (b)	FECi (b)
2016		13,61	9,24	10,82	7,23
2017	LAJIDA ≥ 0	12,54	8,74	-	-
2018	LAJIDA (-) QRR ≥ 0 (c)	11,23	8,24	-	-
2019	{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} ≤ 1 / (0,8 * SELIC) (c) (d)	10,12	7,74	-	-
2020	{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} ≤ 1 / (1,11 * SELIC) (c) (d)	9,83	7,24	-	-

(a) Conforme NT 0335/2015 Aneel.

(b) DECi - Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora; e FECi - Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora.

(c) QRR: Quota de Reintegração Regulatória ou Despesa de Depreciação Regulatória. Será o valor definido na última Revisão Tarifária Periódica - RTP, acrescido do IGP-M entre o mês anterior ao da RTP e o mês anterior ao do período de 12 meses da aferição de sustentabilidade econômico-financeira.

(d) Selic: limitada a 12,87% a.a.

36.2.8 Risco de sobrecontratação e subcontratação de energia elétrica

O processo de compra de energia elétrica pelas distribuidoras é regulado pela Lei 10.484/2014 e pelo Decreto nº 5.163/2004, que determinam que estas devem adquirir o volume necessário para o atendimento de 100% de seu mercado, através de leilões do ACR.

A verificação sobre a contratação da totalidade do mercado é realizada observando-se o período compreendido pelo ano civil, sendo que a diferença entre os custos remunerados pela tarifa e os efetivamente realizados com a compra de energia são integralmente repassados aos consumidores cativos, desde que: (i) apresente nível de contratação entre 100% e 105% do seu mercado; (ii) apresente nível inferior a 100% - tendo, portanto, ficado exposta ao risco de compra de energia ao PLD, caso seja reconhecida a condição de subcontratação involuntária; e (iii) a distribuidora apresente nível superior a 105% - tendo, portanto, ficado exposta ao risco de venda de energia ao PLD, caso seja reconhecida a condição de sobrecontratação involuntária.

Ou seja, ainda que as distribuidoras apurem níveis de contratação inferiores ou superiores aos limites regulatórios, existe a garantia de neutralidade caso se identifique que tal violação decorre de acontecimentos extraordinários e imprevisíveis, que não permite gerenciamento.

Por outro lado, caso a violação dos limites de contratação seja decorrente de ações voluntárias das distribuidoras, estas ficarão sujeitas ao risco da exposição do mercado de curto prazo, que poderá se revelar vantajoso ou prejudicial conforme o valor do PLD.

No ano de 2016, as distribuidoras vivenciaram um cenário de sobrecontratação generalizada, sendo que a maioria das empresas apuraram nível de contratação superior a 105%, decorrente de fatores econômicos como a queda do consumo relacionada a crise do país, e setoriais, a alocação de Contratos de Cotas de Garantia Física e a migração dos consumidores especiais para o mercado livre.

No que tange às questões setoriais, por meio da Resolução Normativa nº 706/2016, a Aneel reconheceu como sobrecontratação involuntária a alocação de cotas de garantia física das usinas hidrelétricas enquadradas na Lei nº 12.783/2013, acima do montante de reposição das distribuidoras.

Para o reconhecimento da sobrecontratação decorrente da migração de consumidores especiais para o ACL, em 27.06.2016, como resultado parcial da Audiência Pública 85/2013, foi publicada a Resolução Normativa nº 726/2016. Naquela ocasião, a Aneel confirmou o direito das distribuidoras de devolverem o volume de energia descontratada por consumidores especiais, amparada pelos Pareceres n° 260/2012/PFANEEL/PGF/AGU e n° 219/2016/PFANEEL/PGF/AGU, bem como pelas Notas Técnicas NT n° 66/2012-SEM/ANEEL e NT n° 46/2016-SRM/ANEEL.

Não obstante, a Diretoria Colegiada da Aneel estabeleceu que esta possibilidade seria aplicável apenas aos contratos de energia existente celebrados após a publicação da referida resolução, seguindo assim o voto da Relatoria, que justificou tal proposta evocando princípios de segurança jurídica e estabilidade regulatória.

Entretanto, pelo fato de não ser objeto da Audiência Pública e também por julgar impróprio o julgamento desta questão de forma generalizada, a Aneel, entendeu que as distribuidoras eventualmente interessadas deveriam solicitar individualmente o reconhecimento da respectiva exposição involuntária, demonstrando a utilização das demais possibilidades à sua disposição.

A Copel DIS realizou todos os esforços possíveis, previstos em regulamento, para mitigar a sobrecontratação gerada pela migração de consumidores especiais para o mercado livre e solicitou junto à Aneel que eventual sobrecontratação relativo a esse tema fosse considerada como involuntária, principalmente suportado no Parecer nº 219/2016/PFANEEL/PGF/AGU, que abarcou explicitamente os consumidores especiais ao artigo 29, inciso I, do Decreto 5.163/2004.

36.2.9 Risco quanto à escassez de gás

Risco decorrente de eventual período de escassez no fornecimento de gás natural, para atender às atividades relacionadas à distribuição de gás e geração de energia termelétrica.

Um período prolongado de escassez de gás poderia impactar em perdas em razão da redução de receitas das controladas Compagás e UEG Araucária.

36.3 Gerenciamento de capital

A Companhia busca conservar uma sólida base de capital para manter a confiança do investidor, credor e mercado e garantir o desenvolvimento futuro dos negócios. Procura manter um equilíbrio entre os mais altos retornos possíveis com níveis adequados de empréstimos e as vantagens e a segurança proporcionadas por uma posição de capital saudável. Assim, maximiza o retorno para todas as partes interessadas em suas operações, otimizando o saldo de dívidas e patrimônio.

A Companhia monitora o capital usando um índice representado pela dívida líquida consolidada ajustada, dividido pelo lucro antes dos juros, imposto de renda, depreciação e amortização - Lajida (*earnings before interest, taxes, depreciation and amortization - Ebitda*) consolidado, ajustado dos últimos dozes meses. A meta corporativa estabelecida no planejamento estratégico prevê a manutenção anual do índice abaixo de 3,5, sendo que a eventual expectativa de não conformidade daquele indicador enseja ações por parte da administração no intuito de corrigir o curso das apurações até o final de cada exercício. Em 31.12.2016, o índice realizado está demonstrado a seguir.

Consolidado	
	31.12.2016
Empréstimos e financiamentos	4.046.293
Debêntures	4.790.809
Avais e fianças	1.373.064
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(982.073)
(-) Títulos e valores mobiliários (circulante)	(302.398)
(-) Títulos e valores mobiliários - Disponíveis para venda (não circulante)	(188.461)
(-) Caução STN	(73.074)
Dívida líquida ajustada	**8.664.160**
Lucro líquido	947.790
IRPJ e CSLL diferidos	(58.754)
Provisão para IRPJ e CSLL	589.322
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	565.744
Depreciação e Amortização	708.296
Ebitda	**2.752.398**
Dívida Líquida Ajustada / Ebitda	**3,15**

O endividamento em relação ao patrimônio líquido é apresentado a seguir:

	Controladora		**Consolidado**	
Endividamento	**31.12.2016**	**31.12.2015**	**31.12.2016**	**31.12.2015**
Empréstimos e financiamentos	1.015.360	1.031.200	4.046.293	4.077.060
Debêntures	1.017.099	1.016.087	4.790.809	3.683.928
(-) Caixa e equivalentes de caixa	46.096	25.653	982.073	1.480.727
(-) Títulos e valores mobiliários (circulante)	149	168	302.398	406.274
Dívida líquida	**1.986.214**	**2.021.466**	**7.552.631**	**5.873.987**
Patrimônio líquido	14.864.165	14.245.728	15.155.446	14.584.478
Endividamento em relação ao patrimônio líquido	**0,13**	**0,14**	**0,50**	**0,40**

37 Transações com Partes Relacionadas

Consolidado	Ativo		Passivo		Receita		Custo / Despesa	
Parte Relacionada / Natureza da operação	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Controlador								
Estado do Paraná - dividendos	-	-	83.786	96.691	-	-	-	-
Repasse CRC (NE nº 8)	1.522.735	1.383.242	-	-	188.918	217.722	-	-
Programa Luz Fraterna (a)	167.674	181.348	-	-	-	-	-	-
Obras da Copa do Mundo de 2014 (NE nº 15.1.2)	14.266	14.266	-	-	-	-	-	-
Programa Morar Bem Paraná (NE nº 15.1.3)	24.985	19.482	-	-	5.502	19.482	-	-
Empregados cedidos (b)	302	407	-	-	-	-	-	-
Serviços de telecomunicações (c)	48.794	42.634	-	-	29.763	29.456	-	-
Entidades com influência significativa								
BNDES e BNDESPAR - dividendos (d)	-	-	57.218	70.722	-	-	-	-
Financiamentos (NE nº 23)	-	-	1.692.775	1.701.758	-	-	(149.794)	(120.982)
Debêntures - Compagás (NE nº 24)	-	-	61.786	56.219	-	-	(2.883)	(3.347)
Debêntures - eólicas (e)	-	-	295.188	-	-	-	(14.415)	-
Entidade controlada pelo Estado do Paraná								
Sanepar (c) (f)	32	492	-	3	3.319	2.886	(1.455)	(1.409)
Dividendos	16.817	6.202	-	-	-	-	-	-
Empreendimentos controlados em conjunto								
Dominó Holdings - dividendos	5.123	9.067	-	-	-	-	-	-
Voltalia São Miguel do Gostoso - mútuo (NE nº 15.4)	28.968	25.237	-	-	5.297	3.260	-	-
Costa Oeste Transmissora de Energia (g) (h) (i)	72	-	73	44	848	726	(3.072)	(3.815)
Dividendos	1.751	1.783	-	-	-	-	-	-
Marumbi Transmissora de Energia (g) (i)	285	-	55	48	4.085	1.264	(900)	(346)
Dividendos	3.845	3.101	-	-	-	-	-	-
Caiuá Transmissora de Energia (g) (h) (i)	308	-	356	154	2.066	914	(15.595)	(14.481)
Dividendos	1.991	2.634	-	-	-	-	-	-
Integração Maranhense Transmissora (g) (i)	-	-	76	-	-	-	(1.910)	(1.878)
Dividendos	4.012	4.476	-	-	-	-	-	-
Matrinchã Transmissora de Energia (g) (i)	-	-	326	55	-	-	(4.043)	(444)
Dividendos	23.213	8.115	-	-	-	-	-	-
Transmissora Sul Brasileira (g) (i)	-	-	149	140	-	-	(3.593)	(2.952)
Guaraciaba Transmissora de Energia - dividendos	5.512	3.930	-	-	-	-	-	-
Outros	1.246	21	173	-	-	-	(1.249)	-
Coligadas								
Dona Francisca Energética S.A. (j)	-	-	1.436	1.304	-	-	(16.949)	(30.556)
Foz do Chopim Energética Ltda. (c) (g)	161	-	-	-	2.178	1.913	-	-
Sercomtel S.A. Telecomunicações (c) (k)	2.787	236	-	-	8.210	5.788	(6)	(6)
Pessoal chave da administração								
Honorários e encargos sociais (NE nº 33.2)	-	-	-	-	-	-	(26.021)	(23.839)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 25)	-	-	-	-	-	-	(1.403)	(2.380)
Outras partes relacionadas								
Fundação Copel (c)	52	44	-	-	305	292	-	-
Aluguel de imóveis administrativos	-	-	340	688	-	-	(13.519)	(15.390)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 25)	-	-	769.865	594.660	-	-	-	-
Lactec (l)	-	-	1.743	938	-	-	(12.911)	(14.752)

a) O Programa Luz Fraterna, instituído e alterado pelas leis estaduais nº 491/2003 e 17.639/2013, permite ao Estado do Paraná quitar as contas de energia elétrica de famílias paranaenses de baixa renda (devidamente cadastradas) quando o consumo não ultrapassar o limite de 120 kWh no mês. O benefício é válido para ligações elétricas residenciais de padrão monofásico, ligações rurais monofásicas e rurais bifásicas com disjuntor de até 50 ampères. Também é preciso que o titular não tenha outra conta de luz no seu nome e não tenha débitos em atraso com a Copel DIS.

A partir de Agosto de 2016, foram realizadas quitações mensais de forma tempestiva, totalizando o montante de R$ 17.085 em 2016, e está sendo avaliada a possibilidade de utilização de crédito presumido de ICMS para quitação das faturas pendentes relativas a esse programa, como previsto no Decreto nº 2.789 de 13.11.2015.

Do saldo em 31.12.2016, o valor de R$ 115.890 (R$ 153.300, em 31.12.2015) está contabilizado na Controladora, na conta de Partes Relacionadas, conforme NE nº 15.1.1.

b) Ressarcimento do valor correspondente a remuneração e encargos sociais de empregados cedidos ao Estado do Paraná. Os saldos apresentados são líquidos da PECLD, no valor de R$ 1.749, em 31.12.2016 (R$ 1.040, em 31.12.2015).

c) Receita proveniente de serviços de telecomunicações prestados pela Copel TEL.

d) O BNDES é controlador da BNDES Participações S.A. - BNDESPAR que tem influência significativa sobre a Copel (NE nº 31.1.1).

e) O BNDES e a BNDESPAR adquiriram o total das debêntures emitidas pelas controladas Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III, Nova Eurus IV e Ventos de Santo Uriel (NE nº 24).

f) Saneamento básico prestado pela Sanepar.

g) Encargos de uso do Sistema de Transmissão e receita proveniente de contratos de operação e manutenção e de prestação de serviço de engenharia com a Copel GeT.

h) A Copel DIS mantém com as empresas Costa Oeste Transmissora de Energia e Caiuá Transmissora de Energia Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT, com vencimento até a extinção da concessão da distribuidora ou da transmissora, o que ocorrer primeiro.

i) A Copel DIS mantém Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - Cust com o ONS e com as concessionárias de transmissão de energia, o qual tem por objeto a contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão - Must. A contratação é de caráter permanente e é regulamentada pela Resolução Normativa Aneel nº 666/2015. Os montantes são definidos para os quatro anos subsequentes, com revisões anuais.

j) Contrato de compra e venda de energia, realizado entre a Dona Francisca Energética e a Copel GeT, com vencimento em 31.03.2025.

k) Contrato de compartilhamento de postes, realizado entre a Sercomtel S.A. Telecomunicações e a Copel DIS, com vencimento em 28.12.2018.

l) O Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - Lactec é uma Organização da Sociedade Civil de Interesse Público - Oscip, na qual a Copel é uma associada. O Lactec mantém contratos de prestação de serviços e de pesquisa e desenvolvimento com a Copel GeT e com a Copel DIS, submetidos a controle prévio ou a posteriori, com anuência da Aneel.

Os saldos do ativo referem-se a P&D e PEE, contabilizados no Circulante, na conta Serviços em curso, na qual devem permanecer até a conclusão do projeto, conforme determinação da Aneel.

Os valores decorrentes das atividades operacionais da Copel DIS com as partes relacionadas são faturados de acordo com as tarifas homologadas pela Aneel.

37.1 Avais e garantias concedidos às partes relacionadas

Os avais e garantias concedidos pela Copel às suas controladas na emissão de financiamentos e de debêntures são informados nas NEs nºs 23 e 24.

A Copel forneceu garantias financeiras, na modalidade de carta fiança corporativa, para contratos de compra de energia elétrica efetuados pela Copel GeT, em maio de 2015, no total de R$ 3.052 e efetuados pela Copel Energia, em novembro de 2016, no total de R$ 16.406.

Os avais e garantias concedidos pela Copel e pela Copel GeT na emissão de financiamentos, de debêntures e de contratos de seguros dos empreendimentos controlados em conjunto são informados a seguir:

Empresa	Operação	Data da emissão	Vencimento final	Valor aprovado	Saldo 31.12.2016	% parti-cipação	Valor aval/fiança
(1) Caiuá Transmissora	Financiamento	23.12.2013	15.02.2029	84.600	78.020	49,0	38.230
(2) Costa Oeste Transmissora	Financiamento	30.12.2013	15.11.2028	36.720	30.536	51,0	15.573
(3) Guaraciaba Transmissora	Debêntures	28.09.2016	15.01.2031	440.000	388.456	49,0	190.343
(4) Integração Maranhense	Financiamento	30.12.2013	15.02.2029	142.150	128.920	49,0	63.171
(5) Mata de Santa Genebra	Debêntures	12.09.2014	30.06.2017	469.000	489.017	50,1	244.998
(6) Matrinchã Transmissora	Financiamento	27.12.2013	15.05.2029	691.440	614.795	49,0	301.250
(7) Matrinchã Transmissora	Debêntures	15.05.2016	15.06.2029	180.000	185.539	49,0	90.914
(8) Transmissora Sul Brasileira	Financiamento	12.12.2013	15.07.2028	266.572	225.985	20,0	45.197
(9) Transmissora Sul Brasileira	Debêntures	15.09.2014	15.09.2028	77.550	108.027	20,0	21.605
(10) Paranaíba Transmissora	Financiamento	21.10.2015	15.10.2030	606.241	607.639	24,5	148.872
(11) Marumbi Transmissora	Financiamento	06.10.2014	15.07.2029	55.037	48.361	80,0	38.689
(12) Voltalia São Miguel do Gostoso Part. S.A. (a)	Debêntures	15.01.2016	15.12.2028	57.000	59.340	49,0	29.077
(13) Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	74.000	59.155	49,0	28.986
(14) Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	70.000	59.125	49,0	28.971
(15) Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	74.000	55.869	49,0	27.376
(16) Usina de Energia Eólica São João S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	68.000	56.367	49,0	27.620
(17) Cantareira Transmissora de Energia	Cédula de crédito bancário	24.11.2016	22.02.2017	150.000	65.697	49,0	32.192

(a) Subsidiária integral da Voltalia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.

Instituição financeira financiadora:
BNDES: (1) (2) (3) (4) (6) (8) (11) (13) (14) (15) (16)

Destinação:
Programa Investimentos e/ou Capital de Giro.

Aval / Fiança:
Prestado pela Copel Geração e Transmissão: (1) (4)
Prestado pela Copel: (2) (3) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) (13) (14) (15) (16) (17)

Garantias da Operação:
Penhor de ações da Copel Geração e Transmissão proporcional à participação nos empreendimentos: 49% (1) (3) (4) (6) (7) (17); 51% (2); 20% (8) (9); 24,5% (10); 80% (11)

Seguro Garantia de Fiel Cumprimento Empresa	Término da vigência	Importância segurada	% aval Copel GeT	Valor do aval
Matrinchã Transmissora	28.02.2017	90.000	49,0	44.100
Guaraciaba Transmissora	30.05.2017	47.000	49,0	23.030
Paranaíba Transmissora	28.06.2017	48.000	24,5	11.760
Mata de Santa Genebra	26.05.2018	78.300	50,1	39.228
Cantareira Transmissora	30.11.2018	31.200	49,0	15.288

38 Seguros

A especificação por modalidade de risco e data de vigência dos principais seguros está demonstrada a seguir:

Consolidado Apólice	Término da vigência	Importância segurada
Riscos Nomeados	24.08.2017	2.112.196
Riscos Operacionais - UHE Mauá - Consórcio Energético Cruzeiro do Sul	23.11.2017	799.290
Riscos Operacionais - UEG Araucária (a)	31.05.2017	714.564
Riscos Operacionais - Brisa Potiguar	29.12.2017	674.673
Incêndio - imóveis próprios e locados	24.08.2017	521.931
Riscos Operacionais - São Bento	29.12.2017	449.928
Garantia Judicial - Procuradoria Geral da Fazenda Nacional	11.05.2018	291.396
Multirriscos - Elejor	11.03.2017	197.800
Seguro D&O (a)	28.03.2017	81.478
Seguro Aeronáutico (casco e responsabilidade civil) (a)	30.01.2018	79.729

(a) Os valores das importâncias seguradas de Riscos Operacionais - UEG Araucária, do Seguro Aeronáutico e do Seguro D&O foram convertidos de dólar para real com a taxa do dia 31.12.2016, de R$ 3,2591.

Além dos seguros relacionados, a Companhia e suas controladas contratam outras apólices de seguros com menores valores, tais como: responsabilidade civil geral, garantia de pagamento, riscos diversos, transporte nacional e internacional e seguro de vida.

Os seguros de garantia contratados pelas controladas e pelos empreendimentos controlados em conjunto possuem como avalista a Copel, no limite de sua participação em cada empreendimento.

39 Eventos Subsequentes

39.1 Cédula de Crédito Bancário – CCB, do Banco do Brasil

Em 24.02.2017, a Copel captou R$ 77.000, através de Cédula de Crédito Bancários, emitida pelo Banco do Brasil, com remuneração de 124,5% das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros - DI de um dia, com pagamento de juros semestrais, prazo de 3 anos e amortização no segundo e terceiro anos.

39.2 Avais concedidos a partes relacionadas

39.2.1 Cantareira Transmissora de Energia S.A.

Em janeiro de 2017, o BNDES realizou a primeira liberação de recursos financeiros, no montante de R$ 285.000, do financiamento de longo prazo, contratado em dezembro de 2016, para implantação da linha de transmissão entre Ibiraci/MG e Fernão Dias/SP, com 328 Km, pela Cantareira Transmissora de Energia. O apoio financeiro será através do contrato de financiamento BNDES Finem, com valor total de R$ 426.833, com prazo de 14 anos, remunerados pela variação do TJLP, acrescida de 2,12% a.a., e amortizações mensais a partir de 15.10.2018. Foram prestadas as seguintes garantias: (i) o Contrato de Concessão; (ii) as ações da SPE; (iii) os contratos de prestação de serviço de transmissão de energia; e (iv) uma fiança bancária, com contragarantia da Copel, proporcional à participação acionária da Copel GeT no empreendimento, de 49%.

39.2.2 Paranaíba Transmissora de Energia S.A.

Em 17.03.2017, a Paranaíba Transmissora de Energia concluiu a emissão de debêntures simples, na forma do artigo 2º da Lei nº 12.431, de 24.06.2011 (“Debêntures de Infraestrutura”), não conversíveis em ações, para oferta pública de distribuição com esforços restritos de colocação no âmbito da Instrução CVM 476/2009, no montante total de R$ 120.000. Foram emitidas 120.000 debêntures, com valor nominal unitário de R$ 1 (um real), com prazo de 11 anos e 2 meses, amortização e juros semestrais, a partir de 15.09.2017. As debêntures serão remuneradas com juros correspondentes à variação do IPCA, acrescidos de sobretaxa de 6,9045% ao ano. Foram prestadas as seguintes garantias: (i) o Contrato de Concessão; (ii) as ações da SPE; (iii) os contratos de prestação de serviço de transmissão de energia; e (iv) fianças corporativas dos sócios, proporcionais à sua participação (24,5% participação da Copel GeT). Os recursos captados serão destinados para a implantação do empreendimento.

Deloitte Touche Tohmatsu
Rua Pasteur, 463
5º andar – Batel
80250-080 - Curitiba – PR
Brasil

Tel: + 55 (41) 3312-1400
Fax:+ 55 (41) 3312-1470
www.deloitte.com.br

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE
SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Ao Conselho de Administração e aos Acionistas da
Companhia Paranaense de Energia - COPEL
Paraná - PR

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia Paranaense de Energia ("Copel" ou "Companhia"), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2016 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada, da Copel em 31 de dezembro de 2016, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB).*

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas". Somos independentes em relação à Companhia e suas controladas, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

Reconhecimento de receita

A receita da Companhia e de suas controladas decorre substancialmente do fornecimento e suprimento de energia elétrica, disponibilidade da rede elétrica, receita de construção de infraestrutura, serviços de telecomunicação e distribuição de gás canalizado, conforme descrito nas notas explicativas 4.10, 4.11 e 32. Esse assunto foi considerado como um principal assunto de auditoria, dada a complexidade na captura, processamento e registro das transações e à grande dependência dos sistemas de tecnologia e de seus respectivos controles internos envolvidos no reconhecimento da receita da Companhia.

Nossos procedimentos de auditora para endereçar esta área principal de auditoria, incluíram, entre outros: (i) avaliação do desenho e implementação de controles internos relevantes relacionados aos processos da Administração para o reconhecimento da receita; (ii) avaliação do ambiente da tecnologia da informação com auxílio de nossos especialistas internos, onde estão inseridos os sistemas de medição e faturamento, incluindo os controles relevantes de gerenciamento de mudanças e acesso relacionados aos sistemas envolvidos nos processos de reconhecimento de receitas; (iii) teste, em uma base amostral, sobre a ocorrência, integridade e exatidão das receitas reconhecidas pela Copel, bem como se as mesmas foram contabilizadas no período correto; (iv) testes sobre a exatidão da geração de faturas, em uma base de amostragem; (v) teste de recebimentos subsequente de faturas, em uma base de amostragem; (vi) teste sobre as receitas não faturadas avaliando o processo de estimativa da Administração; e (vii) avaliação se as divulgações efetuadas estão apropriadas.

Capitalização de gastos como intangível da concessão

Conforme divulgado na nota explicativa nº 20, a Companhia possui saldos relevantes de Ativos Intangíveis relacionados à Concessão. Perante o montante envolvido e a dispersão dos investimentos por toda a área de concessão da distribuidora controlada pela Companhia, e ainda, considerando que a infraestrutura de distribuição é a base utilizada pelo regulador (Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel) na determinação da tarifa de cada ciclo tarifário, ou seja, a infraestrutura de distribuição é base de remuneração regulatória – BRR, consideramos a segregação e capitalização de gastos ao ativo intangível da concessão como um assunto principal de auditoria, pois podem ocorrer erros na determinação e capitalização de gastos não qualificáveis, principalmente relacionados a serviços de terceiros e mão de obra.

Nossos procedimentos de auditoria para endereçar esse assunto principal de auditoria relacionado à segregação e capitalização de gastos à infraestrutura de distribuição incluíram, entre outros: (i) avaliação do desenho e implementação de controles internos relacionados ao processo da Administração para segregação e capitalização dos gastos à infraestrutura de distribuição; (ii) envolvimento de nossos especialistas em Tecnologia da Informação para avaliação dos sistemas utilizados pela Companhia no controle do ativo intangível e os respectivos gastos capitalizados; (iii) execução de testes da exatidão dos valores capitalizados, por amostragem, sobre os gastos segregados e capitalizados ao ativo intangível e ativo financeiro da concessão; (iv) desafio às premissas utilizadas pela Administração na determinação e segregação dos gastos capitalizados; e (v) comparação dos valores capitalizados àqueles homologados pelo regulador no seu último período de revisão tarifária da distribuidora controlada pela Companhia.

Provisão para litígios

Conforme divulgado na nota explicativa nº 30, a Companhia é ré em uma série de processos judiciais relacionados a discussões trabalhistas, fiscais e cíveis, os quais envolvem montantes elevados. Na determinação dos montantes a serem contabilizados para fazer frente a estes riscos, bem como dos montantes de riscos possíveis divulgados nas demonstrações financeiras, a Administração aplica um alto julgamento que requer a utilização de conhecimento técnico e histórico da Companhia, análise de jurisprudências e análise individualizada dos processos.

Deloitte.

Para responder a este principal assunto de auditoria, nossos procedimentos incluíram: (i) avaliação do desenho, da implementação e da efetividade dos controles internos relevantes sobre as contingências, especificamente na determinação das provisões para referidos riscos; (ii) testes, com o auxílio de nossos especialistas em tecnologia da informação, sobre os controles e sistema informatizados utilizados pela Administração e seus assessores jurídicos externos para controlar e avaliar as provisões; (iii) execução de teste da integridade e exatidão da base de dados utilizada pela administração para desenvolvimento das estimativas dos prognósticos de perda dos processos; (iv) confirmação independente com os assessores jurídicos externos e patronos dos processos quanto à classificação do risco de perda, à fase processual e ao valor envolvido; e (vi) desafio às premissas e aos julgamentos utilizados pela Administração no desenvolvimento desta estimativa. Analisamos, também, a adequação das divulgações relacionadas a tais processos e provisões incluídas na nota explicativa nº 30.

Outros assuntos

Auditoria dos valores correspondentes ao exercício anterior

Conforme mencionado na nota explicativa nº 4.1, os valores correspondentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, apresentados para fins de comparação, ora reapresentados em decorrência do assunto descrito na referida nota explicativa, foram auditados por outros auditores independentes que emitiram relatório datado em 28 de março de 2017, que não conteve qualquer modificação. Nossa opinião não contém modificação relacionada a esse assunto.

Demonstração do valor adicionado

As demonstrações individuais e consolidadas do valor adicionado (DVAs), referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2016, elaboradas sob a responsabilidade da Administração da Companhia, e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 – Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos neste Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras individuais e consolidadas e o relatório do auditor

A Administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas não abrange o relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, nossa responsabilidade é a de ler o relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Deloitte.

Responsabilidades da Administração e da governança pelas demonstrações financeiras individuais e consolidadas

A Administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras a não ser que a Administração pretenda liquidar a Companhia e suas controladas ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia e suas controladas são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

Como parte de uma auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.

- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia e suas controladas.

- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Administração.

Deloitte.

- Concluímos sobre a adequação do uso, pela Administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia e suas controladas. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia e suas controladas a não mais se manterem em continuidade operacional.

- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações, e se as demonstrações financeiras individuais e consolidadas representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

- Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria do grupo e, consequentemente, pela opinião de auditoria.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Fornecemos, também, aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar consideravelmente nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações financeiras do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os Principais Assuntos de Auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Curitiba, 28 de março de 2017

/s/
DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC nº 2 SP 011609/O-8 F-PR

/s/
Fernando de Souza Leite
Contador
CRC n.º 1 PR-050.422/O-3

COPEL
Companhia Paranaense de Energia

PARANÁ
GOVERNO DO ESTADO

RESUMO DO RELATÓRIO ANUAL DO COMITÊ DE AUDITORIA

2016

O Comitê de Auditoria - CAU da Companhia Paranaense de Energia - Copel realizou, em 2016, treze reuniões com pauta exclusiva do CAU e três reuniões em conjunto com o Conselho Fiscal, para análise das demonstrações financeiras da Companhia, com a presença da Auditoria Independente e da Auditoria Interna para abordagem de assuntos em seu âmbito de atuação e análise de outros de sua competência.

A atuação do Comitê no ano de 2016 foi focada na avaliação dos sistemas de controles internos e administração de riscos; análise dos trabalhos da Auditoria Independente - KPMG Auditores Independentes e, posteriormente, da Deloitte Touche Tohmatsu, que atenderam a Companhia em 2016 quanto aos seus resultados e às demonstrações contábeis e relatórios financeiros; análise dos aspectos que envolvem o processo de preparação dos balancetes e balanços, das notas explicativas e dos relatórios financeiros publicados em conjunto com as demonstrações contábeis consolidadas; no exame das práticas relevantes utilizadas pela Copel na elaboração das demonstrações contábeis; e na análise e acompanhamento dos trabalhos da Auditoria Interna, com a finalidade de aperfeiçoamento de seu desempenho.

No exercício de suas atividades regulamentares, dentre outras, destacaram-se:
a) Acompanhamento das atividades da Auditoria Interna; **b)** Acompanhamento do Canal de Comunicação Confidencial; **c)** Aprovação do Plano de Trabalho da Auditoria Interna para 2016/2017; **d)** Estabelecimento de procedimentos para atuação do Comitê de Auditoria; **e)** Análise e deliberação sobre o relatório Anual da Administração 2015, Balanço Patrimonial e das demais Demonstrações Financeiras referentes ao exercício de 2015; **f)** Apreciação da proposta da Diretoria para a destinação do lucro líquido verificado no exercício de 2015 e para pagamento de participação referente à integração entre o capital e o trabalho e incentivo à produtividade; **g)** Apreciação do processo de contratação de empresa para prestação de serviços de auditoria independente; **h)** Análise e aprovação do relatório anual do Comitê de Auditoria 2015; **i)** Acompanhamento dos Trabalhos do Comitê de Gestão Integrada de Riscos Corporativos; **j)** Análise preliminar do Relatório 20-F - 2015-2016; **k)** Revisão das políticas, práticas e princípios de contabilidade utilizados pela Copel na elaboração das demonstrações contábeis e financeiras; **l)** Revisão dos métodos alternativos de tratamento contábil relativos a informações contábeis e financeiras; **m)** Apreciação do planejamento dos trabalhos da Auditoria Independente para 2016; **n)** Contratação de outros serviços que possam ser prestados por empresas de auditoria independente que estejam auditando as demonstrações contábeis e financeiras da Companhia; **o)** Aprovação do Relatório 20-F - 2015-2016; **p)** Análise da documentação relativa ao acordo judicial com a empresa Ivaí Engenharia de Obras S.A.; **q)** Análise da novação do Termo de Ajuste da Conta de Resultados a Compensar - CRC; **r)** Contratação de assessoria especializada em práticas contábeis internacionais *(International Financial Reporting Standards - IFRS*); **s)** Análise da evolução do orçamento empresarial; **t)** Revisão das Demonstrações Financeiras - ITR 1º trimestre 2016; **u)** Atestado de Independência da Auditoria Externa - KPMG Auditores Independentes; **v)** Apresentação da Carta Comentário pela Auditoria Externa - KPMG Auditores Independentes e verificação de suas recomendações; **w)** Revisão das Políticas de avaliação e administração de riscos da Companhia; **x)** Acompanhamento dos pontos levantados pela Auditoria Independente KPMG em sua Carta Comentário; **y)** Revisão das Demonstrações Financeiras - ITR do 2º trimestre de 2016; **z)** Apresentação da Price Consultoria - PWC sobre Práticas Contábeis Internacionais *(International Financial Reporting Standards - IFRS)*; **aa)** Análise da proposta de acordo judicial com a empresa Ivaí Engenharia de Obras S.A.; **bb)** Aprovação do relatório de atividades do Comitê de Auditoria - 1º semestre/2016; **cc)** Aprovação da Política de Gestão de Riscos Corporativos; **dd)** Análise da proposta de simples atualizações no regulamento da Auditoria Interna da Copel; **ee)** Verificação das recomendações feitas pelo Comitê de Auditoria; **ff)** Revisão das Demonstrações Financeiras - ITR do 3º trimestre de 2016; **gg)** Apresentação da PriceWaterHouseCoopers – PWC sobre "Novo parecer da Auditoria Externa" e "Transações não usuais da contabilidade"; **hh)** Acompanhamento, pela Auditoria Interna e pela Coordenação de Integridade Corporativa - CIC, dos pontos levantados pela Auditoria Independente KPMG, em sua Carta-Comentário; **ii)** Autoavaliação anual do Comitê de Auditoria; **jj)** Aprovação do calendário de reuniões do Comitê de Auditoria para 2017; e **kk)** Aprovação da Política de Transação com Partes Relacionadas.

Na apreciação do Comitê, a forma e as ações adotadas para monitorar esses sistemas na Copel (Holding) e em suas controladas, em seus aspectos relevantes, estão bem estabelecidas e adequadamente direcionadas, não tendo sido detectadas exceções relevantes que possam impactá-los.

Com base nos exames e nas informações fornecidas pela KPMG Auditores Independentes e pela Deloitte Touche Tohmatsu, o Comitê atesta a objetividade e a independência dos Auditores Externos, uma vez que não identificou situações que pudessem afetá-las e avalia como adequadas as estruturas da Auditoria Interna da Companhia, assim como a qualidade de seu corpo técnico e gerencial e os resultados apresentados por seus trabalhos.

Não houve o registro de qualquer denúncia de descumprimento de normas, ausência de controles, ato ou omissão por parte da Administração da Empresa que apontasse a existência ou evidência de fraudes, falhas ou erros que colocassem em risco a continuidade da Copel ou a credibilidade de suas demonstrações contábeis e financeiras.

Considerando os sistemas de controles internos existentes, a abrangência e a eficácia dos trabalhos realizados pelos auditores independentes, assim como seu respectivo parecer, este Comitê de Auditoria concluiu que as demonstrações financeiras em 31.12.2016 apresentam adequadamente a posição financeira e patrimonial da Companhia Paranaense de Energia - Copel em relação às práticas contábeis adotadas no Brasil, a legislação societária brasileira, as normas da Comissão de Valores Mobiliários - CVM e as normas editadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel e Agência Nacional de Telecomunicações - Anatel, e recomenda ao Conselho de Administração sua aprovação.

Ressalta-se que cópia da documentação de apoio aos assuntos deliberados pelo Comitê de Auditoria ao longo de 2016, descritos no presente relatório de atividades deste Colegiado, está arquivada eletronicamente na Secretaria de Governança Societária - SEC da Copel e permanece à disposição para consulta.

Curitiba, 28 de março de 2017

/s/
Carlos Homero Giacomini
Presidente

/s/
José Richa Filho

/s/
Mauro Ricardo Machado Costa

COPEL
Companhia Paranaense de Energia

PARANÁ
GOVERNO DO ESTADO

PARECER DO CONSELHO FISCAL SOBRE RELATÓRIO ANUAL DA ADMINISTRAÇÃO, BALANÇO PATRIMONIAL E DEMAIS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS REFERENTES AO EXERCÍCIO DE 2016 E SOBRE A PROPOSTA DA DIRETORIA PARA DESTINAÇÃO DO LUCRO LÍQUIDO VERIFICADO NO EXERCÍCIO DE 2016

Os membros do Conselho Fiscal da Companhia Paranaense de Energia - Copel, abaixo assinados, dentro de suas atribuições e responsabilidades legais, procederam ao exame do Relatório Anual da Administração, Balanço Patrimonial e demais Demonstrações Financeiras referentes ao exercício de 2016 e da Proposta da Administração para Destinação do Lucro Líquido referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2016 e, com base em análises efetuadas e esclarecimentos adicionais prestados pela Administração, considerando, ainda, o Relatório dos Auditores Independentes, Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, emitido sem ressalvas, concluíram que os documentos analisados, em todos os seus aspectos relevantes, estão adequadamente apresentados, motivo pelo qual opinam favoravelmente ao seu encaminhamento para deliberação da Assembleia Geral de Acionistas.

Curitiba, 28 de março de 2017

/s/
OSNI RISTOW

/s/
GEORGE HERMANN RODOLFO TORMIN

/s/
NELSON LEAL JUNIOR

/s/
MASSAO FABIO OYA

/s/
JOÃO CARLOS FLOR JUNIOR

PROPOSTA DE ORÇAMENTO DE CAPITAL

Em conformidade com a Instrução CVM Nº 480/2009, em vigor a partir de 1º.01.2010, abaixo se encontra demonstrada a proposta de orçamento de capital para o ano de 2017, aprovado na 161ª reunião ordinária do Conselho de Administração da Companhia Paranaense de Energia, realizada em 14.12.2016, bem como a origem dos recursos.

PROGRAMA DE INVESTIMENTOS	R$ Mil
Geração e Transmissão	570.270
Distribuição	629.599
Telecomunicações	164.324
Empreendimentos Eólicos (a)	653.928
Outros (b)	16.790
TOTAL	**2.034.911**

(a) Inclui Brisa Potiguar, Cutia Empreendimentos Eólicos, São Bento Energia e Voltália

(b) Inclui Holding, Copel Renováveis, entre outros

FONTES DE RECURSOS	R$ Mil
Recursos de Terceiros	**1.727.347**
BNDES	157.347
Outras Instituições Financeiras	1.570.000
Recursos Próprios, oriundos de retenção de lucros e geração de caixa das operações da Companhia	**307.564**
TOTAL	**2.034.911**

DECLARAÇÃO

Pelo presente instrumento, o Diretor Presidente e os demais Diretores da Companhia Paranaense de Energia - Copel, sociedade de economia mista por ações, de capital aberto, com sede na Rua Coronel Dulcídio nº 800, Curitiba - PR, inscrita no CNPJ sob o nº 76.483.817/0001-20, para fins do disposto nos incisos V e VI do artigo 25 da Instrução CVM nº 480/2009, declaram que:

(I) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no relatório de auditoria da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes relativamente às demonstrações financeiras da Copel referentes ao exercício social findo em 31.12.2016; e

(II) reviram, discutiram e concordam com as demonstrações financeiras da Copel relativas ao exercício social findo em 31.12.2016.

Curitiba, 28 de março de 2017

/s/

ANTONIO SERGIO DE SOUZA GUETTER
Diretor Presidente

/s/

GILBERTO MENDES FERNANDES
Diretor de Gestão Empresarial

/s/

LUIZ EDUARDO DA VEIGA SEBASTIANI
Diretor de Finanças e de Relações com Investidores

/s/

JONEL NAZARENO IURK
Diretor de Desenvolvimento de Negócios

/s/

CRISTIANO HOTZ
Diretor Jurídico e de Relações Institucionais

/s/

FABIO MALINA LOSSO
Diretor de Governança, Risco e Compliance