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

2015

COPEL
Companhia Paranaense de Energia

PARANÁ
GOVERNO DO ESTADO

SUMÁRIO

MENSAGEM DO DIRETOR PRESIDENTE 3

1. PERFIL ORGANIZACIONAL 5

2. GOVERNANÇA CORPORATIVA 9

2.1.Administração 10

3. DESEMPENHO OPERACIONAL 18

3.1.Análise macroeconômica 18
3.2.Ambiente regulatório 19
3.3.Segmentos de Negócios 23

4. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO 42

4.1.Receita Operacional Líquida 42
4.2.Custos e Despesas Operacionais 42
4.3.EBITDA ou LAJIDA 43
4.4.Resultado Financeiro 44
4.5.Valor Adicionado 44
4.6.Endividamento 44
4.7.Lucro Líquido 45
4.8.Ações 46
4.9.Inadimplência de Consumidores 47
4.10.Programa de Investimentos 47

5. DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL 48

5.1.Gestão de pessoas 48
5.2.Fornecedores 50
5.3.Clientes 51
5.4.Comunidade 53
5.5.Meio ambiente 58

6. BALANÇO SOCIAL 62

7. COMPOSIÇÃO DOS GRUPOS RESPONSÁVEIS PELA GOVERNANÇA 65

MENSAGEM DO DIRETOR PRESIDENTE

A economia brasileira foi submetida a dura prova em 2015. E o setor elétrico, engrenagem essencial à totalidade da cadeia produtiva, não fugiu a esta realidade, confrontando dificuldades específicas nos cenários regulatório, econômico e ambiental que apenas lenta e paulatinamente vêm sendo equacionadas. Em meio à adversidade, a Copel soube criar, a partir destes mesmos desafios, as oportunidades de crescimento que somente as crises mais complexas oferecem. A resposta ágil aos desafios em várias de nossas áreas de atuação nos permitiram exibir resultado robusto, como R$ 1,3 bilhão de lucro líquido nesse exercício.

Em um ano em que a governança do País e das empresas esteve em foco e que a transparência se tornou um exercício diário dentro de muitas instituições brasileiras, a Copel também soube internalizar esse sentimento, tornando suas operações ainda mais transparentes e dedicando atenção especial à gestão de pessoas. Prova disso foi a criação de uma área de *Compliance* — que fomenta a confiança entre os *stakeholders*, o combate à corrupção e a harmonização dos valores da empresa com a cultura corporativa — e a criação de uma Coordenação de Inovação, destinada a promover o desenvolvimento tecnológico e a inovação em todas as áreas da empresa.

No que se refere à transparência das relações com os empregados, um programa recém-iniciado está promovendo a revisão total da nossa comunicação em todos os níveis, de modo a torná-la cada vez mais horizontal, harmoniosa e colaborativa, ao mesmo tempo em que desenvolvemos um programa de formação de lideranças alinhado a estes mesmos valores e objetivos comuns. Esta grande iniciativa está sendo a semente para inúmeros projetos em todos os âmbitos da corporação, que desenham e dão início à construção da Copel do futuro.

Promovemos tal mudança no momento em que o mercado vive momentos de duro impasse. O chamado risco hidrológico fez com que as empresas de geração de energia vivessem uma avalanche de liminares que ameaçavam a sustentabilidade do mercado de curto prazo. Apesar das dificuldades envolvidas, a Copel soube agir estrategicamente e tomou decisões acertadas. Venceu o leilão da usina Parigot de Souza, conquista que reverterá em bons resultados para seus acionistas. Além disso, a Companhia conseguiu resolver de forma eficaz problemas com o atraso de fornecedores nas obras da Usina Colíder, no norte do Mato Grosso, e atualmente trabalha com ótimas perspectivas para a consecução do empreendimento.

Fomos bem sucedidos também no arremate do Lote E do leilão nº 5 da Aneel, no valor de R$ 97,9 milhões. O lote é composto por 230 km de linhas de transmissão e 900 MVA de potência de subestações e instalações que servirão para expansão do sistema de transmissão nos estados do Paraná e Santa Catarina. Além disso, favorecerão o crescimento da carga e o escoamento da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu, participação em que a Copel detém 30% e cujas obras foram retomadas no início de 2016.

Marco significativo na diversificação de nosso parque gerador — que conta com 93% de sua energia proveniente de fontes renováveis — iniciamos em 2015 a operação de 15 parques eólicos próprios no Nordeste, e acabamos o ano com 330,5 MW de potência instalada. Até 2019 teremos 13 novas usinas eólicas com investimento total de R$ 1,9 bilhão.

A qualidade na produção, transporte e entrega da energia não poderia resultar senão na plena satisfação também de nossos consumidores, que mais uma vez atestaram a excelência de nossos serviços. A Copel foi avaliada por seus clientes, pela quarta vez em cinco anos, como a melhor distribuidora de energia do Brasil na Pesquisa Abradee 2015, realizada pela Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica. Somadas à conquista da prorrogação de nossa concessão por mais 30 anos, em dezembro, tais premiações reconhecem a seriedade de nosso trabalho, e nos estimulam a buscar sempre o melhor em todas as nossas atividades.

Em um cenário ambiental severo e quando é imperativa uma gestão financeira rígida, sabemos das dificuldades para apresentar interrupções de energia menos frequentes e de menor duração. Para tanto, ampliamos ano após ano o montante destinado a novas tecnologias que venham a satisfazer esta busca. A ampliação de nosso programa de redes inteligentes e o lançamento do programa Mais Clic Rural, que destinará R$ 500,0 milhões à modernização das redes rurais nos próximos três anos, são evidências desta diretriz.

Foi também com ênfase na alta tecnologia que a Copel Telecomunicações levou fibra óptica a 399 municípios do Paraná e dois de Santa Catarina. A alta procura pelo serviço comprova que nossa banda larga vem entregando a qualidade desejada pelo povo paranaense, que conta com opções de conectividade já comparáveis ao padrões dos países mais desenvolvidos do planeta.

Na Copel, sustentabilidade não é apenas um modo de fazer, mas é principalmente uma visão de futuro que a Companhia busca levar aos dez estados brasileiros onde está presente. Esse relatório traz em detalhes estes e outros destaques do trabalho que a Copel desenvolveu em 2015.

Boa leitura.

Luiz Fernando Leone Vianna
Presidente

1. PERFIL ORGANIZACIONAL

Com 61 anos completos em outubro de 2015, a Copel é uma empresa de economia mista, estruturada como Holding, que atua com tecnologia de ponta nas áreas de geração, transmissão, distribuição de energia e telecomunicações. Opera um sistema elétrico com parque gerador próprio de usinas, linhas de transmissão, subestações, linhas e redes de distribuição e um sistema óptico de telecomunicações que atende todas as cidades do Estado. Participa também nos setores de saneamento, gás e petróleo.

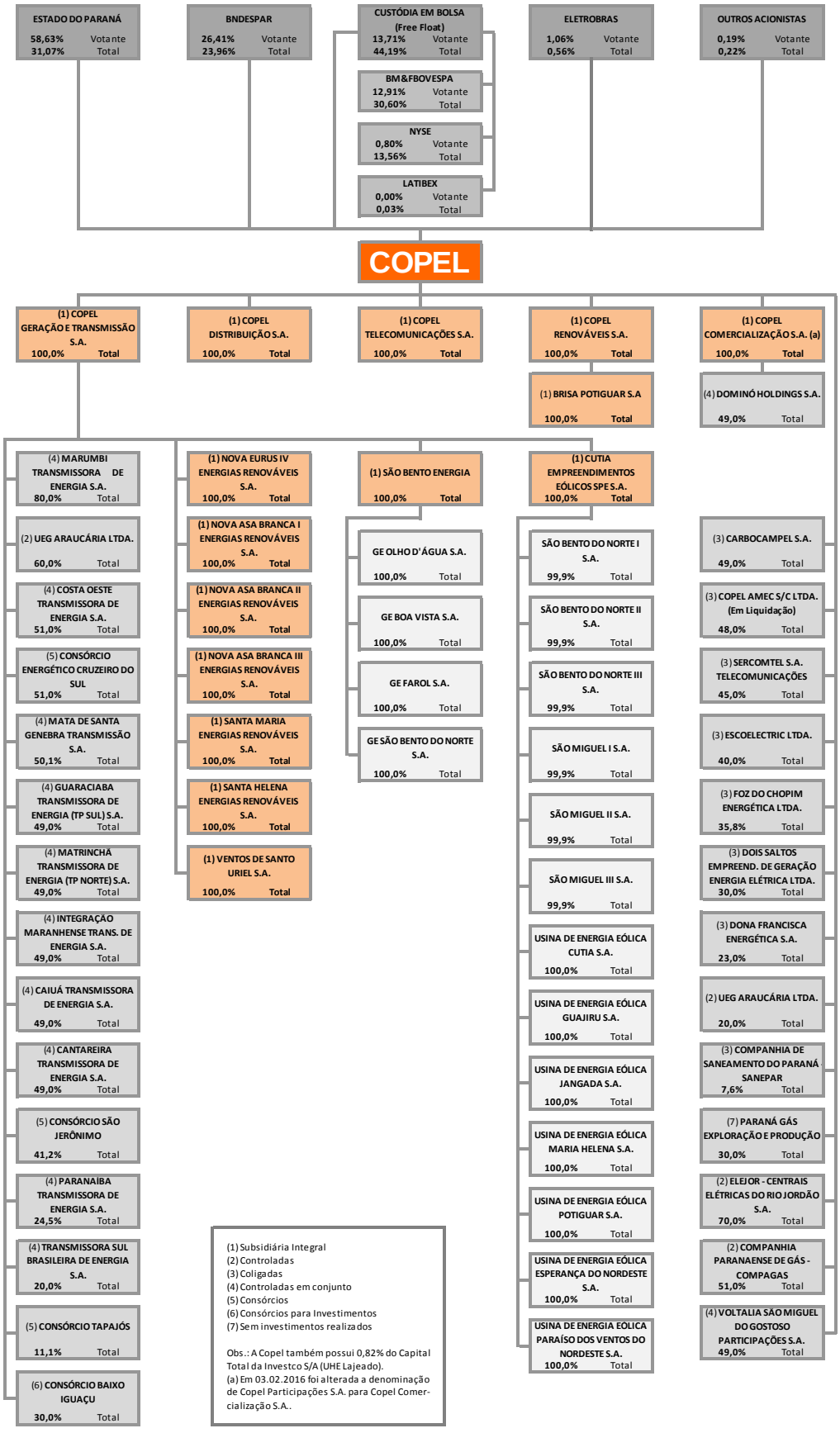
• Prêmios e certificações

Dentre as principais certificações e prêmios conquistados em 2015, destacam-se:

Prêmios / Certificações	Certificador
Homenagem - Política de Responsabilidade Social	Hospital Erasto Gaertner
Prêmio Abradee - Melhor distribuidora	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
Anuário Telecom - Empresa Pública de Grande Porte	Fórum Editorial
Prêmio CIER Melhor Distribuidora - categoria Prata	Comisíon de Integración Energética Regional - CIER América Latina
Anuário Telecom - Serviços Corporativos	Fórum Editorial
Parceiros do CIEE - PR	Centro de Integração Empresa-Escola PR
Grandes Líderes - 500 Maiores - Maior empresa do Paraná	Revista Amanhã
Menção Honrosa - Por sua atuação durante os 15 anos de premiação da Fundação Coge.	Fundação COGE
Empresa Cidadã - Reconhecimento pelos esforços e iniciativas para o sucesso dos trabalhos do Pequeno Cotolengo.	Pequeno Cotolengo Paranaense
Empresa Cidadã - Copel - Certificado pelas informações apresentadas em seus Relatórios Sociais	Conselho Regional de Contabilidade do Rio de Janeiro, Sistema Firjan e Fecomércio

• Organograma societário

A seguir, o organograma de participação societária da Copel em 31.12.2015:


ESTADO DO PARANÁ
58,63% Votante
31,07% Total
BNDESPAR
26,41% Votante
23,96% Total
CUSTÓDIA EM BOLSA (Free Float)
13,71% Votante
44,19% Total
BM&FBOVESPA
12,91% Votante
30,60% Total
NYSE
0,80% Votante
13,56% Total
LATIBEX
0,00% Votante
0,03% Total
ELETROBRAS
1,06% Votante
0,56% Total
OUTROS ACIONISTAS
0,19% Votante
0,22% Total
COPEL
(1) COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. 100,0% Total
(1) COPEL DISTRIBUIÇÃO S.A. 100,0% Total
(1) COPEL TELECOMUNICAÇÕES S.A. 100,0% Total
(1) COPEL RENOVÁVEIS S.A. 100,0% Total
(1) COPEL COMERCIALIZAÇÃO S.A. (a) 100,0% Total
(1) BRISA POTIGUAR S.A 100,0% Total
(4) DOMINÓ HOLDINGS S.A. 49,0% Total
(4) MARUMBI TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. 80,0% Total
(2) UEG ARAUCÁRIA LTDA. 60,0% Total
(4) COSTA OESTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. 51,0% Total
(5) CONSÓRCIO ENERGÉTICO CRUZEIRO DO SUL 51,0% Total
(4) MATA DE SANTA GENEBRA TRANSMISSÃO S.A. 50,1% Total
(4) GUARACIABA TRANSMISSORA DE ENERGIA (TP SUL) S.A. 49,0% Total
(4) MATRINCHÃ TRANSMISSORA DE ENERGIA (TP NORTE) S.A. 49,0% Total
(4) INTEGRAÇÃO MARANHENSE TRANS. DE ENERGIA S.A. 49,0% Total
(4) CAIUÁ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. 49,0% Total
(4) CANTAREIRA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. 49,0% Total
(5) CONSÓRCIO SÃO JERÔNIMO 41,2% Total
(4) PARANAÍBA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. 24,5% Total
(4) TRANSMISSORA SUL BRASILEIRA DE ENERGIA S.A. 20,0% Total
(5) CONSÓRCIO TAPAJÓS 11,1% Total
(6) CONSÓRCIO BAIXO IGUAÇU 30,0% Total
(1) NOVA EURUS IV ENERGIAS RENOVÁVEIS S.A. 100,0% Total
(1) NOVA ASA BRANCA I ENERGIAS RENOVÁVEIS S.A. 100,0% Total
(1) NOVA ASA BRANCA II ENERGIAS RENOVÁVEIS S.A. 100,0% Total
(1) NOVA ASA BRANCA III ENERGIAS RENOVÁVEIS S.A. 100,0% Total
(1) SANTA MARIA ENERGIAS RENOVÁVEIS S.A. 100,0% Total
(1) SANTA HELENA ENERGIAS RENOVÁVEIS S.A. 100,0% Total
(1) VENTOS DE SANTO URIEL S.A. 100,0% Total
(1) SÃO BENTO ENERGIA 100,0% Total
GE OLHO D'ÁGUA S.A. 100,0% Total
GE BOA VISTA S.A. 100,0% Total
GE FAROL S.A. 100,0% Total
GE SÃO BENTO DO NORTE S.A. 100,0% Total
(1) CUTIA EMPREENDIMENTOS EÓLICOS SPE S.A. 100,0% Total
SÃO BENTO DO NORTE I S.A. 99,9% Total
SÃO BENTO DO NORTE II S.A. 99,9% Total
SÃO BENTO DO NORTE III S.A. 99,9% Total
SÃO MIGUEL I S.A. 99,9% Total
SÃO MIGUEL II S.A. 99,9% Total
SÃO MIGUEL III S.A. 99,9% Total
USINA DE ENERGIA EÓLICA CUTIA S.A. 100,0% Total
USINA DE ENERGIA EÓLICA GUAJIRU S.A. 100,0% Total
USINA DE ENERGIA EÓLICA JANGADA S.A. 100,0% Total
USINA DE ENERGIA EÓLICA MARIA HELENA S.A. 100,0% Total
USINA DE ENERGIA EÓLICA POTIGUAR S.A. 100,0% Total
USINA DE ENERGIA EÓLICA ESPERANÇA DO NORDESTE S.A. 100,0% Total
USINA DE ENERGIA EOLICA PARAÍSO DOS VENTOS DO NORDESTE S.A. 100,0% Total
(3) CARBOCAMPEL S.A. 49,0% Total
(3) COPEL AMEC S/C LTDA. (Em Liquidação) 48,0% Total
(3) SERCOMTEL S.A. TELECOMUNICAÇÕES 45,0% Total
(3) ESCOELECTRIC LTDA. 40,0% Total
(3) FOZ DO CHOPIM ENERGÉTICA LTDA. 35,8% Total
(3) DOIS SALTOS EMPREEND. DE GERAÇÃO ENERGIA ELÉTRICA LTDA. 30,0% Total
(3) DONA FRANCISCA ENERGÉTICA S.A. 23,0% Total
(2) UEG ARAUCÁRIA LTDA. 20,0% Total
(3) COMPANHIA DE SANEAMENTO DO PARANÁ SANEPAR 7,6% Total
(7) PARANÁ GÁS EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 30,0% Total
(2) ELEJOR - CENTRAIS ELÉTRICAS DO RIO JORDÃO S.A. 70,0% Total
(2) COMPANHIA PARANAENSE DE GÁS - COMPAGAS 51,0% Total
(4) VOLTALIA SÃO MIGUEL DO GOSTOSO PARTICIPAÇÕES S.A. 49,0% Total
(1) Subsidiária Integral
(2) Controladas
(3) Coligadas
(4) Controladas em conjunto
(5) Consórcios
(6) Consórcios para Investimentos
(7) Sem investimentos realizados
Obs.: A Copel também possui 0,82% do Capital Total da Investco S/A (UHE Lajeado).
(a) Em 03.02.2016 foi alterada a denominação de Copel Participações S.A. para Copel Comercialização S.A..

• Participação no Mercado

Principais produtos (%)	Brasil	Região Sul	Paraná
Geração de energia elétrica [1]	3,5	(2) (3) 21,3	(2) (3) 53,5
Transmissão de energia elétrica [4]	1,8	8,80	28,50
Distribuição de energia elétrica [5]	[6] 6,0	[6] 34,0	[7] 96,9
Distribuição de gás [8]	3,5	40,0	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] Participação no atendimento ao mercado cativo/livre

[6] Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - EPE

[7] Dado estimado

[8] Considerado volume distribuído no Paraná, com térmica

• Copel em Números

Em R$ mil (exceto quando indicado de outra forma)	2015	2014	variação %
Indicadores Contábeis			
Ativo total	28.947.657	25.618.142	13,0
Caixa e equivalentes de caixa	1.480.727	740.131	100,1
Títulos e valores mobiliários	406.274	459.115	(11,5)
Dívida total	7.760.988	6.054.398	28,2
Dívida líquida	5.873.987	4.855.152	21,0
Receita operacional bruta	24.455.511	18.327.840	33,4
Deduções da receita	9.727.380	4.409.323	120,6
Receita operacional líquida	14.728.131	13.918.517	5,8
Custos e despesas operacionais	12.911.938	12.351.433	4,5
Equivalência patrimonial	92.545	159.955	(42,1)
Resultado das atividades	1.816.193	1.567.084	15,9
EBITDA ou LAJIDA	2.585.210	2.356.982	9,7
Resultado financeiro	(110.958)	130.592	(185,0)
IRPJ/CSLL	532.229	522.016	2,0
Lucro operacional	1.908.738	1.727.039	10,5
Lucro líquido do exercício	1.265.551	1.335.615	(5,2)
Patrimônio líquido	14.584.478	13.682.780	6,6
Juros sobre o capital próprio	198.000	30.000	560,0
Dividendos	128.795	592.523	(78,3)
Indicadores Econômico-Financeiros			
Liquidez corrente (índice)	1,4	1,3	12,5
Liquidez geral (índice)	0,8	1,1	(26,7)
Margem do EBITDA ou LAJIDA (%)	17,6	16,9	3,7
Lucro por ação - R$ (lucro líquido/quantidade de ações)	4,6	4,9	(5,2)
Valor patrimonial por ação - R$ (patrimônio líquido/quantidade de ações)	53,3	50,0	6,6
Dívida sobre o patrimônio líquido (%)	53,2	44,2	20,3
Margem operacional (lucro operacional/receita operacional líquida) (%)	13,0	12,4	4,4
Margem líquida (lucro líquido/receita operacional líquida) (%)	8,6	9,6	(10,5)
Participação de capital de terceiros (%)	49,6	46,6	6,5
Rentabilidade do patrimônio líquido (%) [1]	9,2	10,3	(10,5)

[1] LL ÷ (PL inicial)

2. GOVERNANÇA CORPORATIVA

O modelo de governança da Copel é pautado pela transparência, conformidade e responsabilidade social empresarial, de acordo com as melhores práticas propostas pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa - IBGC. São quatro os princípios que orientam a governança corporativa da Companhia: Transparência; Equidade; Prestação de Contas e Responsabilidade Corporativa.

Considerando esses princípios, a Copel se compromete a:

- Realizar comunicação interna e externa com total transparência, de forma espontânea, franca e ágil, sem restrição ao desempenho econômico-financeiro, social e ambiental, e que norteie ações empresariais para a criação de valor.
- Conceder tratamento justo e igualitário a todos os grupos minoritários, sejam do capital (acionistas) ou de qualquer outra parte interessada. Atitudes ou políticas discriminatórias, sob qualquer pretexto, são totalmente inaceitáveis.
- Zelar para que os agentes da Governança Corporativa (acionistas/cotistas, Conselho de Administração, Comitê de Auditoria, Conselho Fiscal e Diretoria Executiva) prestem conta de sua atuação a quem os elegeu e respondam integralmente por todos os atos que praticarem no exercício de seus mandatos.
- Fomentar as melhores práticas de desenvolvimento sustentável em sua área de abrangência, conciliando as questões de desenvolvimento econômico com as de responsabilidade socioambiental.
- Aprimorar constantemente o gerenciamento de riscos que envolvem os negócios da Companhia.
- Manter um adequado sistema de controles internos, com avaliação constante de sua efetividade e conformidade.
- Avaliar e propor ações para a disseminação contínua de ética em todos os níveis de relacionamento interno e externo.
- Avaliar as possibilidades de existência de situações que envolvam decisões motivadas por interesses distintos daqueles da organização, criando mecanismos para evitar conflito de interesses.
- Cumprir as disposições legais em âmbito nacional e internacional, quando aplicável, alinhadas aos requisitos do ambiente regulatório da Companhia.
- Criar um conjunto eficiente de mecanismos, a fim de assegurar que a conduta da alta administração da Companhia esteja sempre alinhada com suas partes interessadas.

Subordinado ao Conselho de Administração - CAD, o Comitê de Auditoria têm sua constituição prevista no Estatuto Social da Copel e suas características, composição, funcionamento e competências estão estabelecidas em Regimento Interno específico. O Regimento Interno do Comitê de Auditoria estabelece que este é o órgão independente, de caráter consultivo e permanente, responsável pela revisão e

supervisão dos processos de apresentação de relatórios contábeis e financeiros, dos processos de controles internos e administração de riscos e das atividades dos auditores internos e auditores externos independentes.

Para assessoramento do Comitê de Auditoria a Companhia constituiu o Comitê de Gestão de Riscos Corporativos, composto por representantes de cada Diretoria e das principais Subsidiárias Integrais. Ele tem caráter consultivo e permanente para questões relativas à Gestão Integrada de Riscos Corporativos.

O Comitê de Auditoria também avalia a eficiência no uso de recursos e no estabelecimento de controles que protejam a Companhia contra eventuais perdas em face dos riscos de suas respectivas atividades, a emissão de relatórios sobre a adequação dos processos de informação e de decisão e a conformidade das operações e dos negócios da Companhia com a legislação, os regulamentos e suas respectivas políticas. Os membros do Comitê, ou ao menos um deles, participam também das reuniões do Conselho Fiscal, além de participarem das reuniões do Conselho de Administração, por serem integrantes deste.

2.1. Administração

- **Conduta Ética**

A Copel preza pela conduta ética e atuação transparente. As diretrizes e princípios orientadores e disciplinadores estão refletidas em suas políticas corporativas e em seu Código de Conduta: documento que reflete a integridade dos procedimentos da empresa nas relações com seus empregados e demais partes interessadas. O Código foi instituído com base nos valores da Copel, nos princípios do Pacto Global e nos princípios da Governança Corporativa e serve como orientador a todas as pessoas que atuam em nome da Copel sejam empregados, administradores ou contratados. Cada empregado da Companhia recebe uma versão impressa do Código de Conduta e declara o compromisso com as disposições nele contidas.

O documento também está disponível no site da Companhia para consulta de todas as partes interessadas (http://goo.gl/SqWEhX). Denúncias de fraudes de natureza contábil e fiscal, de assuntos relacionados à auditoria e controles internos, assédio moral e descumprimento do Código de Conduta, são tratadas por diferentes canais, tais como:

Canal de comunicação confidencial

Voltado ao público interno, destina-se à comunicação de fraudes ou irregularidades que envolvam questões de finanças, auditoria ou contabilidade da Copel, bem como o descumprimento em relação às leis e normas da Companhia. O canal garante proteção e preservação da identidade do manifestante e resposta à denúncia. Disponível 24 horas por dia, sete dias da semana e com ligação gratuita. Telefone: 0800 643 5665

Ouvidoria

Direcionada para o público interno e externo, a ouvidoria disponibiliza informações e também é um canal aberto para sugestões, reclamações, denúncias e questionamentos. Funciona durante os dias úteis, das 8h às 18h, com ligação gratuita. Telefone: 0800 647 0606. E-mail: ouvidoria@copel.com. Pessoalmente ou por escrito: Rua Professor Brasilio Ovidio da Costa, 1703 - Santa Quitéria - CEP: 80310-130 - Curitiba (PR)

Comissão de análise de denúncias de assédio moral - Cadam

A Copel também é pioneira no país na implantação de um processo preventivo que garanta práticas humanas e saudáveis na gestão de pessoas. Como atribuição complementar, cabe à Comissão de Análise de Denúncias de Assédio Moral - Cadam orientar os empregados em relação à prevenção do assédio moral, em consonância com a responsabilidade social e as melhores práticas de governança corporativa. Criada em 2 de dezembro de 2009, essa comissão estabelece regras sobre o tratamento das denúncias de assédio moral na Companhia. Informações sobre a Cadam estão disponíveis na internet e na intranet, inclusive quanto ao canal de consulta (cadam@copel.com).

Conselho de orientação ética - COE

Avalia denúncias sobre descumprimento do Código de Conduta e tem um prazo máximo de 90 dias para oferecer uma resposta final com as orientações pertinentes. E-mail: conselho.etica@copel.com

Além dos canais já citados, a Copel está aberta para receber demandas de informação, solicitação de serviços, críticas ou sugestões de melhoria, orientações e reclamações de seus públicos de relacionamento por meio de diversos canais de atendimento: http://www.copel.com/hpcopel/acopel/atendimento.jsp

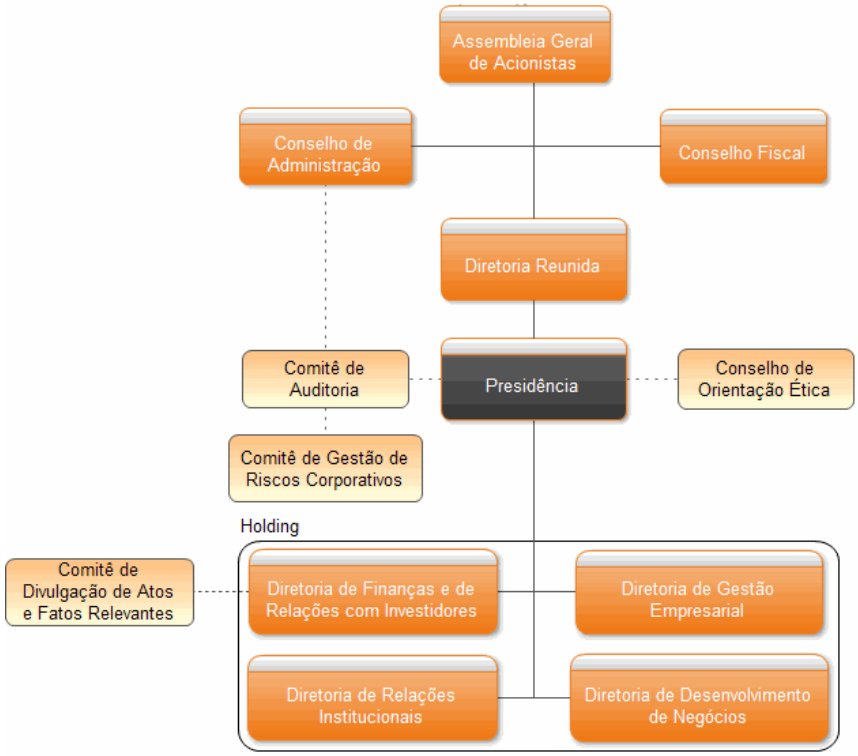
• Combate à Corrupção

A Companhia repudia a corrupção em todas as suas formas e oferece orientações para combatê-la. Elas são comunicadas a todos os empregados por meio do Código de Conduta. Todas as unidades operacionais são submetidas anualmente à avaliação de riscos relacionados à corrupção e a erros que possam interferir nos resultados das demonstrações financeiras.

A Copel está empenhada em aperfeiçoar seus processos e normas, conferindo maior transparência e segurança às suas atividades. Conheça seu hotsite de *Compliance*, com detalhes sobre as práticas e políticas adotadas: http://goo.gl/Q1J3uh

• Estrutura de Governança

O organograma a seguir apresenta a estrutura organizacional da Companhia em 31.12.2015:



Diretoria reunida

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

Assembleia geral de acionistas

Define as diretrizes do negócio e toma decisões estratégicas. Membros: acionistas com direito a voto (ações ordinárias), que se reúnem em fórum anualmente ou, extraordinariamente, sempre que necessário.

Conselho Fiscal

Órgão permanente que analisa e orienta as demonstrações financeiras e fiscaliza os atos dos administradores. Possui cinco membros efetivos e cinco suplentes com mandato de um ano.

Conselho de Administração

Delibera e define a orientação geral dos negócios. São nove membros (sendo sete independentes) com mandato de dois anos após eleição em Assembleia. Todos os integrantes possuem independência técnica, econômica e de vínculos para com os acionistas (especialmente de subordinação) e para com a Companhia (nos termos da Análise da Independência dos membros do Conselho de Administração), além de não aceitar qualquer pagamento por consultoria, assessoria ou outro honorário compensatório por parte da Companhia.

Comitê de Auditoria

Fiscaliza, revisa, supervisiona, acompanha e apresenta recomendações sobre as atividades da Companhia. Formado por três membros independentes e integrantes do CAD com mandato de dois anos.

Conselho de Orientação Ética

Por meio do COE — constituído como um Colegiado vinculado administrativamente à Presidência — a Copel atua conforme seus princípios morais para o desenvolvimento de seus negócios e divulga de forma efetiva a aplicação dos preceitos e orientações do Código de Conduta por parte dos empregados, administradores e contratados, em consonância com os valores da Copel, os Princípios do Pacto Global e os Princípios da Governança Corporativa. É formado por 12 membros (sendo 11 empregados e um representante da sociedade civil). Apoiado pela Cadam.

Comitê de divulgação de atos e fatos relevantes

Possui 15 membros e apoia a Diretoria de 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

A Companhia mantém um 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. Este colegiado possui um cronograma anual de reuniões ordinárias, podendo reunir-se extraordinariamente sempre que necessário.

- **Missão, valores, códigos de conduta e princípios internos**

A Copel tem como referencial os seguintes valores: Ética, Respeito às Pessoas, Dedicação, Transparência, Segurança e Saúde, Responsabilidade e Inovação. Os princípios norteadores incorporam os valores, os Princípios do Pacto Global e os Princípios de Governança Corporativa, constituindo-se em guia em contínua evolução, que deve permitir aos empregados, administradores e contratados balizar sua conduta. Esses princípios estão relacionados a seguir:

Integridade

A Copel valoriza a conduta íntegra e leal ao agir com os colegas de trabalho, parceiros, clientes, com a sociedade e demais partes interessadas, pautada pelo comprometimento com suas atividades, e espera que cada um discipline suas ações com base na lei, orientando-se pela verdade no desempenho de suas atribuições e defendendo, como compromisso profissional e moral, os objetivos, diretrizes e legítimos interesses da Companhia.

Conformidade

A Copel valoriza o respeito incondicional e irrestrito à totalidade de leis, regulamentos, políticas, normas, padrões, procedimentos e boas práticas organizacionais, em todas as atividades em nome da Companhia e onde quer que ela atue.

Transparência

A Copel preza para que as comunicações, informações e relatórios externos e internos divulgados às partes relacionadas e interessadas pertinentes sejam transparentes, claros em seus objetivos, intenções e ações e estejam completos, exatos e em conformidade com os controles e procedimentos da Companhia, observados os limites do direito à confidencialidade.

Segurança e Saúde

A Copel reconhece a saúde e a segurança no local de trabalho como um direito fundamental do ser humano, valorizando a vida e respeitando a integridade física e moral das pessoas.

Responsabilidade Social e Ambiental

A Copel conduz suas ações com responsabilidade social e ambiental, minimizando os impactos ao meio ambiente e na sociedade, reparando e compensando eventuais prejuízos causados por suas atividades e contribuindo para o desenvolvimento sustentável.

Respeito

A Copel pauta suas ações no respeito às partes interessadas e relacionadas, valoriza a confiança conquistada ao longo de sua história e incentiva a consideração e a cortesia com o próximo. A empresa tem o compromisso de apoiar, proteger e preservar os direitos humanos, adotando políticas e práticas que contribuam para este fim.

Tanto para empregados como para terceirizados a Companhia realiza eventos periódicos para divulgação do Código de Conduta. Além disso, para os empregados é disponibilizada uma versão impressa mediante protocolo, que fica arquivado junto ao RH. Para fornecedores o conteúdo do Código de Conduta está vinculado ao contrato, num documento intitulado Manual do Fornecedor. Ambos os documentos estão disponíveis no site da Companhia.

• Diretrizes estratégicas da Companhia

A estratégia da Copel orienta a condução e operação dos negócios a fim de alcançar sua Visão: “Ser referência nos negócios em que atua gerando valor de forma sustentável”. Para isso, a Companhia mantém um processo estruturado de planejamento estratégico, revisado anualmente, considerando as mudanças nos setores de atuação, na economia, alterações regulatórias e demandas das partes interessadas.

As diretrizes estratégicas estabelecidas pelo CAD, que nortearam o planejamento estratégico atual são:

- Valorizar a força de trabalho.
- Reter talentos e conhecimento.
- Expandir os negócios de forma sustentável e rentável.
- Obter a excelência em custos, processos e qualidade.
- Promover a sinergia entre as diversas áreas da companhia.
- Investir em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação com agregação de valor.

A partir do referencial estratégico da Companhia — Missão, Visão, Valores e diretrizes estratégicas, definidas e aprovadas pelo Conselho de Administração e Diretoria Executiva — foram revisados os objetivos do Mapa Estratégico Corporativo e desdobrados em indicadores e metas capazes de orientar empregados, iniciativas corporativas e negócios da Companhia.

• O valor da sustentabilidade

A Companhia acredita que a sustentabilidade deve gerar valor para suas partes interessadas e minimizar os impactos negativos potenciais de sua operação. Com esse posicionamento, atrelado à gestão dos recursos naturais, a Copel procura harmonizar os aspectos econômicos, sociais e ambientais de suas atividades. As estratégias de sustentabilidade da Copel estão alinhadas ao seu referencial estratégico, às melhores praticas do setor elétrico e aos compromissos assumidos. Para promover essa conduta e compromisso, a Copel conta com uma área de sustentabilidade empresarial na Diretoria de Relações Institucionais, que coordena as ações corporativas e seu Relatório de Sustentabilidade é aprovado pelo Conselho de Administração.

Suas ações são orientadas pela sua Politica de Sustentabilidade e Cidadania Empresarial, que tem como princípios: Comprometimento, Atitude proativa diante da lei, Diálogo, comunicação e transparência, Respeito à dinâmica socioambiental, Responsabilidade individual e Valorização da diversidade.

• Gestão de riscos

A Política de Gestão Integrada de Riscos Corporativos da Copel abrange as áreas corporativas, suas subsidiárias integrais, controladas, controladas em conjunto e coligadas, e estabelece a composição de um Comitê de Gestão de Riscos Corporativos, hierarquicamente subordinado ao Comitê de Auditoria. As diretrizes adotadas são baseadas em estruturas e padrões reconhecidos, como Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission – COSO e ISO 31000, e têm como objetivos maximizar os valores econômico, social e ambiental para as partes interessadas e assegurar a conformidade com as leis e regulamentos vigentes.

Em função da incerteza intrínseca aos riscos e à natureza do setor em que opera, o modelo de gestão de riscos adota parâmetros de apetite ao risco, considera sua possibilidade de ocorrência e seus impactos

financeiros, operacionais e de imagem, e prevê ferramentas para seu tratamento e mitigação. A gestão de riscos adotada pela Companhia considera aspectos legais, regulatórios, socioambientais e reputacionais, entre outros, servindo de base para processos decisórios e atividades operacionais, levando em consideração, para tanto, os seguintes perfis de riscos: Estratégico, Operacional, Divulgação e Compliance.

Para os principais processos de negócio da Companhia são consideradas as atividades mais suscetíveis a fraudes e definidos controles internos com o objetivo de mitigar os riscos identificados, adotando-se como referência as melhores práticas de auditoria do mercado. Além de tais procedimentos, a Companhia adota como prática a emissão de certificados de controles internos pelos gestores dos processos, que formalizam sua ciência e o compromisso de regularizar as não conformidades. Os controles são submetidos a testes pela Auditoria Interna e pelo Auditor Independente e, para os casos de não conformidades, são demandadas ações corretivas. Os resultados de tais testes são reportados à alta administração da Companhia.

Destaca-se também o desenvolvimento de diversas ações voltadas a consolidar o Programa de Integridade Corporativa da Companhia, o qual é composto por um extenso conjunto de ações que visa fortalecer os valores éticos, a transparência e a conformidade às leis e regulamentos. Entre as ações mais significativas implementadas pela Companhia destaca-se a reformulação de sua estrutura, com a criação de uma unidade denominada Coordenação de Integridade Corporativa, ligada diretamente à Presidência e que se reporta periodicamente ao Comitê de Auditoria.

• Auditoria Externa

Nos termos estabelecidos pela Instrução nº 381/2003 da Comissão de Valores Mobiliários - CVM, e conforme norma interna de Governança Corporativa, a Companhia e suas subsidiárias integrais tem contrato com a KPMG Auditores Independentes desde 18 de abril de 2011, para prestação de serviços de auditoria das demonstrações financeiras, com prazo de duração de 12 meses, com os devidos aditamentos, sendo seu encerramento em 17 de abril de 2016. A cada cinco anos, seguindo o sistema de rodízio de Auditores independentes conforme instrução CVM nº 308/99, a Companhia troca a empresa responsável pela auditagem. Desde sua contratação foram prestados somente serviços relacionados a auditoria externa independente. A Companhia tem como ponto fundamental não contratar outros serviços de consultoria com a KPMG Auditores Independentes que interfiram na independência e objetividade dos trabalhos de auditoria externa assegurando dessa forma a inexistência de conflitos de interesse.

O valor bruto total pago para serviços de auditoria prestados em 2015 foi de R$ 1,6 milhão.

• Relacionamento com acionistas e investidores

Ao final de 2015, 24.879 acionistas participavam do capital social da Copel, correspondente a R$ 6.910,0 milhões, representados por 273.655 mil ações, sem valor nominal.

Distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio

A partir da Lei nº 9.249/1995, a Copel adota, como política, a distribuição de juros sobre o capital próprio em substituição aos dividendos, de forma total ou parcial. Estatutariamente, o montante de dividendos distribuídos é de, no mínimo, 25% do lucro líquido ajustado, de acordo com o artigo 202 e seus parágrafos da Lei nº 6.404/1976.

Tag Along

A Copel garante direitos de *tag along* para suas ações ordinárias minoritárias, assegurando a seus detentores o preço mínimo de 80% do valor pago pelas ações integrantes do bloco de controle.

Acordo de Acionistas

Está em vigor acordo de acionistas firmado entre o Estado do Paraná e a BNDES Participações S.A. - BNDESPAR, onde um dos objetivos é assegurar ao BNDESPAR a indicação de dois membros para o CAD da Copel.

Mercados em que as ações da Copel são negociadas

A Copel abriu seu capital ao mercado de ações em abril de 1994 na Bolsa de Valores de São Paulo - BM&FBovespa e tornou-se em julho de 1997 a primeira empresa do setor elétrico brasileiro listada na Bolsa de Valores de Nova Iorque - Nyse. Sua marca também está presente, desde junho de 2002, na Comunidade Econômica Europeia, com seu ingresso na Latibex — o braço latino-americano da Bolsa de Valores de Madri. A partir do dia 07.05.2008, as ações da Copel passaram a integrar oficialmente o Nível 1 de Governança Corporativa da Bolsa de Valores de São Paulo.

Em 2015, a Copel passou a integrar o 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.

Diálogo com Acionistas, Investidores e Profissionais do Mercado de Capitais

A Copel mantém canal de comunicação efetivo com seus acionistas e investidores por meio dos departamentos de relações com investidores e de acionistas e custódia, dos e-mails (ri@copel.com e acionistas@copel.com), da sua central de atendimento telefônico (0800 41 2772 e +55 41 3222-2027), do seu website (www.copel.com/ri) e dos comunicados e relatórios que são disponibilizados aos profissionais do mercado de capitais e acionistas, por e-mail e no website da Companhia.

3. DESEMPENHO OPERACIONAL

3.1. Análise macroeconômica

O aumento da taxa básica de juros nos Estados Unidos marcou o cenário macroeconômico internacional em 2015 ao sinalizar que a maior economia do globo começa a se recuperar dos impactos causados pela última crise financeira que atingiu os mercados mundiais. Essa perspectiva de melhora, entretanto, não alcançou a zona do euro, cujos indicadores apontam para baixo crescimento e inflação, e tampouco a China que, além de crescer menos do que o esperado pelo governo, encerrou o ano restringindo o nível da atividade industrial em Pequim devido à piora significativa dos índices que medem a qualidade do ar na capital chinesa. Para 2016, projeta-se[1] que os Estados Unidos irão crescer 2,6% incentivados pela demanda doméstica, a zona do euro irá apresentar expansão moderada de 1,7% e a China, que reduzirá mais uma vez o ritmo de crescimento, irá alcançar desempenho de 6,3% do seu Produto Interno Bruto, resultados que, segundo o FMI, fortalecem a expectativa de um crescimento global "decepcionante".

Internamente, em recessão, o Brasil contabilizou em 2015 (i) recuo previsto de 3,8% de sua economia, (ii) aumento da taxa de desemprego (9% da população economicamente ativa no trimestre encerrado em novembro) atribuído principalmente à indústria de transformação, à construção civil e ao comércio, (iii) inflação acima do teto estabelecido pelo Comitê de Política Monetária (10,67%) apesar de a taxa básica de juros ter sido majorada para 14,25% ao ano e (iv) incremento da dívida bruta agravado pelo segundo ano consecutivo de déficit fiscal (1,88% do PIB). A falta de implementação de medidas capazes de equacionar as contas públicas levou o país a adicionalmente perder a sua condição de "grau de investimento" e o dólar a valorizar-se cerca de 50% ao longo do ano. Para 2016, estima-se[2] inflação de 7,6% (novamente acima do teto da banda de flutuação) e retração de 3,4% do PIB no que se configura ser a maior e mais longa recessão da história brasileira. De acordo com analistas, a recuperação da economia somente deverá ocorrer em 2017 e, ainda assim, a depender do avanço da política fiscal e da estabilização do quadro político nacional perturbado, entre outras razões, pelos desdobramentos das investigações da Operação Lava Jato.

No Paraná, dado preliminar indica que o Produto Interno Bruto estadual contraiu 1,9% entre janeiro e setembro de 2015 em comparação ao mesmo período de 2014. No acumulado do ano, a agropecuária e o setor de serviços, que inclui o comércio, mostraram comportamento melhor do que o da média brasileira, porém, a indústria de transformação acompanhou a retração da indústria nacional. Conforme assevera o Instituto Paranaense de Desenvolvimento Econômico e Social - Ipardes, quando a economia for retomada,

[1] World Economic Outlook (FMI) de 19.01.2016

[2] Boletim Focus (Banco Central) de 19.02.2016

o Estado terá condições de sair mais rapidamente da crise em função de fatores como o grande volume de suas exportações e o poder de compra de sua população que vem sendo mantido preservado.

3.2. Ambiente regulatório

Desde 2013 o Setor Elétrico Brasileiro enfrenta uma importante crise que pode ser dividida em 3 momentos distintos: (i) a partir de 2013 um período de restrições hidrológicas que prejudicou a produção de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN; (ii) 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 operação no mercado de energia nacional a partir de fins de 2014, e; (iii) 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 Agência Nacional de Energia Elétrica - 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.

Diante disso, a Copel Geração e Transmissão e a Elejor protocolaram junto à Aneel o requerimento de adesão à repactuação do Risco Hidrológico - GSF para a UHEs Mauá, Foz do Areia, Santa Clara e Fundão. O pleito totaliza 458,4 MW médios de garantia física no ambiente regulado.

- **Risco de Racionamento**

Aproximadamente 61,0% da capacidade instalada no País atualmente é proveniente de geração hidrelétrica (Aneel - Banco de Informações de Geração), 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.

Ao longo de 2015, 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, no decorrer deste período úmido (dezembro de 2015 à abril de 2016) tem se observado a recuperação dos níveis dos reservatórios dos subsistema Sudeste, que representa cerca de 70,0% da capacidade de armazenamento do Sistema Interligado Nacional.

Desta forma, em relação ao risco no curto prazo, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE tem apontado equilíbrio entre demanda e oferta de energia, mantendo os índices dentro 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 2015 – Plano da Operação Energética 2015-2019.

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**

Outro ponto que concentrou atenções no ambiente regulatório e que poderiam impactar fortemente na continuidade dos negócios da Companhia foi a renovação das concessões de distribuição de energia elétrica e das usinas que não haviam renovado sua concessão quando do advento da Medida Provisória - MP nº 579/2012.

Importante resgatar que, em 2012 foi estabelecido um novo regramento para as concessões no setor elétrico, fato que permitiu a prorrogação das concessões, desde que aceitas uma série de contrapartidas do concessionário por parte do Poder Concedente. Deste modo, 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 entre os anos de 2015 e 2017 e que já haviam sofrido uma única prorrogação.

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: (i) remuneração por tarifa calculada pela Aneel para cada usina hidrelétrica; (ii) 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 (iii) 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 vis à vis 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.

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.

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: (i) receita fixada conforme critérios estabelecidos pela Aneel; e (ii) 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 RBSE e RPC.

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.

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, de 11.01.2013. 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 que

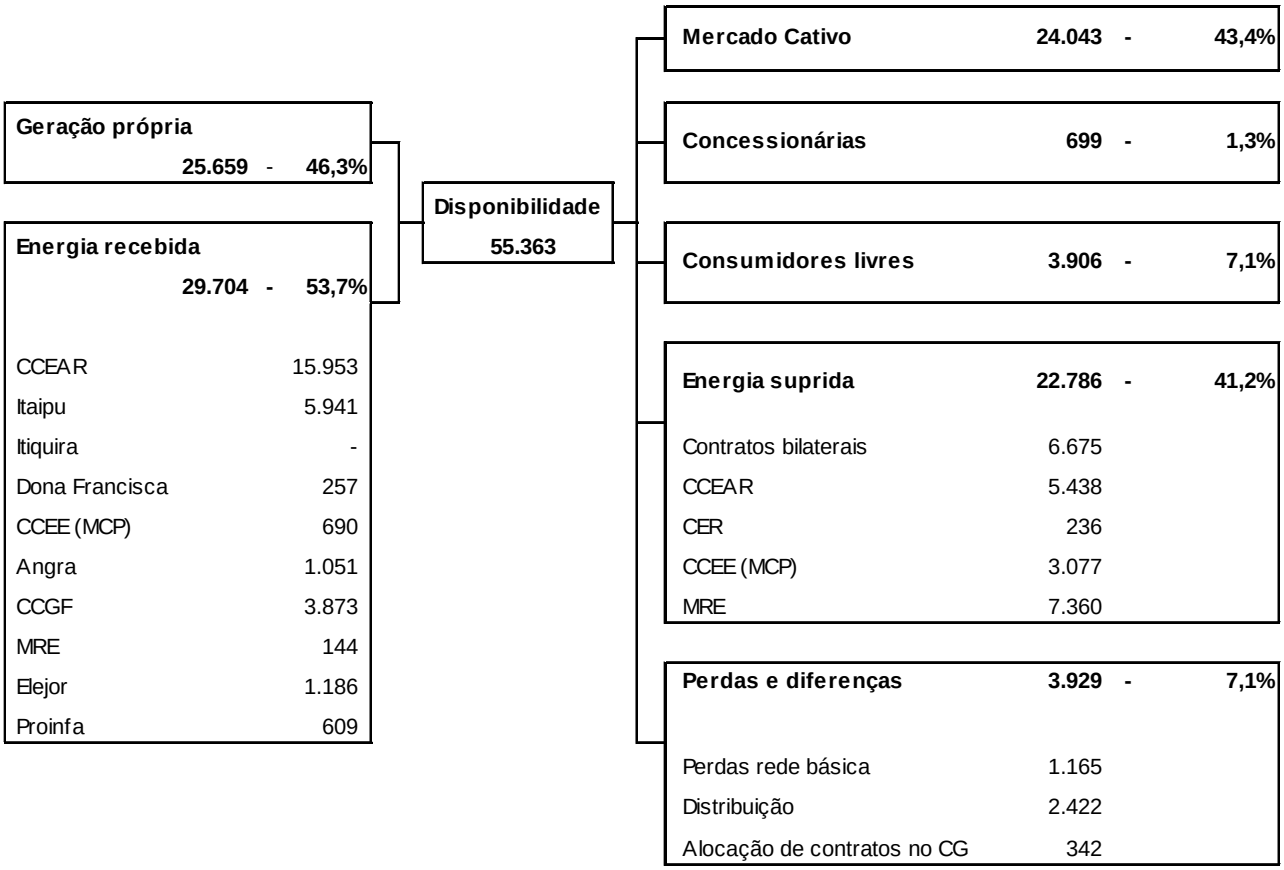
formalizou a prorrogação do Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 46/1999, até 07.07.2045.

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 Companhia 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)**

Fluxo de energia (GWh)



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).

3.3. Segmentos de Negócios

3.3.1. Geração

A Companhia opera 30 usinas próprias e participa em outras 6 usinas, sendo 22 hidrelétricas, 12 eólicas e 2 termelétricas, com capacidade instalada total de 5.630,2 MW e Garantia Física de 2.622,0 MW médios, conforme quadro:

Usinas em Operação – Características Físicas

Empreendimentos	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW médios)	Propriedade %	Potência Instalada (MW) Proporc.	Garantia Fisica (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 Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia)	1.676,0	576,0	100%	1.676,0	576,0	01.10.1980	23.05.2023
UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS)	260,0	109,0	100%	260,0	109,0	03.09.1971	05.01.2046
UHE Mauá	363,0	197,7	51%	185,1	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	10,6	100%	19,0	10,6	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	23,03%	28,8	18,0	05.02.2001	27.08.2033
PCH Júlio de Mesquita	29,1	20,4	35,77%	10,4	7,3	25.10.2001	23.04.2030
UHE Lajeado	902,5	526,6	0,82%	7,4	4,3	01.12.2001	15.01.2033
PCH Santa Clara I e Fundão I	6,0	4,9	70%	4,2	3,4	13.08.2005	18.12.2032
Total das Hidrelétricas	**6.204,6**	**2.914,6**		**4.942,8**	**2.180,2**		
Eólicas							
Santa Maria	29,7	15,7	100%	29,7	15,7	23.04.2015	07.05.2047
Santa Helena	29,7	15,7	100%	29,7	15,7	06.05.2015	08.04.2047
Olho d'Água	30,0	15,3	100%	30,0	15,3	25.02.2015	31.05.2046
São Bento do Norte	30,0	14,6	100%	30,0	14,6	25.02.2015	18.05.2046
Eurus IV	27,0	13,7	100%	27,0	13,7	20.08.2015	26.04.2046
Asa Branca I	27,0	13,2	100%	27,0	13,2	05.08.2015	24.04.2046
Asa Branca II	27,0	12,8	100%	27,0	12,8	15.09.2015	30.05.2046
Asa Branca III	27,0	12,5	100%	27,0	12,5	04.09.2015	30.05.2046
Farol	20,0	10,1	100%	20,0	10,1	25.02.2015	19.04.2046
Ventos de Santo Uriel	16,2	9,0	100%	16,2	9,0	22.05.2015	08.04.2047
Boa Vista	14,0	6,3	100%	14,0	6,3	25.02.2015	27.04.2046
Palmas	2,5	0,5	100%	2,5	0,5	12.11.1999	28.09.2029
Total das Eólicas	**280,1**	**139,4**		**280,1**	**139,4**		
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**		
Total das Fontes	**6.988,8**	**3.429,5**		**5.630,2**	**2.622,0**		

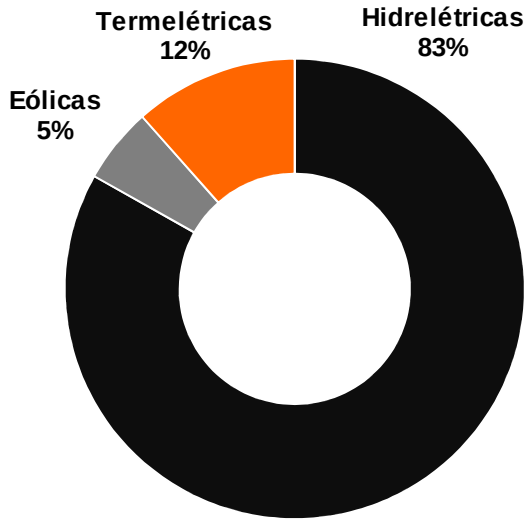
(1) Em processo de homologação na Aneel.

(2) Registro conforme Despacho Aneel n°182/2002 e Res olução Aneel n°5.373/2015.

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

Em 2015 foram concluídas as construções de 15 parques eólicos, — sendo que 4 aguardam a conclusão das obras de transmissão — e estão em construção outros 13, os quais já acrescentaram 330,5 MW e que acrescentarão outros 331,9 MW de capacidade instalada de energia eólica no período de 2017 a 2019. A composição do parque gerador por fonte é a seguir:

Parque Geração – Garantia Física por Fonte



Ao final do exercício, a Companhia está concentrando esforços na construção de 19 usinas, e que adicionarão 789,8 MW de capacidade e 385,6 MW médios de Garantia Física ao parque gerador da Companhia, conforme quadro:

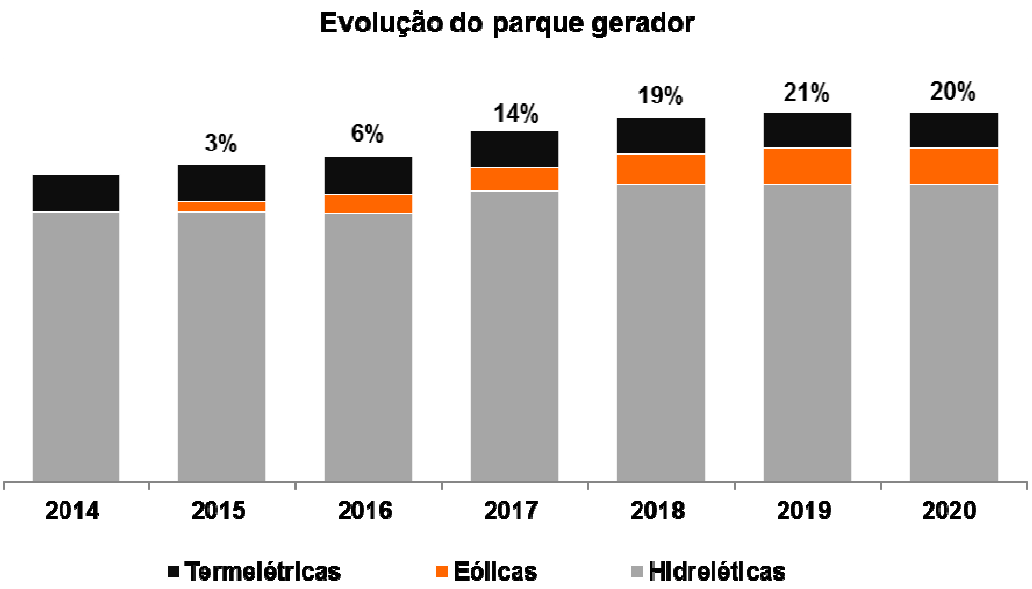
Projetos de Usinas em Construção – Características Físicas

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	179,6	100%	300,0	179,6	2º semestre 2016	16.01.2046
UHE Baixo Iguaçu	350,2	172,8	30%	105,1	51,8	01.12.2018	19.08.2047
Total das Hidrelétricas	**650,2**	**352,4**		**405,1**	**231,4**		
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
Dreen 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
Dreen 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	99,9%	24,2	9,7	01.01.2019	03.08.2050
São Bento do Norte II	24,2	10,0	99,9%	24,2	10,0	01.01.2019	03.08.2050
São Bento do Norte III	22,0	9,6	99,9%	22,0	9,6	01.01.2019	03.08.2050
São Miguel I	22,0	8,7	99,9%	22,0	8,7	01.01.2019	03.08.2050
São Miguel II	22,0	8,4	99,9%	22,0	8,4	01.01.2019	03.08.2050
São Miguel III	22,0	8,4	99,9%	22,0	8,4	01.01.2019	03.08.2050
Santo Cristo	27,0	15,3	49%	13,2	7,5	30.06.2015 (1)	17.04.2047
Reduto	27,0	14,4	49%	13,2	7,1	26.06.2015 (1)	15.04.2047
São João	27,0	14,3	49%	13,2	7,0	30.06.2015 (1)	25.03.2047
Carnaúbas	27,0	13,1	49%	13,2	6,4	30.06.2015 (1)	08.04.2047
Total das Eólicas	**440,0**	**183,3**		**384,8**	**154,1**		
Total das Fontes	**1.090,2**	**535,7**		**789,8**	**385,6**		

(1) Aptas a operar comercialmente, contudo, aguarda conclusão das obras de responsabilidade do agente de transmissão.

Foram investidos R$ 2,3 bilhões nestes empreendimentos de geração até 31.12.2015, sendo R$ 1,9 bilhão até 31.12.2014. Do total, R$ 2,2 bilhões referem-se ao incremento de ativo imobilizado em curso das usinas próprias e em consórcio e R$ 83,0 milhões se referem 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:

- **Repactuação do Risco Hidrológico:** Em 23.12.2015, a Copel Geração e Transmissão e a Centrais Elétricas do Rio Jordão protocolaram pedido de repactuação do risco hidrológico no ACR das usinas Mauá, Foz do Areia, Santa Clara e Fundão, o qual foi anuído através dos Despachos nº 84/2016 e 43/2016, respectivamente. De acordo com o Termo de Repactuação e em decorrência de sua retroatividade, as controladas adquiriram o direito de recuperar parcialmente o custo com o GSF 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.
- **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 2015 iniciaram-se os trabalhos de supressão da vegetação na área do futuro reservatório e 90% das obras já foram concluídas. Também iniciou-se as obras da linha de transmissão que vai ligar a usina à subestação Cláudia. A nova linha de transmissão terá 63 quilômetros de extensão e vai passar por Nova Canaã do Norte, Itaúba e Cláudia O empreendimento terá 300 MW de capacidade instalada, com previsão de entrar em operação comercial no início 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. Em março de 2015, foi publicada decisão autorizando a retomada das obras que haviam sido paralisadas em função da suspensão da Licença de Instalação do empreendimento pelo Tribunal Regional Federal da 4ª região. No entanto, o Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade - ICMBio impôs condicionantes adicionais ao licenciamento ambiental que impedem a

retomada imediata da obra. O consórcio empreendedor encaminhou ao Instituto Ambiental do Paraná - IAP as informações necessárias para o atendimento de tais condicionantes e, em agosto de 2015, a licença foi emitida. Com a licença do IAP, o consórcio está tomando providências para que as obras sejam retomadas em sua plenitude o mais breve possível.

Em decorrência de ato do poder público, caso fortuito e de força maior, a Aneel, através do Despacho n° 130 de 19.01.2016, reconheceu, a favor do Cebi, excludência de responsabilidade pelo atraso na implantação do empreendimento de um período correspondente a 626 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 Hidrelétrica São Jerônimo:** O projeto compreende o futuro aproveitamento hidrelétrico São Jerônimo, com potência instalada prevista de 331 MW, localizado no rio Tibagi, no Estado do Paraná. A implantação do empreendimento terá como base a concessão de uso do bem público constante do Edital de Leilão Aneel 02/2001 e que está adjudicada ao Consórcio São Jerônimo, no qual a Copel possui 41,2% de participação. Para o início das obras é necessária a autorização do Congresso Nacional, em conformidade com o artigo 231, parágrafo 3º, da Constituição Federal, visto que o reservatório da usina atinge áreas indígenas.
- **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. A usina possui 20 MW de capacidade instalada e a modernização tem previsão de conclusão para setembro de 2016 a qual resultou até 31.12.2015 em R$ 55,6 milhões de investimentos.

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 3.772,1 km de linhas de transmissão e 38 subestações da rede básica com potência de transformação da ordem de 14.102 MVA. Maiores informações na NE 2.2.

As concessões de transmissão em operação em 31.12.2015 estão gerando uma Receita Anual Permitida – RAP à Companhia de R$ 271,5 milhões, proporcional a sua participação nos empreendimentos.

Ao final do exercício, a Companhia está concentrando esforços na construção de 10 empreendimentos, que adicionarão 4.329,6 km de extensão e 1.800 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 em Construção – Características Físicas

Linhas e Subestações de Transmissão	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Trans-formação (MVA)	Previsão de Operação Comercial	Vencimento da Outorga
Linhas e Subestações próprias			**582,6**	**600**		
Contrato nº 010/10 - LT Araraquara 2 - Taubaté	CS	500 kV	334,3	-	30.03.2017	05.10.2040
Contrato nº 002/13 - LT Assis - Paraguaçu Paulista II	CD	230 kV	41,5	-	25.01.2016	24.02.2043
- SE Paraguaçu Paulista II	-	230 kV	-	150		
Contrato nº 005/14 - LT Bateias - Curitiba Norte	CS	230 kV	31,7	-	29.07.2016	28.01.2044
- SE Curitiba Norte	-	230/138 kV	-	300		
Contrato nº 021/14 - LT Foz do Chopim - Realeza	CS	230 kV	52,1	-	05.03.2017	04.09.2044
- SE Realeza	-	230/138 kV	-	150		
Contrato nº 022/14 - LT Assis - Londrina C2	CS	500 kV	123,0	-	05.09.2017	04.09.2044
Sociedades de Propósito Específico			**3.747,0**	**1.200**		
Contrato nº 012/12 - LT Paranatinga - Ribeirãozinho	CD	500 kV	355,0	-		
- LT Paranaíta - Cláudia	CD	500 kV	300,0	-		
- LT Cláudia - Paranatinga	CD	500 kV	350,0	-	31.03.2016	09.05.2042
- SE Paranaíta (a)	-	500 kV	-	-		
- SE Cláudia (a)	-	500 kV	-	-		
- SE Paranatinga (a)	-	500 kV	-	-		
Contrato nº 013/12 - LT Ribeirãozinho - Rio Verde Norte C3	CS	500 kV	250,0	-		
- LT Rio Verde Norte - Marimbondo II	CD	500 kV	350,0	-	31.03.2016	09.05.2042
- SE Marimbondo II (a)	-	500 kV	-	-		
Contrato nº 007/13 - LT Barreiras II – Rio das Éguas	CS	500 kV	244,0	-		
- LT Rio das Éguas – Luziânia	CS	500 kV	373,0	-	30.04.2016	01.05.2043
- LT Luziânia – Pirapora 2	CS	500 kV	350,0	-		
Contrato nº 001/14 - LT Itatiba - Bateias	CS	500 kV	399,0	-		
- LT Araraquara 2 - Itatiba	CS	500 kV	207,0	-		
- LT Araraquara 2 - Fernão Dias	CS	500 kV	241,0	-	14.11.2017	13.05.2044
- SE Santa Bárbara d'Oeste (a)	-	440 kV	-	-		
- SE Itatiba (a)	-	500 kV	-	-		
- SE Fernão Dias	-	500/440 kV	-	1.200	14.05.2018	
Contrato nº 019/14 - LT Estreito - Fernão Dias	CD	500 kV	328,0	-	05.03.2018	04.09.2044
Total			**4.329,6**	**1.800**		

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

- **Obras autorizadas pela Aneel**

Em janeiro de 2015, entrou em operação um novo banco de capacitores em 230 kV – 50 Mvar na subestação Guaíra, localizada na região oeste do Paraná, o que proporcionou uma melhora significativa nos níveis de tensão do sistema elétrico da região. A obra foi autorizada pela Resolução Aneel nº 4.005/2013, proporcionando à Companhia por meio de sua controlada Copel Geração e Transmissão um incremento na RAP de aproximadamente R$ 900,0 mil.

Em 29.03.2015, entrou em operação o segundo circuito da linha de transmissão em 230 kV que interliga as subestações Foz do Chopim e Salto Osório, situadas nos municípios de Quedas do Iguaçu e São Jorge D'Oeste respectivamente. A nova linha possui uma extensão de 10 km e reforça o fluxo de energia que é transmitida pelo Sistema Interligado Nacional - SIN. O empreendimento é parte do objeto do contrato de concessão nº 022/2012.

Já em 28.06.2015, foi concluído o segundo circuito da linha de transmissão em 230 kV entre as subestações Londrina e Figueira, situadas nos municípios de mesmo nome. A nova rede possui uma extensão de 88 km e também reforça o SIN. Com a conclusão do empreendimento, que também faz parte do contrato de concessão nº 022/2012, a Companhia passou a receber uma RAP de R$ 5,1 milhões.

Em 28.06.2015 entrou em operação a SPE Marumbi Transmissora de Energia — investimento em parceria que contém 80% de participação da Copel — com a energização da Subestação e da Linha de Transmissão, objeto de contrato de concessão nº 008/2012.

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 da Copel fora das fronteiras do Paraná.

- **Grandes obras e novas concessões**

Começaram a ser construídas a 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 prevê receber R$ 69,0 milhões em investimentos e proporcionar à Companhia uma RAP de aproximadamente R$ 7,8 milhões com a entrada em operação prevista para o segundo semestre de 2016.

Nesse ano, também foi emitida licença de instalação para um trecho da linha de transmissão Araraquara 2 — Taubaté, em construção no Estado de São Paulo, objeto do contrato de concessão n°010/2010.

A Companhia trabalha ainda na implantação dos seguintes projetos:

- Subestação Realeza Sul, que será construída na região Sudoeste do PR e vai operar na tensão de 230 kV, e uma linha de transmissão com 52,1 km de extensão que irá conectá-la a outra subestação já existente denominada SE Foz do Chopim. A previsão de investimento para este empreendimento é de R$ 49,0 milhões e proporcionará à Companhia uma RAP de

aproximadamente R$ 6,5 milhões, com a entrada em operação prevista para o primeiro trimestre de 2017.

- Linha de transmissão 500 kV com 123 km de extensão que irá conectar as subestações Londrina e Assis, no Estado de São Paulo. Esse empreendimento deve receber R$ 135,0 milhões em investimentos e proporcionar à Companhia uma RAP de aproximadamente R$ 16,8 milhões quando entrar em operação em 2017.
- Ampliações nas subestações Bateias e Guaíra, com a instalação de novos bancos de capacitores, além da instalação de uma linha de transmissão 230 kV com 132 km de extensão (em dois trechos de 46 e 96 km, respectivamente) que irá conectar as subestações Ponta Grossa Norte e Figueira, com seccionamento na nova subestação KLACEL (Klabin Celulose), em Ortigueira. Esses empreendimentos têm previsão de receber R$ 88,0 milhões em investimentos e proporcionar à Companhia uma RAP de aproximadamente R$ 12,3 milhões, com previsão de entrada em operação para novembro de 2016 e julho de 2017, respectivamente.

Em novembro de 2015, a Companhia arrematou o lote E no leilão de transmissão Aneel nº 005/2015. Com investimentos previstos de aproximadamente R$ 580,6 milhões, as obras somam 230 km de linhas de transmissão, além três novas subestações — que devem somar 900 MVA de potência instalada. O lote inclui os seguintes projetos:

- Linha de transmissão Uberaba — Centro, com 8 km de linha subterrânea, além da subestação Curitiba Centro, na capital do Paraná;
- Linha de transmissão de 142 km a ser construída a partir da subestação Curitiba Leste, em São José dos Pinhais até a subestação Blumenau no Estado de Santa Catarina;
- Subestação Medianeira mais seccionamento de linha existente Cascavel — Foz do Iguaçu Norte;
- Linha de transmissão Baixo Iguaçu — Realeza, com 38 km de extensão e com objetivo de escoamento da energia da nova UHE Baixo Iguaçu.
- Subestação Andirá Leste mais seccionamento de linha existente Assis — Salto Grande.

3.3.3. Distribuição

A Copel Distribuição tem como principais atividades prover, operar e manter a infraestrutura, bem como prestar serviços correlatos descritos no Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 46/1999, firmado em 24.06.1999 e prorrogado em 09.12.2015 pelo Decreto nº 8.461, prevendo indicadores de eficiência que deverão ser observados pela concessionária pelo período de 5 (cinco) anos contados de 1º de janeiro de 2016.

Essas atividades visam ao atendimento dos mais de 4,4 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, a Copel Distribuição também opera nas instalações de níveis de tensão 69 e 138 kV.

Em 2015, 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	Potência	Localidade
SE Nova Esperança 138 kV	41,67 MVA	Nova Esperança
SE Almirante Tamandaré 138 kV	41,67 MVA	Almirante Tamandaré
SE Distrito Industrial de Telêmaco Borba 138 kV	41,67 MVA	Telêmaco Borba
SE Jardim Canadá 138 kV	41,67 MVA	Londrina
SE Fazenda Rio Grande 138 kV	41,67 MVA	Fazenda Rio Grande
SE Jardim das Américas 69 kV	83,34 MVA	Curitiba
SE Bom Retiro 69 kV	83,34 MVA	Curitiba
SE Centro 69 kV	83,34 MVA	Curitiba
SE São José dos Pinhais 69 kV	83,34 MVA	São José dos Pinhais

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

Local	Tensão	Extensão
Santos Dumont - Cianorte	138 kV	44,8 km
Nova Esperança - Secc (Maringá - Alto Paraná)	138 kV	2,0 km
Apucarana - Arapongas 2	138 kV	14,6 km
Distr. Ind. Telêmaco Borna Secc - (Figueira - Telêmaco Borba)	138 kV	7,0 km
Mamborê - Ubiratã	138 kV	55,0 km
Hauer - Secc (Uberaba - Parolin	69 kV	2,8 km
Cambé - Secc (Londrina - Rolândia)	138 kV	4,0 km
Uberaba - Jardim das Américas	69 kV	4,0 km
Bateias - Almirante Tamandaré	138 kV	27,0 km
Campo do Assobio - Fazenda Rio Grande	138 kV	17,9 km
Pinheiros - Assis Chateaubriand	138 kV	76,4 km
Fazenda Iguaçu - Fazenda Rio Grande	138 kV	6,9 km
Cascavel Norte - Secc (Pinheiros - São Cristóvão)	138 kV	13,8 km
Laranjeiras do Sul - Palmital	138 kV	66,0 km
Distr. Ind. São José dos Pinhais - S. José dos Pinhais	69 kV	17,5 km
Santa Quitéria - Parolin	69 kV	10,0 km
Areia - Palmas 1 e 2	138 kV	80,3 km
Capanema - Jardim das Américas	69 kV	5,0 km
Total		**455 km**

- **Linhas de Distribuição**

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

Linhas de Distribuição	Extensão (em km)
13,8 kV	103.488,2
34,5 kV	83.347,4
69 kV	695,3
138 kV	5.866,6
230 kV	129,6
Total	193.527,1

- **Subestações**

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

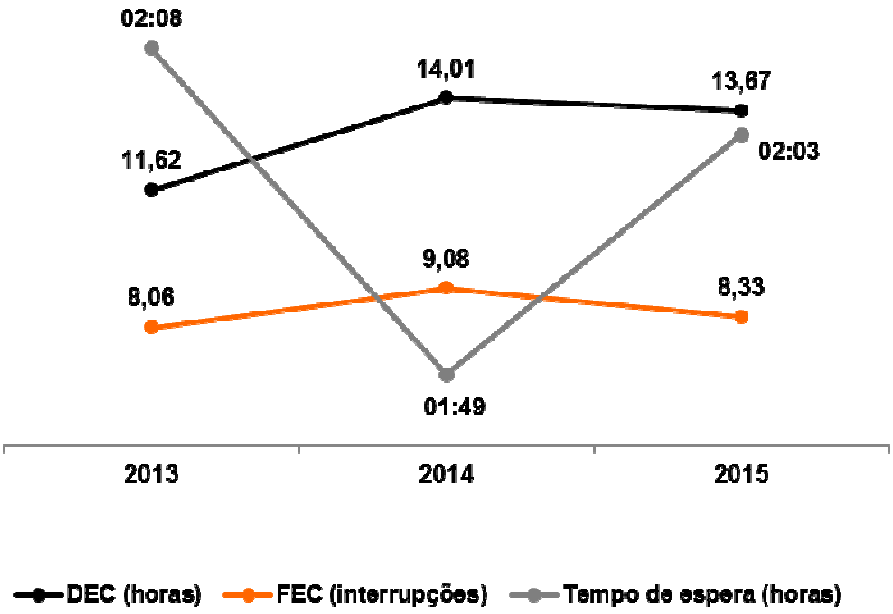
Tensão	Subestações automatizadas	MVA
34,5 kV	224	1.517,2
69 kV	37	2.440,9
88 kV	-	5,0
138 kV	102	6.779,3
Total	**363**	**10.742,4**

- **Qualidade de Fornecimento**

A qualidade de fornecimento é medida por indicadores que monitoraram 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 informadas 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 2015 em comparação com o ano anterior, resultado do incremento de manutenções periódicas, inspeções preventivas, obras de desempenho e expansão, apresentado no gráfico 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 2015, as perdas globais da distribuição — técnicas, não técnicas e da rede básica — representaram 9,6% da energia injetada no sistema da distribuidora. Esse percentual registrou redução de 0,2 p.p. quando comparado ao ano de 2014.

Nesta mesma base as perdas técnicas registraram redução de 0,1 p.p., as perdas não técnicas apresentaram decréscimo de aproximadamente 0,2 p.p. e as perdas na rede básica, que não são diretamente gerenciáveis pela Distribuidora, registraram elevação de 0,1 p.p. no ano de 2015.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;
- Notas educativas na imprensa e mensagens na fatura de energia elétrica.

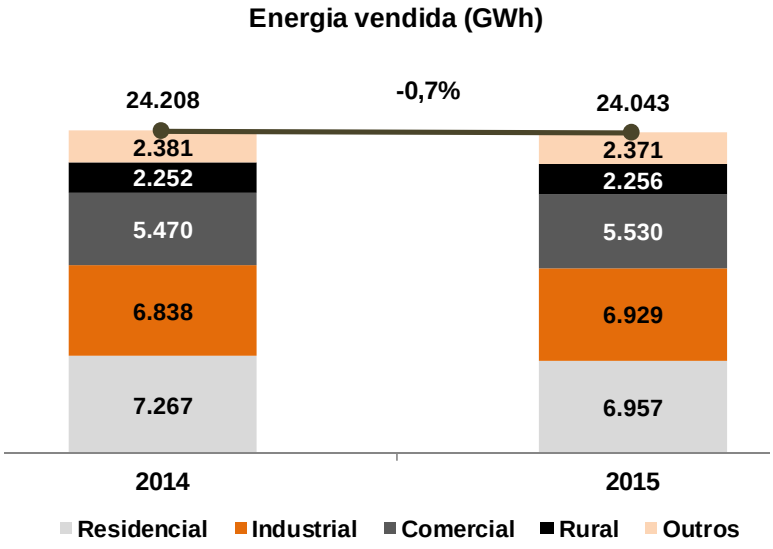
Em função da qualidade dos equipamentos adquiridos, do treinamento das equipes e das ações relativas às inspeções de campo, a efetividade das inspeções aumentou significativamente nos últimos quatro anos, passando de 11,1% em 2012 para 28,1% em 2015, quando foram feitas aproximadamente 55.000 inspeções e detectados 15.453 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 de energia**

O mercado cativo de energia elétrica da Copel apresentou variação negativa de 0,7% em 2015 em relação a 2014. O decréscimo do mercado de energia sofreu influência do contexto econômico e o consequente impacto na renda média da população, fator que vem levando à racionalização do uso no setor residencial, neste caso influenciado ainda pelos aumentos tarifários, apresentando queda de 4,3% (acréscimo de 5,5% em 2014).

Houve redução da produção no setor industrial, em função da diminuição das vendas para o mercado interno. O consumo industrial apresentou crescimento no acumulado do ano, 1,3% em 2015 (aumento de 3,5% em 2014). O menor crescimento se deve pela redução da produção no setor industrial, em função da diminuição das vendas para o mercado interno, decorrente principalmente do setor de Fabricação de Produtos Alimentícios, sendo o mais representativo da classe e que cresceu 11,6% no ano.

O gráfico a seguir apresenta o comportamento em energia vendida no mercado cativo por classe de consumo:

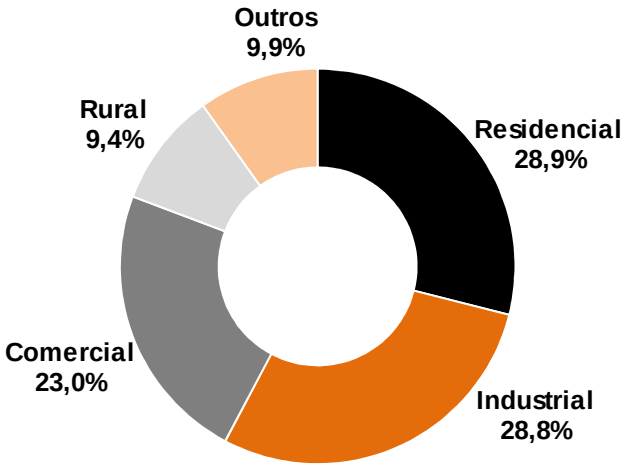


A tabela apresenta o comportamento do mercado cativo classe de consumo em número de consumidores:

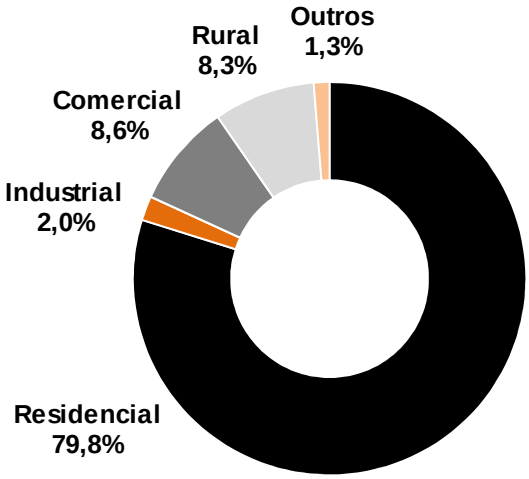
Mercado Cativo - Copel Distribuição			
Nº de consumidores			
	Dez/15	Dez/14	%
Residencial	3.527.126	3.437.030	2,6
Industrial	88.276	91.068	(3,1)
Comercial	376.959	369.205	2,1
Rural	368.297	372.464	(1,1)
Outros	57.404	57.203	0,4
Mercado Cativo	**4.418.062**	**4.326.970**	**2,1**

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

Mercado Cativo 2015
Por consumo de Energia



Mercado Cativo 2015
Por Nº de Consumidores



- **Mercado Fio (USD)**

O mercado fio da Copel Distribuição, composto pelo mercado cativo, pelo suprimento a concessionárias e permissionárias dentro do Estado do Paraná e pela totalidade dos consumidores livres existentes na sua área de concessão, apresentou redução de 2,0% em doze meses, reflexo da desaceleração do consumo nas principais classes, quais sejam, residencial, industrial e comercial. No caso industrial, a parcela relacionada ao mercado livre apresentou a maior queda, tendo em vista que muitos destes consumidores são mais sensíveis às variações econômicas conjunturais que ocorreram durante 2015.

Mercado Fio de Energia - Copel Distribuição						
	Nº de consumidores			Energia distribuída (GWh)		
	Dez/15	Dez/14	%	2015	2014	%
Mercado Cativo	4.418.062	4.326.970	2,1	24.043	24.208	(0,7)
Concessionárias e Permissionárias	4	4	-	699	699	-
Consumidores Livres [1]	129	132	(2,3)	4.045	4.483	(9,8)
Concessionárias Fio	2	2	-	56	38	47,4
Mercado Fio	**4.418.197**	**4.327.108**	**2,1**	**28.843**	**29.428**	**(2,0)**

[1] Total de consumidores livres atendidos pela Copel Geração e Transmissão e por outros fornecedores dentro da área de concessão da Copel Distribuição.

- **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 2015 e próximos anos, a Copel Distribuição participou dos seguintes leilões:

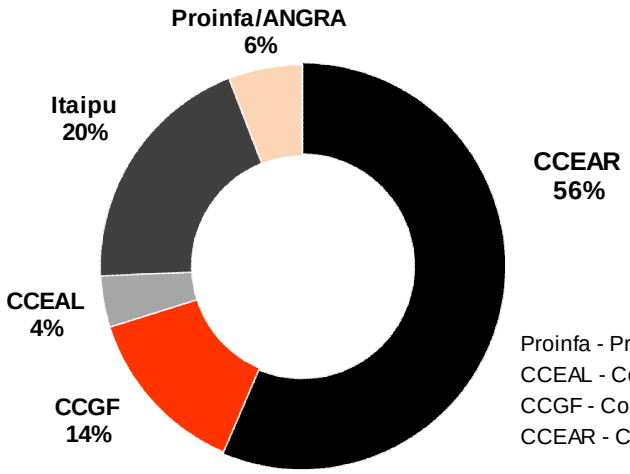
- 14º Leilão de Energia Existente A-1, ocorrido em 05.12.2014, com a aquisição de 30,6 MWmed e início de suprimento a partir de janeiro de 2015;
- 18º Leilão de Ajuste, ocorrido em 15.01.2015, com a aquisição de 299,9 MWmed, com período de suprimento de 1°de janeiro a 30.06.2015;
- 3º Leilão de Fontes Alternativas, ocorrido em 27.04.2015, com aquisição de 1,15 MWmed e início de suprimento a partir de 1 .07.2017; e
- 22º Leilão de Energia Nova (A-3), ocorrido em 21.08.2015, com aquisição de 45,4 MWmed e início de suprimento a partir de 1º.01.2018.

Além destes certames, a partir de julho de 2015 a Copel Distribuição recebeu a alocação de novas cotas de garantia física, oriundas de usinas cujos contratos de concessão foram encerrados.

A Copel Distribuição deverá apurar um nível de contratação de cerca de 101,5%, embora os dados ainda não estejam consolidados em consequência da postergação da contabilização de dezembro de 2015 pela CCEE, estando, portanto, resguardada de quaisquer penalidades ou impacts financeiros decorrentes de sub ou sobrecontratação.

O gráfico a seguir demonstra a composição do volume de compras de energia da Copel Distribuição em 2015:

Compra de energia (28.271,52 GWh)



Proinfa - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
CCEAL - Contrato de Compra de Energia no Ambiente de Contratação Livre
CCGF - Contrato de Cota de Garantia Física
CCEAR - Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado

Para o ano de 2016, a projeção do balanço de contratação aponta o atingimento do nível desejado, entre 100,0% e 105,0% do mercado. Contudo, esta perspectiva é objeto de acompanhamento e revisão frente ao cenário observado de retração do mercado de energia.

- **Ambiente Regulatório Distribuição**

Desde janeiro de 2013 um conjunto significativo de distribuidoras ficaram expostas ao Mercado de Curto Prazo - MCP, em um período caracterizado por valores elevados do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD. Como forma de evitar um impacto significativo sobre a saúde econômica e financeira das empresas, o Governo Federal tomou uma série de medidas, entre elas, o pagamento dessa exposição, entre outros itens, pela Conta de Desenvolvimento Energético - CDE em 2013 e a criação da Conta no Ambiente de Contratação Regulada - Conta-ACR, que permitiu a compensação de custos das distribuidoras em 2014 no MCP, Encargo de Serviço do Sistema por Segurança Energética - ESS, risco hidrológico, entre outros. Essas medidas permitiram também a diluição dos efeitos desses custos ao consumidor.

A piora do cenário hidrológico em 2014 e 2015 impactou sensivelmente os reajustes tarifários realizados naqueles anos e uma série de eventos, ocorridos após o último reajuste tarifário realizado em junho de 2014 impactaram sobremaneira os custos da Concessionária de Distribuição de Energia. Entre os quais destacaram-se os custos com Exposição Involuntária ao MCP, risco hidrológico dos Contratos de Cota de Garantia Física - CCGF, ESS, o aumento dos custos de compra de energia em função do reajuste da tarifa de Itaipu, do resultado do 14º Leilão de Energia Existente e do 18º Leilão de Ajuste, e aumento da Quota de CDE, que resultaram em aumentos tarifários verificados na Revisão Tarifária Extraordinária - RTE e no reajuste tarifário anual em junho de 2015.

- **Revisão Tarifária Extraordinária - RTE**

Os eventos citados conduziram a um desequilíbrio econômico e financeiro do Contrato de Concessão de Distribuição, gerando motivos suficientes para um pedido de RTE, com base no que prevê o Contrato de Concessão e a Lei Geral de Concessões (Lei nº 8.987/1995).

Por essa razão, em 23.01.2015 a Copel Distribuição solicitou a RTE das tarifas de fornecimento de energia elétrica. Em 27.02.2015, a Aneel deliberou a RTE de 58 concessionárias de distribuição. Conforme Resolução Homologatória nº 1.858/2015, o efeito tarifário médio percebido pelo consumidor da Copel Distribuição foi de 36,37% aplicado a partir de 02.03.2015.

O reajuste tarifário médio da Copel Distribuição aprovado pela Aneel foi de 36,79% a partir de 02.03.2015, sendo 22,14% relacionado à quota de CDE e 14,65% ao reposicionamento dos custos com aquisição de energia.

- **Reajuste Tarifário Anual - RTA**

De acordo com a Resolução Homologatória nº 1.897/2015, as tarifas de aplicação da Copel Distribuição, tiveram um novo reajuste, correspondendo ao efeito tarifário médio percebido pelos consumidores, de 15,32%.

Assim, o aumento acumulado das tarifas de fornecimento da Copel Distribuição em 2015 foi de 51,69%. Deste total 31,11% referente ao reajuste tarifário anual econômico e 20,58% relativo aos componentes financeiros. Estes percentuais não consideraram o adicional da bandeira tarifária vermelha aplicado a partir de janeiro de 2015.

- **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

A bandeira é aplicada a todos os consumidores, multiplicando-se o consumo (em quilowatts) pelo valor (em Reais) da bandeira. Em 2013 e 2014 foram anos testes com finalidade educativa dos consumidores ao novo sistema, onde a Aneel divulgou mês a mês as bandeiras que estariam em funcionamento. A partir de 01.01.2015, conforme regulamentação Aneel, teve início a cobrança da bandeira tarifária vermelha nas faturas de energia elétrica, no valor de R$ 3,00 aplicados a cada 100 kWh.

Este mecanismo foi revisto em fevereiro de 2015 com a criação da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT. As mudanças estão em consonância com o estabelecido no Decreto nº 8.401/2015 e, a partir de 02.03.2015, o valor cobrado ao consumidor passou para R$ 5,50 aplicados a cada 100 kWh, para a bandeira vermelha.

De acordo com a Resolução Homologatória nº 1.945/2015, a bandeira tarifária vermelha foi reduzida para o valor de R$ 4,50 aplicados a cada 100 kWh, a partir de 1º.09.2015.

A partir de 1º.02.2016, a bandeira vermelha passou a ter dois patamares: R$ 3,00 e R$ 4,50, aplicados a cada 100 kWh (quilowatt-hora) consumidos, e a bandeira amarela passou a R$ 1,50, aplicados a cada 100 kWh.

3.3.4. 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 2015, a rede óptica totalizou 28.110 km de cabos ópticos, com um crescimento de 10,5 % em relação ao 2014, sendo 9.868 km interurbanos e 18.242 km urbano. Os cabos interurbanos proporcionam o atendimento com serviços corporativos para 5 mil clientes em 399 municípios do Paraná, dois em Santa Catarina, um no Mato Grosso e quatro em São Paulo e com serviços de banda larga em 51 municípios do Paraná. A área de cobertura com serviços de banda larga abrange 700 mil *home passed* (domicílios com cobertura) e 43.023 clientes, com um crescimento, respectivamente, de 15,5 % e 73,7 % em relação à 2014.

3.3.5. 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 17 e NE 18.7.

3.3.6. 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. O projeto de P& D no setor de energia elétrica deve ser original e inovador.

Geração e Transmissão

Aplicou aproximadamente R$ 15,0 milhões na execução de seu programa de P&D de geração e transmissão, composto por 29 projetos, sendo que, em 14 deles a Companhia participou de forma cooperada com outras empresas. Destes, 2 são estratégicos, cujos temas foram estabelecidos pela Aneel, por meio de Chamada de Projetos.

Distribuição

Em 2015, foram investidos R$ 13,5 milhões em 29 projetos de P&D, dos quais 10 contratados e 3 concluídos ao longo do ano, permanecendo em execução 26 projetos, participando de forma cooperada com outras empresas do setor elétrico em 8 projetos, dentre eles 3 estratégicos cujos temas foram estabelecidos pela Aneel, através de chamada de projetos.

4. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

4.1. Receita Operacional Líquida

Em 2015, a Receita Operacional Líquida teve acréscimo de R$ 809,6 milhões, representando 5,8% de aumento em relação a 2014. Tal variação decorre principalmente de:

1) Acréscimo de R$ 1.375,8 milhões na **Receita de Fornecimento de Energia Elétrica**, em virtude principalmente:
   - do aumento tarifário pela RTE, aplicada em março de 2015;
   - do reajuste aplicado em junho de 2015;
   - compensado pela retração em 0,7% do mercado cativo.
2) Redução de R$ 663,4 milhões em **Suprimento de Energia Elétrica**, devido principalmente à:
   - variação do PLD;
   - impacto da aplicação do GSF na liquidação do mercado de curto prazo; e
   - decréscimo no despacho de energia da UEG Araucária.
3) Acréscimo de R$ 151,0 milhões na **Receita de Disponibilidade da Rede Elétrica**, decorrente sobretudo do reajuste tarifário ocorrido em junho de 2015;
4) Decréscimo de R$ 82,7 milhões na **Receita de Construção**. A Companhia contabiliza receitas relativas a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação de serviços de distribuição, transmissão de energia elétrica e gás, as quais totalizaram R$ 1.196,3 milhões em 2015 e R$ 1.279,0 milhões em 2014. Os respectivos gastos são reconhecidos na demonstração do resultado do período, como **custo de construção**, quando incorridos;
5) Acréscimo de R$ 44,5 milhões na **Receita de Telecomunicações**, decorrente principalmente do aumento do número de clientes, de 27.614 para 47.987 em 2015;
6) Acréscimo de R$ 135,1 milhões na **Receita de Distribuição do Gás Canalizado**, devido ao aumento de volume de distribuição de gás nos segmentos industrial, de cogeração e residencial;

4.2. Custos e Despesas Operacionais

Tiveram acréscimo de R$ 560,5 milhões em 2015, representando um aumento de 4,6%, influenciados, principalmente por:

1) Acréscimo de R$ 952,3 milhões em **Energia Elétrica Comprada para Revenda**, devido principalmente ao aumento da tarifa de energia adquirida de Itaipu e do fim do repasse de recursos da CDE e da Conta

ACR;

2) Acréscimo de R$ 534,9 milhões em **Encargos do Uso da Rede** em virtude principalmente do maior custo com Encargos dos serviços do sistema – ESS, que absorveu o custo adicional do acionamento das térmicas despachadas fora da ordem de mérito, que anteriormente era coberto pelo PLD;

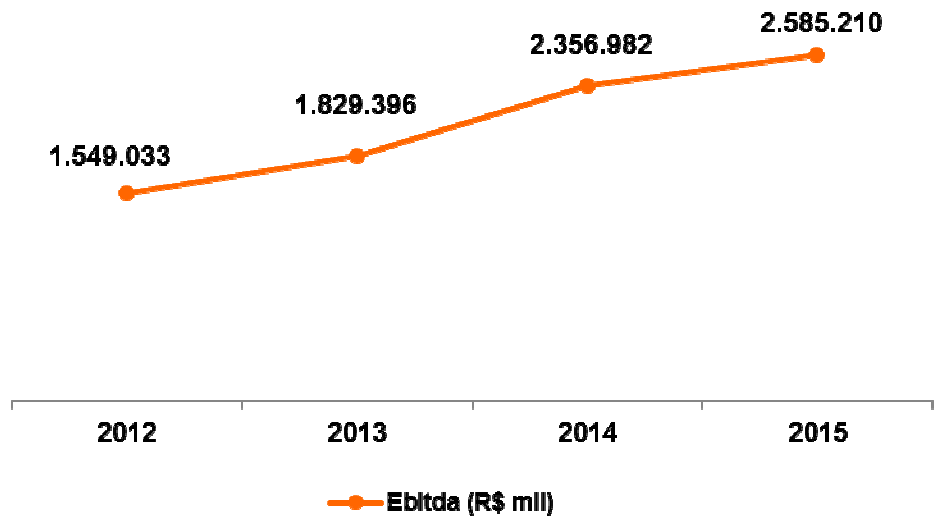
3) Acréscimo de R$ 116,0 milhões em **Pessoal e Administradores,** decorrente principalmente do reajuste salarial ocorrido em outubro de 2015; e

4) Redução de R$ 992,9 milhões em **Provisões e Reversões** devido principalmente à reversão da provisão dos processos de desapropriações e patrimoniais e de fornecedores (NE 29), parcialmente compensado pelo maior valor de PCLD em 2015. (NE 7.3)

4.3. EBITDA ou LAJIDA

Consolidado **Em R$ mil**	**2015**	**2014**
Lucro líquido atribuído aos acionistas da empresa controladora	1.192.738	1.205.950
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	72.813	129.665
IRPJ e CSLL diferidos	(165.794)	(225.853)
IRPJ e CSLL	698.023	747.869
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	110.958	(130.592)
Lajir/Ebit	**1.908.738**	**1.727.039**
Depreciação e Amortização	676.472	629.943
Lajida/Ebitda	**2.585.210**	**2.356.982**
Receita Operacional Líquida - ROL	14.728.131	13.918.517
Margem do Ebitda% (Ebitda ÷ ROL)	**17,6%**	**16,9%**

O Ebitda da Companhia em 2015 foi de R$ 2.585,2 milhões, apresentando acréscimo de R$ 228,2 milhões em relação a 2014. O aumento de 9,7% foi deve-se principalmente ao crescimento da receita líquida em 2015, no valor de R$ 815,2 milhões.



4.4. Resultado Financeiro

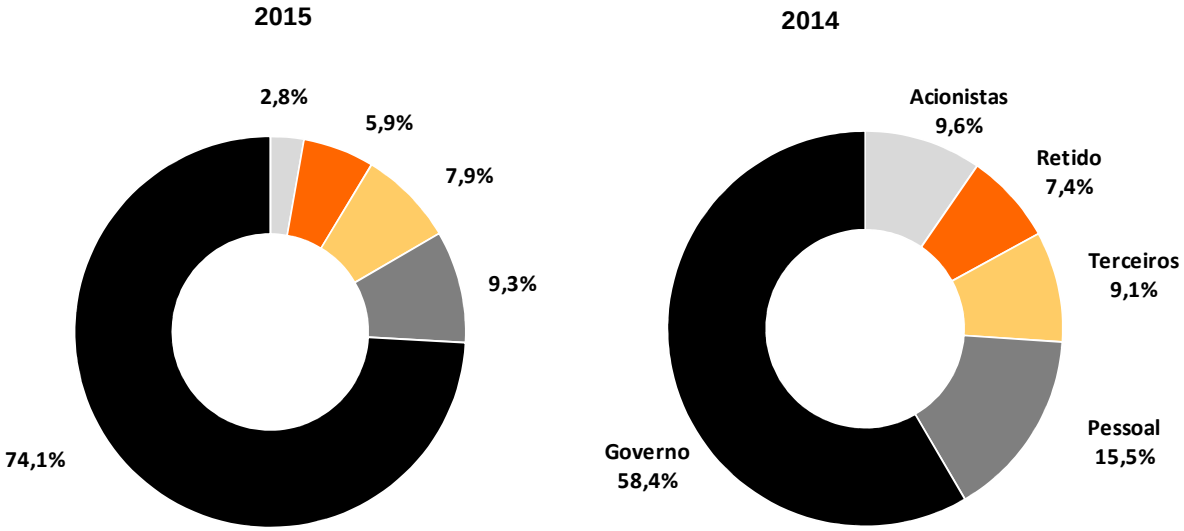
O resultado financeiro apresentou decréscimo de R$ 241,6 milhões devido a:

1) acréscimo de 40,7% em receitas financeiras decorrente da variação monetária sobre contas a receber vinculadas à concessão e da atualização da remuneração de ativos e passivos setoriais; e

2) acréscimo de 92,2% em despesas financeiras devido principalmente ao maior valor de encargos de dívidas decorrente do ingresso de recursos no período.

4.5. Valor Adicionado

No exercício de 2015, a Copel apurou R$ 14.456,4 milhões de Valor Adicionado Total, 83,9% superior ao ano anterior. A variação deve-se sobretudo ao aumento acumulado das tarifas de fornecimento da Copel em 2015 de 51,69%, composto pela RTE e RTA. 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 e distribuição de energia, bem como de telecomunicações.

É importante ressaltar que a Companhia buscar 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 2015 houve as seguintes liberações de recursos:

Ingressos - 2015 (Em R$ milhões)	Financiador	Valor
Cédula de Crédito Bancário nº 381	Banco do Brasil	640
UHE Colíder	BNDES	68
Notas Promissórias	Investidores	950
Debêntures	Debenturistas	1.160
LT Assis - Paraguaçu	BNDES	25
LT Londrina - Figueira	BNDES	15
Obras da Copa 2014	BNDES	10
Luz Para Todos CEF 415.855-22/14	Caixa Econômica Federal	5
Eólicas	BNDES	124
Debêntures	BNDESPAR	9
Total		**3.005**

Os pagamentos ocorridos no ano totalizaram R$ 2.145,5 milhões, sendo R$ 1.325,8 milhões de principal e R$ 819,7 milhões de encargos.

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

	2017	2018	2019	2020	2021	Após 2021	Total
Moeda estrangeira	-	-	-	-	-	103.547	103.547
Moeda nacional	2.183.446	1.502.873	929.995	486.922	146.353	1.278.836	6.528.425
Total	**2.183.446**	**1.502.873**	**929.995**	**486.922**	**146.353**	**1.382.383**	**6.631.972**

4.7. Lucro Líquido

Em 2015, o lucro líquido atribuído aos acionistas da empresa controladora foi de R$ 1.192,7 milhões, sendo 5,2% menor que o obtido no exercício anterior, de R$ 1.206,0 milhões.

Distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio

(em R$ mil)	2015		2014			2013
	Total	Parcela Única	Total	2ª Parcela	1ª Parcela	
Aprovação na AGO	28/04/16	28/04/16	23/04/15	23/04/15		24/04/14
Aprovação no CAD	15/03/16	15/03/16	18/03/15	18/03/15	24/10/14	12/03/14
Data de pagamento	a definir	a definir	22/06/15	22/06/15	21/11/14	28/05/14
Lucro Líquido Ajustado	1.223.542	1.223.542	1.245.046	483.507	761.539	1.121.075
Valor para Ações ON	164.924	164.924	315.060	122.335	192.725	283.640
Valor para Ações PNA	960	960	962	404	558	964
Valor para Ações PNB	160.912	160.912	306.501	119.014	187.487	275.933
Total Distribuído	**326.795**	**326.795**	**622.523**	**241.753**	**380.770**	**560.537**

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

Do lucro líquido verificado no exercício de 2015, apurado de acordo com a legislação societária, a Companhia propõe para pagamento de Dividendos Anuais o montante de R$ 326.795.370,40 da seguinte forma:

Juros sobre o Capital Próprio em substituição aos dividendos, no valor bruto de R$ 198.000.000,00, distribuído em R$ 0,68748 por ação ordinária (ON), R$ 2,10511 por ação preferencial classe A (PNA) e R$ 0,76022 por ação preferencial classe B (PNB).

Dividendos no valor de R$ 128.795.370,40, distribuído em R$ 0,44968 por ação ordinária (ON); R$ 0,41996 por ação preferencial classe A (PNA), R$ 0,49451 por ação preferencial classe B (PNB).

O pagamento ocorrerá em até 60 dias da realização da Assembleia Geral Ordinária.

4.8. Ações

Volume negociado:

Volume negociado		ON (CPLE3)		PNB (CPLE6)	
		Total	Média diária	Total	Média diária
Bovespa	Negócios	51.687	210	884.788	3.597
	Quantidade	17.640.200	71.708	156.192.500	634.929
	Volume (R$ mil)	385.738	1.568	5.048.187	20.521
	Presença nos pregões	246	100%	246	100%
NYSE	Quantidade	739.993	3.682	152.385.157	609.541
	Volume (US$ mil)	4.667	23	1.528.024	6.112
	Presença nos pregões	201	80%	250	100%
Latibex	Quantidade	-	-	388.687	1.606
	Volume (€ mil)	-	-	3.388	14
	Presença nos pregões	-	-	242	95%

Desempenho do preço das ações:

Ação		2015	2014	Variação %
BM&FBovespa	ON (CPLE3)	R$ 16,00	R$ 24,90	(35,7)
	média ON	R$ 22,01	R$ 22,83	(3,6)
	PNA (CPLE5)	R$ 35,00	R$ 30,00	16,7
	média PNA	R$ 33,29	R$ 30,00	11,0
	PNB (CPLE6)	R$ 24,30	R$ 35,90	(32,3)
	média PNB	R$ 32,43	R$ 32,77	(1,1)
	Ibovespa	43.349	50.007	(13,3)
	Índice de Energia Elétrica	24.803	27.161	(8,7)
NYSE	ON (ELPVY)	US$ 3,89	US$ 9,22	(57,8)
	média ON	US$ 6,56	US$ 9,67	(32,2)
	PNB (ELP)	US$ 7,62	US$ 13,17	(42,1)
	média PNB	US$ 9,88	US$ 14,00	(29,4)
	Índice Dow Jones	17.425,03	17.823,07	(2,2)
Latibex	PNB (XCOP)	€ 5,46	€ 11,13	(51,0)
	média PNB	€ 8,93	€ 10,59	(15,6)
	Índice Latibex	1.059,20	1.750,00	(39,5)

4.9. Inadimplência de Consumidores

A partir do período contábil de 2003, a Copel Distribuição passou a calcular o índice de inadimplência do produto fornecimento de energia elétrica, utilizando a seguinte metodologia de cálculo:

$$\text{Inadimplência (\%)} = \frac{\sum \text{Débitos vencidos} > 15 \text{ dias} \leq 360 \text{ dias}}{\sum \text{Faturamento no período de 12 meses}}$$

Para o cálculo, considera-se 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 2015, a inadimplência de consumidores da Copel Distribuição foi de R$ 272,8 milhões, que equivale a 1,81% do seu faturamento.

4.10. Programa de Investimentos

O programa de investimentos para 2016 foi aprovado em 09.12.2015 pela 151ª reunião ordinária do CAD. A seguir, os investimentos realizados e os previstos para 2016:

	Realizado		Variação %	Previsto
Empresas (em R$ milhões)	**2015**	**2014**	**2015-2014**	**2016**
Geração e Transmissão	1.373,3	1.316,3	81,1	1.695,1
Distribuição	656,4	857,7	(23,5)	570,0
Telecomunicações	105,4	107,5	(2,0)	146,0
Empreendimentos Eólicos [1]	229,3	176,0	30,3	714,8
Outros [2]	0,3	11,5	(97,5)	23,9
Total	**2.364,7**	**2.469,0**	**(4,2)**	**3.149,8**

[1] Inclui Brisa Potiguar, Cutia Empreendimentos Eólicos, São Bento Energia e Voltália.

[2] Inclui Holding, Copel Renováveis, entre outros.

5. DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL

5.1. Gestão de pessoas

Considerando a Copel Holding, Copel Distribuição, Copel Geração e Transmissão, Copel Telecomunicações, Copel Participações e Copel Renováveis, os 8.628 empregados do quadro próprio estão distribuídos em quatro carreiras: profissional de nível médio (4.931 empregados), profissional técnico de nível médio (2.073 empregados), profissional de nível superior (1.488 empregados) e operacional (136 empregados). A Companhia vem redimensionando seu quadro funcional, tendo admitido 225 novos empregados em 2015, mediante concurso público. Durante o mesmo período, 191 empregados desligaram-se da Companhia. A taxa de rotatividade foi de 2,4% em 2015 e 2,8% em 2014.

- **Desenvolvimento de Pessoal**

Para o desenvolvimento de pessoal na Copel são promovidas diversas ações de educação, de treinamentos básicos para exercício da função à ações de pós-graduação. Essas ações são organizadas em programas corporativos (ações de educação voltadas à toda Companhia), treinamentos para formação (destinados à capacitação básica para o exercício da função), treinamentos obrigatórios (cursos destinados a algumas atividades), treinamentos para aperfeiçoamento profissional e eventos (seminários, palestras, workshops, congressos, etc).

Em 2015 a Companhia investiu cerca de R$ 8,8 milhões em Treinamento e Desenvolvimento de Pessoal, resultando em 24.298 participações nas 2.021 ações de treinamento e desenvolvimento realizadas. Isto totalizou 328.196 horas de treinamento, com média de 38h de treinamento por empregado.

Desde sua adesão aos Princípios de Educação Executiva Responsável – PRME, em 2014, a Universidade Corporativa da Copel – UniCOPEL tem desenvolvido ações de educação baseadas nos princípios dessa iniciativa. Este programa foi concebido para provocar a geração de *insights*, em que os próprios participantes possam visualizar soluções inéditas e “sob medida” para fazer as organizações se reinventarem na direção de um futuro muito diferente e melhor para todos, dentro dessa perspectiva pode-se afirmar que esse programa de educação executiva está alinhado aos princípios do PRME.

No final de 2015 houve a conclusão de duas turmas do MBA Executivo em Gestão Empresarial, *in company*, voltado às lideranças. Este MBA foi fundamentado nos valores e nas competências organizacionais da Copel. Este curso teve início em 2013 e contou com a participação de 87 pessoas ao todo.

Visando melhor preparar o seu corpo funcional para trabalhar com os parceiros internacionais, a Copel possui, desde 2012, um Programa de Capacitação em Língua Estrangeira. Em 2015, 228 empregados foram capacitados nos idiomas inglês, espanhol e alemão. Além de receberem um reembolso parcial das

mensalidades, que varia conforme o seu desempenho no programa, os participantes ainda contaram com uma consultoria contratada para avaliá-los periodicamente, para acompanhar o seu desenvolvimento junto às escolas e para ajudar a direcionar as ações que irão impulsionar o seu aprendizado.

A Companhia também busca melhorar os seus resultados investindo em cursos de pós-graduação, em níveis lato e stricto sensu. Este investimento, além de promover a pesquisas e a produção de dissertações, gerando inovações e melhorias para a Copel e para o setor elétrico, é também forma para desenvolvimento do profissional. Em 2015, 17 empregados iniciaram cursos de pós-graduação custeados integralmente pela Companhia. Destes, dez estudam em cursos em nível de especialização e MBA's, sete em nível de mestrado e um em doutorado.

Em 2015 a Copel desenvolveu um programa de treinamento para capacitação dos seus conselheiros de administração, conselheiros fiscais, além dos conselheiros das suas sociedades de propósito específico – SPE.

- **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 2015 (R$ 1.590,91) e o salário mínimo nacional vigente naquela data (R$ 788,00) 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.

5.2. Fornecedores

Como concessionária de um serviço público, a Copel tem como critérios principais para a seleção de fornecedores o atendimento à legislação trabalhista, fiscal e ambiental. Esses critérios estão definidos nos editais de licitação, cláusulas contratuais, manuais de cadastramento de Fornecedores e normas e manuais técnicos permanentemente disponíveis aos interessados no endereço:

www.copel.com/hpcopel/fornecedores

Não há política ou prática que dê preferência para contratação de fornecedores locais, tendo em vista a necessidade de observação e cumprimento da Lei Federal nº 8.666/1993 e Lei Estadual nº 15.608/2007 do Paraná.

5.3. Clientes

O relacionamento da Copel com seus clientes — residenciais, comerciais, industriais e órgãos públicos, considerando todos os seus segmentos de operação — é pautado pela busca da excelência nos serviços para satisfação desse público.

A Copel acompanha a pesquisa de satisfação Aneel e também realiza uma pesquisa própria contratada por meio da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - Abradee. Essa pesquisa permite o estudo comparativo com outras distribuidoras associadas e são realizadas com três grupos de clientes: Grupo B de clientes residenciais urbanos, Grupo B de clientes industriais e comerciais (comércio e serviço) e Grupo A. As pesquisas realizadas pela Abradee geram o Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida - ISQP. Os resultados cobrem cinco aspectos: Fornecimento de Energia, Informação e Comunicação, Conta de Luz, Atendimento ao Cliente e Imagem da Empresa.

Em razão de não estarem incorporados em nenhum dos escopos das pesquisas citadas anteriormente a Copel passou a realizar uma pesquisa de satisfação com seus clientes da classe rural. Esta pesquisa foi realizada novamente no ano de 2015, após um período sem sua realização.

	2013	2014	2015
Pesquisa Abradee de Satisfação - Cliente Residencial	89,4%	89,3%	88,6%
Pesquisa Abradee de Satisfação - Cliente do Grupo B Não Residencial	88,6%	86,0%	86,5%
Pesquisa Abradee de Satisfação - cliente do Grupo A	87,6%	86,3%	78,6%
Pesquisa Aneel de Satisfação dos Clientes - IASC	62,0%	75,2%	60,3%
Pesquisa de Satisfação do Cliente Rural	Não realizada	Não realizada	77,9%

Com foco nos altos índices de satisfação, entre as principais ações da Copel estão a manutenção da rede de energia elétrica para garantir a qualidade e continuidade no fornecimento e investimentos em desenvolvimento de novos canais de atendimento, além da melhora dos canais existentes tanto por meio de treinamento de atendentes quanto na evolução tecnológica necessária a cada um dos canais de atendimento. Durante o ano de 2015 foram implantadas novas soluções de atendimento, tais como:

- Copel com Você: atendimento presencial em cidades de pequeno porte em parceria com estabelecimentos comercias locais.
- Criação da ISO Comercial: certificação ISO para o processo comercial que envolve mais de 3.400 pessoas em todo Estado do Paraná.
- Portal Imobiliário: canal de atendimento exclusivo para imobiliárias.
- Copel Mobile: inclusão de novas funcionalidades no canal de atendimento para smartphones e tablets.
- Segunda via em agências: implantação de uma senha de atendimento exclusiva para atendimento de solicitações de segunda via com o objetivo de reduzir o tempo de atendimento nas agências e postos de atendimento.

- Treinamentos: foco em serviços com grande número de não conformidades com o objetivo de sanar os problemas relatados.

• Canais de contato

A Companhia possui diversos canais de atendimento para os públicos de cada um dos negócios e registra os contatos recebidos em todos eles, a fim de manter o foco nas necessidades dos clientes e melhorar seus processos para atendê-los com mais qualidade. Os principais canais de atendimento e mecanismos de queixas são:

Institucional (todos os negócios)

- +55 (41) 3331-4141 e 3310-5050 - assuntos corporativos relacionados à Copel
- Formulário on-line: http://goo.gl/qduklP
- Ouvidoria da Copel: solicitações de informações, sugestões, reclamações, denúncias e questionamentos.

Distribuição

- Atendimento pessoal nas agências da Copel: www.copel.com/agencias
- Linhas telefônicas:

  0800 51 00 116 - serviço relativo à energia elétrica ou informações sobre a conta de luz. Ligação gratuita, 24 horas e sete dias por semana.
- Serviço de chat: www.copel.com/solidus/htmlc/jsp/upfront.jsp
- Copel Mobile: app gratuito para smartphones e tablets com sistema operacional Android ou iOS
- SMS: em caso de falta de energia, envio gratuito de SMS pelo celular para número 28593, com a mensagem SL e o número da unidade consumidora que consta na fatura.
- Agência virtual: http://agencia.copel.com/AgenciaWeb/

Telecom

- 0800 41 41 81 – serviços relacionados à internet da Copel Telecom - com ligação gratuita, de segunda a sexta-feira das 7h30 às 18h30 – ou suporte técnico 24 horas e sete dias por semana.
- E-mail: telecom@copel.com
- Acesso à área do cliente para segunda via de conta, documentos e contratos e dados cadastrais: http://www.copeltelecom.com/hptelecom/conect-se.jsp

5.4. Comunidade

Nos projetos de investimentos da Companhia ocorrem impactos econômicos positivos e negativos. Os impactos socioeconômicos se apresentam em diferentes magnitudes e de acordo com a característica de cada projeto e de cada lugar e a Companhia age em consonância com suas políticas de meio ambiente e respeito aos direitos humanos universais. Para tanto estabeleceu uma Política de Sustentabilidade e Cidadania Empresarial que visa conduzir as decisões e ações, buscando sustentabilidade interna, respeito a todas as partes interessadas e ampla promoção da diversidade e da ética na condução dos negócios.

- **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. Em 2015, o total de recursos do Governo do Estado com o pagamento do programa foi da ordem de R$ 36,6 milhões, com uma média de 136 mil famílias atendidas mensalmente.

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

O Programa Tarifa de Irrigação Noturna e Programa Tarifa Rural Noturna incentivam o aumento da produtividade agrícola mediante desconto de 60% a 70% na tarifa de energia elétrica utilizada para a produção, no período entre 21h30 e 6h. Valores mais baixos da conta de energia refletem diretamente na redução dos custos de produção e possibilitam aumento da renda do produtor rural. Em 2015 foram beneficiados cerca de 4.100 agricultores na Tarifa de Irrigação Noturna e 9.794 consumidores rurais no Programa Tarifa Rural Noturna.

- **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 determinados pela 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 de lâmpadas incandescentes por outras mais eficientes para todos os beneficiados.

Com base no resultado dos diagnósticos energéticos, é feita a seleção dos consumidores para substituição de refrigeradores e chuveiros por outros equipamentos mais eficientes. Ao final da edição mais recente do

projeto Copel na Comunidade, voltado para atendimento a consumidores baixa renda, foram realizadas 500 palestras, 50 mil diagnósticos energéticos, substituídas 150 mil lâmpadas incandescentes por outras mais eficientes (fluorescentes compactas e LED), trocados 12 mil refrigeradores por outros novos e com selo Procel de economia de energia e 10 mil chuveiros elétricos convencionais por chuveiros com sistema recuperador de calor. 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.

Também em 2015, foi realizada a primeira edição do projeto “Copel Lar Eficiente” para o atendimento a consumidores residenciais da Distribuidora. Neste projeto, executado em parceira com as Lojas Colombo, vencedora do processo licitatório, foi concedido um bônus de 45% para a substituição de um eletrodoméstico antigo (geladeira ou freezer), por outro mais eficiente.

Também foram disponibilizados 18.000 kits de lâmpadas eficientes, ao custo de R$ 1,00 cada. Cada kit é composto de cinco lâmpadas (quatro fluorescentes compactas e uma lâmpada LED), para substituir a mesma quantidade de lâmpadas incandescentes.

- **Tarifa Social de Energia Elétrica**

A 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. Por uma determinação da Aneel, ao final de 2015, a Copel, assim como as demais concessionárias de energia de todo o país, realizou o recadastramento dos consumidores beneficiários da TSEE.

- **Seminário Copel de Sustentabilidade**

Em 2015, a Copel promoveu a sexta edição do Seminário Copel de Sustentabilidade. Por meio de palestras, workshops e uma feira, a Companhia deu visibilidade às boas práticas de sustentabilidade nas empresas, indústrias, universidades e órgãos do poder público. O evento teve como tema “A Empresa e seu Papel para um Mundo Sustentável”, com foco em mudanças climáticas, Objetivos do Desenvolvimento Sustentável - ODS e ética.

- **Comunidades indígenas**

Segundo dados da Fundação Nacional do Índio - Funai, existem hoje no Estado do Paraná cerca de 9.500

indígenas distribuídos em 17 tribos das etnias caingangue, guarani e xetás.

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, na instalação de painéis fotovoltaicos em aldeias localizadas no litoral do Estado e novas ligações de energia em comunidades do interior. Nos últimos anos, a empresa destinou mais de R$ 6,0 milhões de reais para projetos desenvolvidos em 28 terras indígenas do Paraná.

Inaugurada em 1949 pela Empresa Elétrica de Londrina S.A. e incorporada pela Copel em 1974, a PCH Apucaraninha localiza-se dentro da reserva indígena de mesmo nome. Como medida de reparação aos danos causados à comunidade indígena Apucaraninha, a Copel GeT assinou dois Termos de Ajustamento de Conduta. Um em 2002, que estabeleceu o pagamento anual de compensação financeira aos moradores da comunidade pela geração de da usina e outro em 2006, com a determinação do pagamento de indenização pelos danos ambientais, culturais e morais causados à comunidade. 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.

Em 2015, 669 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.

- **Incentivos Fiscais**

A Copel, através de renúncia fiscal, apoia diversos projetos de incentivo à cultura (Lei Rouanet), 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 é o apoio ao TOP 2016, programa que pretende tornar o Paraná referência no Brasil no esporte olímpico e paralímpico, valorizando os talentos esportivos do Estado, bem como contribuir no desenvolvimento social, proporcionando esporte, saúde e educação para os jovens.

- **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 2015 foi realizado um total de 1.513 horas de voluntariado.

- **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 2015 foram atendido com obra 10.364 consumidores.

- **Telemedição Grupo A**

Em 2015, a Copel expandiu a telemedição para os consumidores pertencentes ao grupo A. Em 2015 foram mais de 13.000 pontos telemedidos, correspondendo a quase 92% do total destes consumidores.

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.

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 Projeto Paraná Smart Grid, instalou 2000 pontos de telemedição na área urbana de Curitiba e 1000 pontos na área rural de Colombo e Bocaiúva do Sul para testar as tecnologias. A leitura é feita de hora em hora possibilitando a detecção de erros, falta de energia e a obtenção da leitura para faturamento sem deslocamentos.

- **Programa Iluminando Gerações**

O Projeto Iluminando Gerações tem como objetivo a realização de palestras para alunos do 4º ano do ensino fundamental de escolas publicas, 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 e entregue aos alunos, professores e funcionários das escolas, um Kit contendo: 02 cartilhas, uma sobre cuidados com a energia elétrica e uso dos recursos naturais e outra “Desafio elétrico”

Em 2015 o Programa Iluminando Gerações levou orientações sobre uso eficiente e seguro de energia e sustentabilidade para mais de 50 mil alunos do Paraná.

- **Programa + Clic Rural**

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

A previsão de Investimento é de R$ 500,0 milhões para aplicar o conceito de redes inteligentes na área rural do Paraná até 2018, com previsão de atendimento a 68.334 consumidores diretos e mais de 600 mil consumidores indiretos.

- **Projeto Mais que Energia**

Criado em 2014, tem como objetivo de 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$ 750,0 mil e visa apoiar instituições e escolas que atendem pessoas surdas e/ou surdocegas. Para este primeiro projeto, três instituições foram selecionadas. O Projeto está em fase de licitação para contratação dos projetos de engenharia.

- **Projeto Fatura Solidária**

Desde 1º de julho de 2015, clientes que optarem pela fatura por e-mail participam do Projeto Fatura Solidária. A cada adesão pela fatura por e-mail a Copel doa R$ 1,00 para as APAEs do Estado do Paraná.

- **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 visa também proporcionar segurança a 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.

Visando a normatização e expansão desta iniciativa no contexto de um programa socioambiental corporativo, a Copel esta elaborando normas e procedimentos e tem como estratégia implantar o programa em outros municípios do Paraná.

- **Benefício Calamidade**

Benefício concedido a consumidores de localidades em situação de emergência ou de calamidade pública, atingidos por chuvas intensas e inundações. Consiste no bloqueio das ações de cobrança, aplicadas aos demais consumidores, e define condições excepcionais na negociação dos débitos do período. Em 2015 não houve aplicação do benefício.

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

Arrecadação de contribuições via fatura de energia, para entidades filantrópicas contratantes junto à Copel. Os valores a serem incluídos devem ter autorização por escrito do cliente. Os limites para doações são de no mínimo R$ 1,00 e no máximo R$ 150,00. Em 2015 foram 186.000 doadores, com uma arrecadação média mensal de R$ 1,5 milhão, distribuídos entre 108 instituições filantrópicas.

5.5. Meio ambiente

- **Monitoramento da qualidade da água**

O principal impacto da Copel nos recursos hídricos é a alteração de suas condições naturais e da vegetação da bacia de inundação na construção 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, realizando estudos, mitigando impactos e riscos e atendendo às legislações ambientais pertinentes.

Trimestralmente, a Companhia coleta e analisa amostras de água dos reservatórios das usinas para monitorar a sua qualidade. As amostras coletadas passam por análise de qualidade da água e pelo levantamento de micro-organismos, como algas e bactérias, para identificar eventuais alterações.

A Copel também realiza o monitoramento da qualidade da água do rio antes mesmo do início da construção de um novo empreendimento. Esses monitoramentos incluem, além dos parâmetros já monitorados, a análise de sedimentos e agrotóxicos.

- **Programa de Gestão dos Reservatórios**

Nos reservatórios e em seus entornos, a Copel monitora possíveis intervenções ambientais e age de acordo com ações específicas para sanar as irregularidades identificadas no que diz respeito ao lançamento de efluentes, à estabilidade de taludes, ao uso e ocupação das Áreas de Proteção Permanente, à caça e a pesca ilegal, entre outros.

Para auxiliar nesse processo de preservação, bem como de outras áreas de relevante interesse ambiental, a Companhia possui convênio com o Batalhão de Polícia Ambiental do Estado do Paraná. Além disso, participa ativamente dos Comitês de Bacia Hidrográfica e Conselho Nacional e Estadual de Recursos

Hídricos e realiza o monitoramento, em tempo real, da situação hidrológica dos rios onde possui reservatórios.

- **Ecossistemas**

A implantação e operação de empreendimentos de energia ocasionam impactos negativos diretos e indiretos na fauna e na flora localizadas na área de influencia de seus empreendimentos. Estudos ambientais elaborados antes da etapa de instalação avaliam e classificam estes impactos, além de propor programas socioambientais necessários para mitigar os impactos negativos e potencializar os positivos.

Para a mitigação dos impactos à flora e à fauna são adotadas as melhores técnicas disponíveis. As atividades de resgate contam com equipes altamente especializadas, que realizam a coleta, catalogação, manejo ou tratamento e destinação adequada de espécies vegetais e animais.

Os principais objetivos destas atividades são o conhecimento científico e a manutenção da biodiversidade local, através da coleta de germoplasma e produção de mudas de espécies nativas e do resgate e soltura em remanescentes de espécimes da fauna, visando a restauração de áreas degradadas, o enriquecimento biológico das áreas do entorno dos empreendimentos e a continuidade do fluxo gênico nos corredores de biodiversidade formados pelos remanescentes florestais.

A mitigação dos impactos causados pelas linhas de transmissão na flora nativa se inicia desde a 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 onde é imperativo que o traçado siga por determinadas áreas onde os remanescentes estejam mais preservados é realizado o alteamento das torres, de modo a preservar as áreas localizadas na faixa de servidão das linhas.

O desmatamento para implantação das Usinas Hidrelétricas é feito prioritariamente nas áreas das bacias de acumulação dos reservatórios, visando retirar o maior volume possível de matéria orgânica, baseado em estudos de modelagem da água, de modo a garantir a qualidade da água dos reservatórios durante e após o enchimento destes. As áreas de canteiro de obras e demais áreas de apoio operacional são instaladas prioritariamente em locais desprovidos de vegetação nativa de modo a minimizar o impacto aos remanescentes de maior significância para a biodiversidade local e regional.

No ano de 2015, foram realizados diversos estudos ambientais para implantação de empreendimentos de distribuição de energia com foco na prevenção e mitigação de possíveis impactos à flora e fauna local por meio de propostas de programas ambientais como: reposição florestal; preservação de encostas de áreas com solos frágeis e de nascentes; afugentamento e resgate de fauna e flora, entre outros. Além disso, foram realizados oito estudos ambientais prévios dos seguintes empreendimentos, sem a identificação de impactos relevantes na biodiversidade:

- SE Douradina 34,5 kV

- SE Bela Vista 138 kV
- SE Colombo 138 kV
- SE Rio Branco do sul 138 kV
- LT 138 kVJoaquim Távora-secc.
- LT 138 kV ATM – RBS
- SE Catanduvas 34,5 kV
- LT 138 kV Cafelândia-secc

A Copel sempre adota as medidas mais adequadas técnica e legalmente à mitigação e compensação dos impactos gerados por seus empreendimentos. Além disso, vem cumprindo as exigências impostas nas licenças ambientais de modo a manter seus empreendimentos totalmente regulares do ponto de vista ambiental e legal.

Em 2015, a Copel Distribuição não realizou compensações ambientais com a execução de plantios florestais. As compensações foram feitas por meio de doação de mudas para plantios por terceiros. Nesse mesmo período, como compensação ambiental pelo corte de vegetação em linhas de distribuição, foram fornecidas 8.894 mudas florestais nativas e 671 mudas de arborização urbana. Ainda em outras ações ambientais realizadas por funcionários da Companhia foram plantadas 200 mudas florestais nativas e 275 mudas de arborização.

- **Licenciamento Ambiental**

No ano de 2015, foram protocoladas 76 solicitações de licenças ambientais para os empreendimentos da Copel Distribuição. Durante este mesmo período 95 licenças foram emitidas pelos órgãos ambientais licenciadores.

Em agosto de 2015, realizou-se o VI Workshop de Licenciamento Ambiental com o IAP, no qual foram abordados pontos que interferem diretamente no processo de licenciamento ambiental. Com tal ação busca-se propiciar eficiência e agilidade visando compatibilizar os prazos do licenciamento ambiental com os do planejamento de empreendimentos em implantação.

Em novembro de 2015, foi realizado o treinamento interno Gestão de licenças ambientais e cumprimento de condicionantes. Este treinamento teve como objetivo disseminar conceitos, informações e procedimentos relacionados ao licenciamento ambiental e arqueológico de linhas de transmissão (acima de 69kV) e subestações.

- **Programa Florestas Urbanas**

Tem por objetivo incentivar a melhoria da arborização urbana dos municípios da área de concessão da Copel, por meio de ações junto às prefeituras, visando à convivência das redes de distribuição de energia e

as árvores urbanas. Após nove anos de execução, o então Programa de Arborização Urbana foi reformulado em 2015, sendo renomeado como Programa Florestas Urbanas, com alteração de forma de repasse de mudas aos municípios, com tramites iniciados para fornecimento de mudas no ano de 2016.

Em 2015, as principais ações realizadas foram: continuidade de convênio de substituição de árvores com a Prefeitura Municipal de Curitiba, com substituição de 304 árvores de risco sob as redes de energia; curso técnico de arborização urbana, em parceria com a SEDU e o IAP, no qual foram treinados 26 gestores e servidores de 12 municípios do Paraná; participação no Comitê de Trabalho Interinstitucional Planos Municipais de Arborização Urbana, coordenado pelo Ministério Público do Paraná, com avaliação de 57 planos municipais de arborização.

- **Estudos Ambientais**

Os Estudos de Impacto Ambiental (Estudo de Impacto Ambiental - EIA, Estudo Ambiental Simplificado - EAS e Relatório Ambiental Simplificado - RAS) para a fase de Licenciamento Prévio têm por objetivo: diagnosticar a situação local quanto aos meios físico, biótico e socioeconômico; identificar e avaliar os potenciais impactos socioambientais positivos e negativos das etapas de planejamento, construção e operação de um empreendimento; e propor medidas para minimizar eventuais impactos negativos e potencializar os positivos.

- **Projeto de Crédito de Carbono**

Integrado ao Conselho de Meio Ambiente da Copel, 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.

6. BALANÇO SOCIAL

BALANÇO SOCIAL ANUAL
Em 31 de dezembro de 2015 e 2014
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

		2015		2014	
	1 - BASE DE CÁLCULO				
NE 31	**Receita Líquida - RL**	**14.728.131**		**13.918.517**	
	2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS		**% Sobre RL**		**% Sobre RL**
NE 32.2	**Remuneração dos administradores**	**19.194**	0,1	**16.066**	0,1
	Remuneração dos empregados	**842.948**	5,7	**754.218**	5,4
	Alimentação (Auxílio alimentação e outros)	**119.410**	0,8	**105.425**	0,8
	Encargos sociais compulsórios	**271.224**	1,8	**247.826**	1,8
	Plano previdenciário	**68.090**	0,5	**66.972**	0,5
	Saúde (Plano assistencial)	**205.291**	1,4	**153.539**	1,1
	Capacitação e desenvolvimento profissional	**10.600**	0,1	**8.056**	0,1
NE 32.2	**Participação nos lucros e/ou resultados**	**78.462**	0,5	**92.657**	0,7
	Indeniz. trabalhistas e despesas rescisórias	**6.905**	0,0	**6.588**	0,0
(1)	**Outros benefícios**	**16.118**	0,1	**15.177**	0,1
	Total	**1.638.242**	**11,1**	**1.466.524**	**10,5**
	3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS		**% Sobre RL**		**% Sobre RL**
	Cultura	**7.568**	**0,1**	**13.016**	**0,1**
	Saúde e saneamento	**3.121**	**0,0**	**4.421**	**0,0**
	Esporte	**1.801**	**0,0**	**3.130**	**0,0**
	Outros	**128.231**	**0,9**	**108.310**	**0,8**
	Pesquisa e Desenvolvimento	66.361	0,5	51.581	0,4
	Programa de Eficiência Energética	38.666	0,3	15.856	0,1
	Programa Morar Bem	12.769	0,1	19.692	0,1
	Programa Tarifa Noturna	3.833	0,0	4.665	0,0
	Outros	6.602	0,0	16.516	0,1
	Total das contribuições para a sociedade	**140.721**	**1,0**	**128.877**	**0,9**
	Tributos (excluídos encargos sociais)	**10.495.595**	**71,3**	**4.394.165**	**31,6**
	Total	**10.636.316**	**72,2**	**4.523.042**	**32,5**
	4 - INDICADORES AMBIENTAIS		**% Sobre RL**		**% Sobre RL**
	Investimentos relacionados com as operações da empresa	**490.621**	**3,3**	**333.021**	**2,4**
	Investimentos em programas e/ou projetos externos	**856**	**0,0**	**852**	**0,0**
	Total	**491.477**	**3,3**	**333.873**	**2,4**
(2)	**Quantidade de sanções ambientais**	**1**		**2**	
	Valor das sanções ambientais (R$ Mil)	**132**		**1.600**	
			2015		**Metas 2016**
	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:		(X) não possui metas ( ) cumpre de 0 a 50% ( ) cumpre de 51% a 75% ( ) 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

		2015			2014		
	5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL (inclui controladas)						
	Empregados no final do período	**8.813**			**8.777**		
	Admissões durante o período	**234**			**235**		
	Escolaridade dos empregados(as):	Total	Homens	Mulheres	Total	Homens	Mulheres
	Total Superior e extensão universitária	**4.282**	2.993	1.289	**3.849**	2.684	1.165
	Total 2º Grau	**4.343**	3.673	670	**4.802**	4.044	758
	Total 1º Grau	**188**	181	7	**126**	124	2
	Faixa etária dos empregados(as):						
(3)	Abaixo de 18 anos	**-**			**-**		
	De 18 até 30 anos (exclusive)	**1.100**			**1.331**		
	De 30 até 45 anos (exclusive)	**4.257**			**4.159**		
	De 45 até 60 anos (exclusive)	**3.371**			**3.232**		
	60 anos ou mais	**85**			**55**		
	Mulheres que trabalham na empresa	**1.966**			**1.927**		
	% Mulheres em cargos gerenciais:						
	em relação ao nº total de mulheres	**5,4**			**5,3**		
	em relação ao nº total de gerentes	**19,9**			**20,6**		
	Negros(as) que trabalham na empresa	**981**			**1.002**		
	% Negros(as) em cargos gerenciais:						
	em relação ao nº total de negros(as)	**3,3**			**2,7**		
	em relação ao nº total de gerentes	**6,0**			**5,4**		
	Portadores(as) de necessidades especiais	**207**			**195**		
	Dependentes	**15.580**			**16.256**		
(4)	**Terceirizados**	**6.457**			**5.895**		
(5)	**Aprendiz (es)**	**252**			**177**		
(5)	**Estagiários(as)**	**333**			**313**		
	Nº de processos trabalhistas em andamento no final do exercício	**4.795**			**4.867**		
	Nº de processos trabalhistas encerrados no exercício	**1.011**			**552**		
	6 - INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL						
(6)	**Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa**	**19**			**19**		
	Número total de Acidentes de Trabalho (inclui acidentes com contratados)	**254**			**263**		
	Número total de reclamações e críticas de consumidores:						
	na empresa	**43.360**			**34.106**		
	no Procon	**558**			**515**		
	na Justiça	**2.649**			**2.680**		
	% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:						
	na empresa	**99,3%**			**100,0%**		
	no Procon	**100,0%**			**97,5%**		
	na Justiça	**17,1%**			**17,2%**		

	2015	Metas 2016
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	**2015**	**2014**
Valor adicionado total a distribuir	**14.456.447**	**7.860.056**
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):		
Terceiros	7,9%	9,1%
Pessoal	9,3%	15,5%
Governo	74,1%	58,4%
Acionistas	2,8%	4,9%
Retido	5,9%	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) Referem-se ao programa de aprendiz em conflito com a lei, que se encerrou em 2014.

(4) 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.

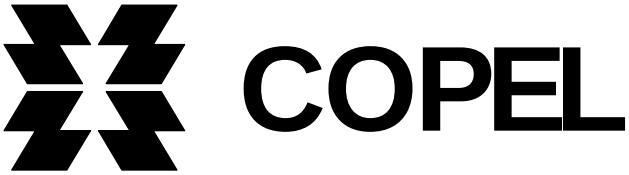
(5) Não compõem o quadro de empregados.

7. COMPOSIÇÃO DOS GRUPOS RESPONSÁVEIS PELA GOVERNANÇA

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	
Presidente	FERNANDO XAVIER FERREIRA
Secretário Executivo	LUIZ FERNANDO LEONE VIANNA
Membros	MAURO RICARDO MACHADO COSTA
	JOSÉ RICHA FILHO
	HENRIQUE AMARANTE COSTA PINTO
	MAURÍCIO BORGES LEMOS
	CARLOS HOMERO GIACOMINI
	MARLOS GAIO
	HÉLIO MARQUES DA SILVA
COMITÊ DE AUDITORIA	
Presidente	CARLOS HOMERO GIACOMINI
Membros	JOSÉ RICHA FILHO
	MAURO RICARDO MACHADO COSTA
CONSELHO FISCAL	
Presidente	JOAQUIM ANTONIO GUIMARÃES DE OLIVEIRA PORTES
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
	JORGE MICHEL LEPELTIER
	VINÍCIUS FLOR
DIRETORIA	
Diretor Presidente	LUIZ FERNANDO LEONE VIANNA
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 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

2015

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 31
6 Títulos e Valores Mobiliários 32
7 Clientes 33
8 Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná 34
9 Ativos Financeiros Setoriais Líquidos 35
10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão 39
11 Contas a Receber Vinculadas à Indenização da Concessão 40
12 Outros Créditos 42
13 Tributos 42
14 Despesas Antecipadas 45
15 Partes Relacionadas 46
16 Depósitos Judiciais 48
17 Investimentos 49
18 Imobilizado 54
19 Intangível 62
20 Obrigações Sociais e Trabalhistas 63
21 Fornecedores 63
22 Empréstimos e Financiamentos 65
23 Debêntures 70
24 Benefícios Pós-Emprego 71
25 Encargos do Consumidor a Recolher 77
26 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética 77
27 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão 78
28 Outras Contas a Pagar 79
29 Provisões para Litígios e Passivo Contingente 79
30 Patrimônio Líquido 89
31 Receita Operacional Líquida 93
32 Custos e Despesas Operacionais 97
33 Resultado Financeiro 101
34 Segmentos Operacionais 101
35 Instrumentos Financeiros 108
36 Transações com Partes Relacionadas 118
37 Seguros 122
38 Eventos Subsequentes 123
RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 125
RESUMO DO RELATÓRIO ANUAL DO COMITÊ DE AUDITORIA 2015 127
PARECER DO CONSELHO FISCAL SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 130
PROPOSTA DE ORÇAMENTO DE CAPITAL 131
DECLARAÇÃO 132

COPEL
Companhia Paranaense de Energia

PARANÁ
GOVERNO DO ESTADO

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Balanços Patrimoniais

levantados em 31 de dezembro de 2015 e de 2014

em milhares de reais

ATIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	5	25.653	34.862	1.480.727	740.131
Títulos e valores mobiliários	6	168	152	406.274	459.115
Cauções e depósitos vinculados		132	-	2.000	13.497
Clientes	7	-	-	3.032.827	2.178.816
Dividendos a receber		488.187	383.866	40.345	26.332
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8	111.663	94.579	111.663	94.579
Ativos financeiros setoriais líquidos	9	-	-	910.759	609.298
Contas a receber vinculadas à concessão	10	-	-	9.162	7.430
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	11	-	-	-	301.046
Outros créditos	12	13.018	12.695	474.889	415.818
Estoques		-	-	131.018	150.622
Imposto de renda e contribuição social	13.1	154.077	78.912	194.244	105.074
Outros tributos a recuperar	13.3	-	-	70.725	96.285
Despesas antecipadas	14	-	34	49.282	20.133
Partes relacionadas	15	447	1.925	19.482	-
		793.345	**607.025**	**6.933.397**	**5.218.176**
NÃO CIRCULANTE					
Realizável a Longo Prazo					
Títulos e valores mobiliários	6	-	-	91.117	132.210
Cauções e depósitos vinculados	22.1	-	-	86.137	56.956
Clientes	7	-	-	75.062	75.696
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8	1.271.579	1.249.529	1.271.579	1.249.529
Depósitos judiciais	16	267.411	273.936	719.927	736.253
Ativos financeiros setoriais líquidos	9	-	-	134.903	431.846
Contas a receber vinculadas à concessão	10	-	-	1.358.451	4.417.987
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	11	-	-	219.556	160.217
Outros créditos	12	-	303	31.614	85.324
Imposto de renda e contribuição social	13.1	79.144	114.195	94.686	128.615
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.2	100.919	98.226	537.562	526.046
Outros tributos a recuperar	13.3	15	-	112.902	123.481
Despesas antecipadas	14	-	-	25.493	175
Partes relacionadas	15	297.237	208.334	192.803	137.137
		2.016.305	**1.944.523**	**4.951.792**	**8.261.472**
Investimentos	17	**14.140.573**	**13.079.795**	**2.224.710**	**1.660.150**
Imobilizado	18	**455**	**323**	**8.692.682**	**8.304.188**
Intangível	19	**3.046**	**3.062**	**6.145.076**	**2.174.156**
		16.160.379	**15.027.703**	**22.014.260**	**20.399.966**
TOTAL DO ATIVO		**16.953.724**	**15.634.728**	**28.947.657**	**25.618.142**

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 2015 e de 2014 (continuação)

em milhares de reais

PASSIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
CIRCULANTE					
Obrigações sociais e trabalhistas	20	15.436	12.793	258.401	252.618
Fornecedores	21	2.602	2.087	1.613.126	1.587.205
Imposto de renda e contribuição social	13.1	-	2.442	311.916	309.881
Outras obrigações fiscais	13.3	32.617	5.597	340.948	137.329
Empréstimos e financiamentos	22	61.788	349.753	308.558	867.626
Debêntures	23	19.497	15.447	924.005	431.491
Dividendos a pagar		310.020	3.824	346.007	19.691
Benefícios pós-emprego	24	21	-	43.323	37.404
Encargos do consumidor a recolher	25	-	-	277.458	23.233
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26	-	-	167.881	175.972
Contas a pagar vinculadas à concessão	27	-	-	61.786	54.955
Outras contas a pagar	28	232	2.060	135.709	157.988
		442.213	**394.003**	**4.789.118**	**4.055.393**
NÃO CIRCULANTE					
Fornecedores	21	-	-	5.923	17.625
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.2	-	-	214	15.218
Outras obrigações fiscais	13.3	1.466	820	257.273	87.129
Empréstimos e financiamentos	22	969.412	608.663	3.768.502	2.601.324
Debêntures	23	996.590	995.038	2.759.923	2.153.957
Benefícios pós-emprego	24	7.795	8.196	551.337	861.214
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26	-	-	231.112	159.792
Contas a pagar vinculadas à concessão	27	-	-	473.879	436.772
Outras contas a pagar	28	-	-	30.962	306
Provisões para litígios	29	290.520	297.319	1.494.936	1.546.632
		2.265.783	**1.910.036**	**9.574.061**	**7.879.969**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Atribuível aos acionistas da empresa controladora					
Capital social	30.1.1	6.910.000	6.910.000	6.910.000	6.910.000
Ajustes de avaliação patrimonial	30.1.2	1.177.372	976.964	1.177.372	976.964
Reserva legal	30.1.3	744.784	685.147	744.784	685.147
Reserva de retenção de lucros	30.1.3	5.413.572	4.516.825	5.413.572	4.516.825
Dividendo adicional proposto	30.1.4	-	241.753	-	241.753
		14.245.728	**13.330.689**	**14.245.728**	**13.330.689**
Atribuível aos acionistas não controladores	30.2	-	**-**	**338.750**	**352.091**
		14.245.728	**13.330.689**	**14.584.478**	**13.682.780**
TOTAL DO PASSIVO		**16.953.724**	**15.634.728**	**28.947.657**	**25.618.142**

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 2015 e de 2014

em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	Reapresentado 31.12.2014
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	31	**-**	**-**	**14.728.131**	**13.918.517**
Custos Operacionais	32	**-**	**-**	**(11.799.316)**	**(11.288.762)**
LUCRO OPERACIONAL BRUTO		**-**	**-**	**2.928.815**	**2.629.755**
Outras Receitas (Despesas) Operacionais					
Despesas com vendas	32	-	-	(283.397)	(120.987)
Despesas gerais e administrativas	32	(123.717)	(119.639)	(670.606)	(552.116)
Outras despesas operacionais, líquidas	32	(3.586)	(20.569)	(158.619)	(389.568)
Resultado da equivalência patrimonial	17	1.385.624	1.410.276	92.545	159.955
		1.258.321	**1.270.068**	**(1.020.077)**	**(902.716)**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		**1.258.321**	**1.270.068**	**1.908.738**	**1.727.039**
Resultado Financeiro	33				
Receitas financeiras		245.347	202.208	987.340	701.978
Despesas financeiras		(314.101)	(233.762)	(1.098.298)	(571.386)
		(68.754)	**(31.554)**	**(110.958)**	**130.592**
LUCRO OPERACIONAL		**1.189.567**	**1.238.514**	**1.797.780**	**1.857.631**
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	13.4				
Imposto de renda e contribuição social		(217)	(38.258)	(698.023)	(747.869)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		3.388	5.694	165.794	225.853
		3.171	**(32.564)**	**(532.229)**	**(522.016)**
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		**1.192.738**	**1.205.950**	**1.265.551**	**1.335.615**
Atribuído aos acionistas da empresa controladora		**-**	-	1.192.738	1.205.950
Atribuído aos acionistas não controladores	30.2	**-**	-	72.813	129.665
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais					
Ações ordinárias	30.1.5	4,16287	4,20899	4,16287	4,20899
Ações preferenciais classe "A"	30.1.5	4,57807	4,62953	4,57807	4,62953
Ações preferenciais classe "B"	30.1.5	4,56917	4,62989	4,56917	4,62989

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 2015 e de 2014

em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		**1.192.738**	**1.205.950**	**1.265.551**	**1.335.615**
Outros resultados abrangentes					
Itens que não serão reclassificados para o resultado					
Ganhos (perdas) com passivos atuariais	30.1.2				
benefícios pós-emprego		2.050	(3.712)	410.330	140.383
benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial		289.082	94.425	19.660	(582)
Tributos sobre outros resultados abrangentes	30.1.2	(696)	1.262	(139.059)	(48.584)
Itens que poderão ser reclassificados para o resultado					
Ganhos com ativos financeiros disponíveis para venda	30.1.2	412	517	628	880
Outros ajustes - controlada		-	(1.282)	-	(2.777)
Tributos sobre outros resultados abrangentes	30.1.2	1	65	(215)	647
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos		**290.849**	**91.275**	**291.344**	**89.967**
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		**1.483.587**	**1.297.225**	**1.556.895**	**1.425.582**
Atribuível aos acionistas da empresa Controladora				1.483.587	1.297.225
Atribuível aos acionistas não controladores				73.308	128.357

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 2015 e de 2014

em milhares de reais

		Atribuível aos acionistas da empresa controladora									
			Ajustes de avaliação patrimonial		Reservas de lucros						
	NE nº	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 2014		**6.910.000**	**1.238.955**	**(255.796)**	**624.849**	**3.897.833**	**235.498**	**-**	**12.651.339**	**277.413**	**12.928.752**
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	1.205.950	1.205.950	129.665	1.335.615
Outros resultados abrangentes											
Perdas com ativos financeiros, líquidas de tributos	30.1.2	-	-	(700)	-	-	-	-	(700)	(550)	(1.250)
Ganhos (perdas) atuariais, líquidos de tributos	30.1.2	-	-	91.975	-	-	-	-	91.975	(758)	91.217
Resultado abrangente total do excercício		**-**	**-**	**91.275**	**-**	**-**	**-**	**1.205.950**	**1.297.225**	**128.357**	**1.425.582**
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	30.1.2	-	(101.851)	-	-	850	-	99.394	(1.607)	-	(1.607)
Realização de perdas atuariais, líquida de tributos	30.1.2	-	-	4.381		(4.381)	-	-	-	-	-
Deliberação do dividendo adicional proposto		-	-	-	-	-	(235.498)	-	(235.498)	-	(235.498)
Destinação proposta à A.G.O.:											
Reserva legal		-	-		60.298	-	-	(60.298)	-	-	-
Juros sobre o capital próprio	30.1.3	-	-		-	-	-	(30.000)	(30.000)	-	(30.000)
Dividendos	30.1.3	-	-		-	-	241.753	(592.523)	(350.770)	(53.679)	(404.449)
Reserva de retenção de lucros		-	-		-	622.523	-	(622.523)	-	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2014		**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, líquidas de tributos	30.1.2	-	-	413	-	-	-	-	413	-	413
Ganhos atuariais, líquidos de tributos	30.1.2	-	-	290.436	-	-	-	-	290.436	495	290.931
Resultado abrangente total do excercício		**-**	**-**	**290.849**	**-**	**-**	**-**	**1.192.738**	**1.483.587**	**73.308**	**1.556.895**
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	30.1.2	-	(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	30.1.3	-	-		-	-	-	(198.000)	(198.000)	-	(198.000)
Dividendos	30.1.3	-	-		-	-	-	(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**

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

Demonstrações dos Fluxos de Caixa

para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e de 2014

em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Lucro líquido do exercício		**1.192.738**	**1.205.950**	**1.265.551**	**1.335.615**
Ajustes para a reconciliação do lucro líquido do exercício com a geração de caixa das atividades operacionais:					
Variações monetárias e cambiais não realizadas - líquidas		50.676	44.713	399.484	322.768
Remuneração de contas a receber vinculadas à concessão	10.1	-	-	(110.893)	(58.782)
Imposto de renda e contribuição social	13.4	217	38.258	698.023	747.869
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.4	(3.388)	(5.694)	(165.794)	(225.853)
Resultado da repactuação do risco hidrológico	14.1	-	-	(134.620)	-
Resultado da equivalência patrimonial	17.1	(1.385.624)	(1.410.276)	(92.545)	(159.955)
Reversão de provisão para perdas com desvalorização de investimentos	17.1	-	(6.981)	-	(6.981)
Apropriação do cálculo atuarial dos benefícios pós-emprego	24.4	1.649	2.269	143.202	102.108
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	24.4	9.635	8.612	133.428	118.392
Constituição para programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26.2	-	-	128.898	115.368
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	31	-	-	(858.170)	(1.033.866)
Depreciação e amortização	32	6.608	755	676.472	629.943
Provisões e reversões operacionais líquidas	32.4	(2.813)	20.584	210.829	1.203.682
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	10.1	-	-	40.757	23.884
Resultado das baixas de imobilizado	18.2	-	-	41.715	5.670
Resultado das baixas de intangíveis	19.1	308	-	30.026	10.479
		(129.994)	**(101.810)**	**2.406.363**	**3.130.341**
Redução (aumento) dos ativos					
Clientes		-	-	(1.022.952)	(789.176)
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos		1.738.989	1.300.228	62.070	43.860
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8.1	178.588	172.078	178.588	172.078
Depósitos judiciais		6.525	(1.821)	16.326	(61.028)
Ativos financeiros setoriais líquidos	9.2	-	-	975.053	-
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	11.1	-	-	321.409	306.814
Outros créditos		(20)	(9.129)	(16.238)	(90.184)
Estoques		-	-	19.604	(11.344)
Imposto de renda e contribuição social		(40.114)	19.104	(55.241)	97.512
Outros tributos a recuperar		(15)	-	49.229	(17.879)
Despesas antecipadas		34	(34)	(5.814)	80
Partes relacionadas		(28.951)	(139.062)	(49.911)	(137.137)
Aumento (redução) dos passivos					
Obrigações sociais e trabalhistas		2.643	7.847	5.783	12.792
Fornecedores		515	(1.124)	(173.809)	94.244
Imposto de renda e contribuição social pagos		(2.659)	(35.816)	(488.289)	(736.613)
Outras obrigações fiscais		6.756	(19.104)	144.711	(144.932)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	22.4	(121.188)	(94.068)	(452.924)	(259.388)
Encargos de debêntures pagos	23.2	(139.862)	(62.711)	(366.815)	(197.715)
Benefícios pós-emprego	24.4	(9.614)	(8.568)	(170.258)	(148.731)
Encargos do consumidor a recolher		-	-	254.225	(14.761)
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26.2	-	-	(99.729)	(85.584)
Contas a pagar vinculadas à concessão	27.2	-	-	(55.346)	(51.716)
Outras contas a pagar		(1.828)	6.546	8.377	33.182
Provisões para lítígios	29.1.1	(3.986)	(1.112)	(163.684)	(53.343)
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		**1.455.819**	**1.031.444**	**1.320.728**	**1.091.372**
(continua)		1.585.813	1.133.254	(1.085.635)	(2.038.969)

Demonstrações dos Fluxos de Caixa

para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e de 2014 (continuação)

em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Aplicações financeiras		(148)	34	76.883	(103.603)
Empréstimos concedidos a partes relacionadas		(36.800)	-	(29.400)	-
Recebimento de empréstimos concedidos a partes relacionadas		15.359	-	7.805	-
Aquisições de controladas - efeito líquido do caixa adquirido		-	-	-	149.760
Aquisições de investimentos	17.1	(1.235.576)	(827.437)	(528.629)	(628.621)
Aquisições de imobilizado		(134)	(294)	(752.529)	(894.575)
Aquisições de intangível	19.1	(292)	(14.887)	(968.802)	(1.254.570)
Participação financeira do consumidor	19.1	-	-	243.054	168.933
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		**(1.257.591)**	**(842.584)**	**(1.951.618)**	**(2.562.676)**
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Ingressos de empréstimos e financiamentos	22.4	640.005	-	1.836.190	221.556
Ingressos de debêntures emitidas	23.2	-	1.000.000	1.168.633	1.383.378
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos	22.4	(606.000)	(80.600)	(1.170.987)	(425.554)
Amortizações de principal de debêntures	23.2	-	-	(154.822)	(40.608)
Amortizações de principal de obrigações com partes relacionadas		-	(468.317)	-	-
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		(241.442)	(615.491)	(307.528)	(668.969)
CAIXA LÍQUIDO (UTILIZADO) GERADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		**(207.437)**	**(164.408)**	**1.371.486**	**469.803**
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		**(9.209)**	**24.452**	**740.596**	**(1.001.501)**
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	5	34.862	10.410	740.131	1.741.632
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	5	25.653	34.862	1.480.727	740.131
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		**(9.209)**	**24.452**	**740.596**	**(1.001.501)**

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

Demonstrações do Valor Adicionado

para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e de 2014

em milhares de reais

VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	Controladora		Consolidado	
				Reapresentado
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Receitas				
Venda de energia e outros serviços	-	-	22.313.009	15.918.155
Receita de construção	-	-	1.686.550	1.902.366
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais			858.170	1.033.866
Outras receitas	-	-	26.449	12.284
Provisão (reversão) para créditos de liquidação duvidosa	-	-	(226.838)	(53.193)
	-	**-**	**24.657.340**	**18.813.478**
(-) Insumos adquiridos de terceiros				
Energia elétrica comprada para revenda	-	-	6.571.244	5.521.882
Encargos de uso da rede elétrica (-) ESS e EER	-	-	689.685	350.841
Material, insumos e serviços de terceiros	14.376	7.061	802.207	654.882
Gás natural e insumos para operações de gás	-	-	858.794	1.866.425
Custo de construção	-	-	1.576.030	1.631.433
Perda / Recuperação de valores ativos	299	-	106.719	43.592
Outros insumos	21.866	33.752	90.621	1.213.936
	36.541	**40.813**	**10.695.300**	**11.282.991**
(=) VALOR ADICIONADO BRUTO	**(36.541)**	**(40.813)**	**13.962.040**	**7.530.487**
(-) Depreciação e amortização	**6.608**	**755**	**676.472**	**629.943**
(=) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	**(43.149)**	**(41.568)**	**13.285.568**	**6.900.544**
(+) Valor adicionado transferido				
Receitas financeiras	245.347	202.208	987.340	701.978
Resultado de participações societárias	1.388.606	1.411.047	95.529	160.726
Outras receitas	-	-	88.010	96.808
	1.633.953	**1.613.255**	**1.170.879**	**959.512**
	1.590.804	**1.571.687**	**14.456.447**	**7.860.056**

(continua)

COPEL
Companhia Paranaense de Energia

PARANÁ
GOVERNO DO ESTADO

Demonstrações do Valor Adicionado

para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e de 2014 (continuação)

em milhares de reais

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO	Controladora				Consolidado			
							Reapresentado	
	31.12.2015	%	31.12.2014	%	31.12.2015	%	31.12.2014	%
Pessoal								
Remunerações e honorários	52.762		62.182		863.060		770.943	
Planos previdenciário e assistencial	8.485		10.881		273.421		220.511	
Auxílio alimentação e educação	4.096		5.560		112.347		100.136	
Encargos sociais - FGTS	3.648		4.596		60.234		54.705	
Indenizações trabalhistas	26		(547)		6.905		6.590	
Participação nos lucros e/ou resultados	2.925		3.352		78.462		92.928	
Apropriação no imobilizado e no intangível em curso	(38)		(3.051)		(56.955)		(28.838)	
	71.904	**4,5**	**82.973**	**5,3**	**1.337.474**	**9,3**	**1.216.975**	**15,5**
Governo								
Federal								
Tributos	51.784		78.585		2.360.025		1.561.297	
Encargos setoriais	-		-		3.773.807		530.296	
Estadual	1		1		4.563.326		2.489.906	
Municipal	72		-		9.428		5.787	
	51.857	**3,3**	**78.586**	**5,0**	**10.706.586**	**74,1**	**4.587.286**	**58,4**
Terceiros								
Juros	272.449		203.834		1.093.046		661.218	
Arrendamentos e aluguéis	1.856		344		35.264		29.896	
Doações, subvenções e contribuições	-		-		18.526		29.066	
	274.305	**17,2**	**204.178**	**13,0**	**1.146.836**	**7,9**	**720.180**	**9,1**
Acionistas								
Participações de acionistas não controladores	-		-		72.813		129.665	
Remuneração do capital próprio	198.000		30.000		198.000		30.000	
Dividendos	128.795		592.523		128.795		592.523	
Lucros retidos na empresa	865.943		583.427		865.943		583.427	
	1.192.738	**75,0**	**1.205.950**	**76,7**	**1.265.551**	**8,7**	**1.335.615**	**17,0**
	1.590.804	**100,0**	**1.571.687**	**100,0**	**14.456.447**	**100,0**	**7.860.056**	**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 2015 e de 2014
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 de economia mista por ações, de capital aberto, controlada pelo Estado do Paraná, e cujas ações são negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo, no Nível 1 de Governança Corporativa dos Segmentos Especiais de Listagem da (BM&FBOVESPA), na Bolsa de Valores de Nova Iorque (NYSE Euronext) e na Bolsa de Valores 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 e em empresas privadas e de economia mista, com o objetivo de desenvolver atividades, principalmente, nas áreas de energia, telecomunicações, gás natural e saneamento básico.

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 operações em conjunto (NE nº 18.7) e em coligadas (1.1.3).

1.1.1 Controladas

31.12.2015	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.	Curitiba/PR	Distribuição de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Telecomunicações S.A.	Curitiba/PR	Telecomunicações e comunicações	100,0	Copel
Copel Renováveis S.A. (Copel REN)	Curitiba/PR	Controle e gestão de pariticipações	100,0	Copel
Copel Comercialização S.A.(Copel COM) (a)	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) (b)	Curitiba/PR	Controle e gestão de pariticipações	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca I Energias Renováveis S.A. (b)	S. Miguel do Gostoso/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca II Energias Renováveis S.A. (b)	Parazinho/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca III Energias Renováveis S.A. (b)	Parazinho/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Eurus IV Energias Renováveis S.A. (b)	Touros/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Santa Maria Energias Renováveis S.A. (b)	Maracanaú/CE	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Santa Helena Energias Renováveis S.A. (b)	Maracanaú/CE	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Ventos de Santo Uriel S.A. (b)	João Câmara/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Cutia Empreendimentos Eólicos S.A. (Cutia) (b)	Curitiba/PR	Controle e gestão de pariticipações	100,0	Copel GeT
Copel Brisa Potiguar S.A. (c) (d)	Curitiba/PR	Controle e gestão de pariticipações	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. (c)	Goiânia/GO	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Bento do Norte II S.A. (c)	Goiânia/GO	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Bento do Norte III S.A. (c)	Goiânia/GO	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel I S.A. (c)	Goiânia/GO	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel II S.A. (c)	Goiânia/GO	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel III S.A. (c)	Goiânia/GO	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Guajiru S.A. (c)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Jangada S.A. (c)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Potiguar S.A. (c)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Cutia S.A. (c)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Maria Helena S.A. (c)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Esperança do Nordeste S.A.(c)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Paraíso dos Ventos do Nordeste S.A. (c)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia

(a) Em 03.02.2016, foi alterada a denominação de Copel Participações S.A para Copel Comercialização S.A. e o objeto social principal foi alterado de controle e gestão de participações para comercialização de energia e prestação de serviços correlatos.
(b) Em 12.11.2015, foi transferida por aumento de capital da Copel na Copel Geração e Transmissão.
(c) Fase pré-operacional.
(d) Constituída em 21.01.2015.

1.1.2 Empreendimentos controlados em conjunto

31.12.2015	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) (b)	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.(a)	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP SUL) S.A. (a)	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Paranaíba Transmissora de Energia S.A. (a)	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	24,5	Copel GeT
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. (a)	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	50,1	Copel GeT
Cantareira Transmissora de Energia S.A. (a)	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 COM

(a) Fase pré-operacional.
(b) Constituída em 02.07.2015.

1.1.3 Coligadas

31.12.2015	Sede	Atividade principal	Participação % Copel
Cia. de Saneamento do Paraná - Sanepar	Curitiba/PR	Saneamento básico	7,6252
Dona Francisca Energética S.A.	Agudo/RS	Energia elétrica	23,0303
Foz do Chopim Energética Ltda.	Curitiba/PR	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	Energia elétrica	30,0
Copel Amec S/C Ltda. - em liquidação	Curitiba/PR	Serviços	48,0
Escoelectric Ltda.	Curitiba/PR	Serviços	40,0
Sercomtel S.A. Telecomunicações (b)	Londrina/PR	Telecomunicações	45,0

(a) Fase pré-operacional.
(b) Investimento reduzido a zero desde 2013 por conta dos testes de recuperação de ativos.

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 Distribuição	Contrato de concessão nº 046/1999 (a)	100	07.07.2045
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 Foz do Chopim	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
Usina de Energia Eólica São João (b)	Portaria MME nº 173 /2012 - EOL São João	49	25.03.2047
Usina de Energia Eólica Carnaúba (b)	Portaria MME nº 204 /2012 - EOL Carnaúbas	49	08.04.2047
Usina de Energia Eólica Reduto (b)	Portaria MME nº 230 /2012 - EOL Reduto	49	15.04.2047
Usina de Energia Eólica Santo Cristo (b)	Portaria MME nº 233 /2012 - EOL Santo Cristo	49	17.04.2047
Dois Saltos	Autorização - Resolução n°5204/2015	30	22.04.2045
Paraná Gás	PART-T-300_R12 Nº 4861-.0000.99/2014-00 - ANP	30	15.05.2045

(a) Prorrogação da concessão através da assinatura, em 09.12.2015, do 5° Termo Aditivo do Contrato de Concessão n°046/1999.
(b) Subsidiárias integrais da Voltalia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.

2.2 Contratos de Concessão/Autorização da Copel Geração e Transmissão e das suas participações societárias:

Copel Geração e Transmissão		Participação %	Vencimento
Contrato de Concessão nº 045/1999			
UTE Figueira		100	26.03.2019
UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia)		100	23.05.2023
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 - UEE Palmas		100	28.09.2029
Despacho n°182/2002 - PCH Melissa, PCH Pitangui e PCH Saldo do Vau (a)		100	-
Contrato de Concessão de geração nº 001/2007 - UHE Mauá		51	02.07.2042
Contrato de Concessão nº 001/2011 - UHE Colíder (b)		100	16.01.2046
Autorização - Portaria nº 133/2011 - PCH Cavernoso II		100	27.02.2046
Contrato de Uso de Bem Público nº 002/2012 - UHE Baixo Iguaçu (c)		30	19.08.2047
Contrato de Uso de Bem Público nº 007/2013			
UHE Apucaraninha (d)		100	12.10.2025
UHE Chaminé (d)		100	16.08.2026
UHE Derivação do Rio Jordão (d)		100	15.11.2029
UHE Cavernoso (d)		100	07.01.2031
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 - UHE Chopim I (a)		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 (b)	100	10.05.2050
Paraíso dos Ventos do Nordeste	Portaria MME nº 182/2015 - EOL Paraíso dos Ventos do Nordeste (b)	100	10.05.2050
Usina de Energia Eólica Jangada	REA nº 3.257/2011 - EOL GE Jangada (b)	100	04.01.2042
Maria Helena	REA nº 3.259/2011 - EOL GE Maria Helena (b)	100	04.01.2042
Usina de Energia Eólica Potiguar	Portaria MME nº 179/2015 - EOL Potiguar (b)	100	10.05.2050
Usina de Energia Eólica Guajiru	REA nº 3.256/2011 - EOL Dreen Guajiru (b)	100	04.01.2042
Usina de Energia Eólica Cutia	REA nº 3.258/2011 - EOL Dreen Cutia (b)	100	04.01.2042
São Bento do Norte I	Portaria n°349/2015 - EOL São Bento do Norte I (e)	100	03.08.2050
São Bento do Norte II	Portaria n°348/2015 - EOL São Bento do Norte II (e)	100	03.08.2050
São Bento do Norte III	Portaria n°347/2015 - EOL São Bento do Norte III (e)	100	03.08.2050
São Miguel I	Portaria n°352/2015 - EOL São Miguel I (e)	100	03.08.2050
São Miguel II	Portaria n°351/2015 - EOL São Miguel II (e)	100	03.08.2050
São Miguel III	Portaria n°350/2015 - EOL São Miguel III (e)	100	03.08.2050

(a) Apenas registro na Aneel.
(b) Empreendimento em construção.
(c) Em 10.10.2014 foi assinado o 1º aditivo ao Contrato de Concessão MME nº 002/2012 formalizando a transferência de 30% da Concessão da UHE Baixo Iguaçu para a Copel Geração e Transmissão.
(d) Usinas que passaram por mudança no regime de exploração de Serviço Público para Produtor Independente.
(e) Inicio da construção em 2016.

Copel Geração e Transmissão		Participação %	Vencimento
Contratos de Concessões de Linhas de Transmissão - LT e Subestações - SE:			
Contrato nº 060/2001 - Instalações de transmissão - diversos empreendimentos (a)		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 (b)		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 (b); SE 230/88 kV Paraguaçu Paulista II (b)		100	24.02.2043
Contrato nº 005/2014 - LT - Bateias - Curitiba Norte (b); SE 230/20138 kV Curitiba Norte (b)		100	28.01.2044
Contrato nº 021/2014 - LT Foz do Chopim - Realeza (b); - SE Realeza 230/20138 kV - Pátio novo em 230 kV (b)		100	04.09.2044
Contrato nº 022/2014 - LT Assis - Londrina (b)		100	04.09.2044
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; 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	20	09.05.2042
Caiuá Transmissora	Contrato nº 007/2012 - LT Umuarama - Guaíra; LT 230 kV Cascavel Oeste - Cascavel Norte; SE Santa Quitéria 230/69-13,8 Kv; SE Cascavel Norte 230/20138-13,8 kV	49	09.05.2042
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 (b); LT 500 kV Paranaíta - Claúdia (b); SE Claúdia 500 kV (b); LT 500 kV Claúdia - Paranatinga (b); SE Paranatinga 500 kV (b); LT 500 kV Paranatinga - Ribeirãozinho (b)	49	09.05.2042
Guaraciaba Transmissora	Contrato nº 013/2012 - LT Ribeirãozinho - Marimbondo II (b); LT 500 kV Ribeirãozinho - Rio Verde Norte (b); LT 500 Rio Verde Norte - Marimbondo II (b); Seccionamento das LTs 500 kV Marimbondo - Araraquara, na SE Marimbondo II (b); SE Marimbondo II 500 kV (b)	49	09.05.2042
Paranaíba Transmissora	Contrato nº 007/2013 - LT - T 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas (b); LT 500 kV Rio Das Éguas - Luziânia (b); LT 500 kV Luziânia - Pirapora 2 (b)	24,5	01.05.2043
Mata de Santa Genebra	Contrato nº 001/2014 - LT - Itatiba - Bateias (b); LT 500 kV Itatiba - Bateias (b); LT 500 kV Araraquara 2 - Itatiba (b); LT 500 kV Araraquara 2 - Fernão Dias (b); SE Santa Bárbara do D'Oeste 440 kV (b); SE Itatiba 500 kV (b); SE 500/440 kV Fernão Dias (b)	50,1	13.05.2044
Cantareira Transmissora	Contrato nº 019/2014 - LT - Estreito - Fernão Dias (b)	49	04.09.2044

(a) Concessão prorrogada através do 3°Termo Aditi vo do Contrato de Concessão 060/2001.
(b) Empreendimento em construção.

3 Base de Preparação

3.1 Declaração 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 (BR GAAP), 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 considera que somente as informações relevantes utilizadas na sua gestão estão sendo evidenciadas nas demonstrações financeiras.

A emissão das demonstrações financeiras individuais e consolidadas foi autorizada pela Diretoria em 15.03.2016.

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 preparadas com base no custo histórico com exceção dos seguintes itens materiais reconhecidos nos balanços patrimoniais:

- os instrumentos financeiros não-derivativos designados pelo valor justo por meio do resultado, são mensurados pelo valor justo;
- os ativos financeiros disponíveis para venda são mensurados pelo valor justo;
- os investimentos em controladas (nas demonstrações financeiras individuais da Controladora), em empreendimentos controlados em conjunto e em coligadas são avaliados pelo método de equivalência patrimonial; e
- O valor do passivo assistencial líquido é reconhecido pelo valor presente da obrigação atuarial, calculada por atuário contratado, deduzido o valor justo dos ativos do plano.

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 estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

- NE nº 4.2 - Base de consolidação;
- NE nº 4.3.10 - Contas a receber vinculadas à concessão;
- NE nº 4.3.11 - Contas a receber vinculadas à indenização da concessão;
- NE nº 4.7 - Intangível;
- NEs nºs 4.8 e 18.9 - Redução ao valor recuperável de ativos; e
- NE nº 4.16 - Arrendamentos.

3.4.2 Incertezas sobre premissas e estimativas

As informações sobre as incertezas relacionadas a premissas e estimativas que possuem um risco significativo de resultar em um ajuste material no próximo exercício financeiro estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

- NEs n^{os} 4.3 e 35 - Instrumentos financeiros;
- NE nº 7 - Clientes;
- NEs n^{os} 4.3.9 e 9 - Ativos e passivos financeiros setoriais;
- NE n^{o} 4.5.1 - Imposto de renda e contribuição social diferidos;
- NEs n^{os} 4.6 e 18 - Imobilizado;
- NE n^{o} 4.7 - Intangível;
- NEs n^{os} 4.8 e 18.9 - Redução ao valor recuperável de ativos;
- NEs n^{os} 4.9 e 24 - Benefícios pós-emprego; e
- NEs n^{os} 4.11 e 29 - Provisões.

4 Principais Políticas Contábeis

4.1 Reapresentação de saldos comparativos

A Administração da Companhia, procedeu a revisão de política contábil com o objetivo de melhor apresentação do seu desempenho operacional e financeiro. Desta forma, com base nas orientações emanadas pelo CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, reclassificou os gastos com a Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos e com a variação cambial sobre a compra de energia de Itaipu, buscando o alinhamento com a prática contábil definida pela Aneel.

Para melhor comparabilidade, os saldos de 31.12.2014 da Demonstração de Resultado foram reapresentados. Essas reclassificações não tiveram impactos no lucro líquido da Companhia.

			Consolidado
31.12.2014	**Apresentado**	**Reclassificação**	**Reapresentado**
Demonstração de Resultado			
Lucro Operacional Bruto (a) (b)	2.753.440	(123.685)	2.629.755
Custos Operacionais (a) (b)	(11.165.077)	(123.685)	(11.288.762)
Outras Receitas (Despesas) Operacionais (a)	(1.043.526)	140.810	(902.716)
Outras despesas operacionais, líquidas (a)	(530.378)	140.810	(389.568)
Resultado Financeiro (b)	147.717	(17.125)	130.592
Receitas financeiras (b)	694.523	7.455	701.978
Despesas financeiras (b)	(546.806)	(24.580)	(571.386)
Demonstração do Valor Adicionado (b)			
(-) Insumos adquiridos de terceiros	11.300.116	(17.125)	11.282.991
Energia elétrica comprada para revenda	5.539.007	(17.125)	5.521.882
(+) Valor adicionado transferido	952.057	7.455	959.512
Receitas financeiras	694.523	7.455	701.978
Valor adicionado a distribuir	7.835.476	24.580	7.860.056
Terceiros	695.600	24.580	720.180
Juros	636.638	24.580	661.218
Distribuição do valor adicionado	7.835.476	24.580	7.860.056

(a) A Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos, no valor de R$ 140.810, foi reclassificada de Outras receitas (despesas), líquidas para Custos Operacionais.

(b) A variação cambial sobre compra de energia de Itaipu, no valor líquido de R$ 17.125, foi reclassificada de Custos Operacionais para Receitas Financeiras e Despesas Financeiras.

4.2 Base de consolidação

4.2.1 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.

4.2.2 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.

4.2.3 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.

4.2.4 Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas

Os empreendimentos controlados em conjuntos 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.

4.2.5 Operações em conjunto

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 (consórcios) são contabilizadas na empresa que possui a participação, na proporção de quota-parte de ativos, passivos e resultado.

4.3 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

4.3.1 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.

4.3.2 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.

4.3.3 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.

4.3.4 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

4.3.5 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.

4.3.6 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.

4.3.7 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.

4.3.8 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”.

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”.

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.

Ativos e passivos financeiros setoriais e vinculados à concessão

4.3.9 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” (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, o CPC aprovou a Orientação Técnica OCPC 08 de 09.12.2014, tornando obrigatório 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 13, 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 dos aditivos dos contratos de concessão, ocorrida em 10.12.2014. Portanto, o seu reconhecimento inicial foi registrado como um componente da receita líquida.

4.3.10 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, adições subsequentes à prorrogação 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 reembolsar a Copel Distribuição pelos investimentos efetuados em infraestrutura e que não foram recuperados, por meio da tarifa, até o vencimento da concessão, 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 atrelados 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, 2 º, 3º e 4º Ciclos de Revisão Tarifária foram realizados a cada quatro anos e, a partir do 5º Ciclo, que se inicia 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”.

4.3.11 Contas a receber vinculadas à indenização da concessão

Concessão de transmissão - Contrato 060/2001

Refere-se a valores a receber previstos na Medida Provisória 579/2012 - MP nº 579, convertida na Lei nº12.783/2013, em virtude da opção da Copel Geração e Transmissão pela prorrogação do referido contrato de concessão por mais 30 anos a partir de 31.12.2012.

Para os ativos denominados Rede Básica Novas Instalações - RBNI, que entraram em operação após maio de 2000, o recebimento da indenização foi parcelado em 31 prestações mensais com vencimento a partir de janeiro de 2013, calculadas pelo Sistema de Amortização Constante - SAC, atualizadas pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA e remunerada pelo WACC de 5,59% real ao ano.

Para os ativos da Rede Básica do Sistema Existente - RBSE existentes em 31.05.2000 e com valor residual na data da prorrogação, o artigo 1º da resolução normativa Aneel nº 589/2013 definiu a metodologia a ser aplicada na mensuração do valor da indenização. Esta resolução limitou-se apenas a reconhecer o direito das concessionárias à indenização, definindo a forma da sua valoração.

Contratos de geração

Referem-se a valores a receber dos empreendimentos de geração de energia elétrica com contratos de concessão vencidos e não prorrogados, conforme dispõe a Lei nº 12.783/2013.

Os critérios e procedimentos que definem o valor indenizável para investimentos vinculados a bens reversíveis ainda não amortizados ou não depreciados, relativos a empreendimentos de geração, estão previstos na Resolução Normativa Aneel nº 596/2013.

A Administração entende ter direito contratual assegurado no que diz respeito à indenização dos bens vinculados ao final das concessões de serviço público. Para o cálculo de recuperação, considerará o valor novo de reposição - VNR, a depreciação e a amortização acumuladas a partir da data de entrada em operação da instalação até o vencimento da concessão.

4.3.12 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.

4.4 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.

4.5 Tributos

4.5.1 Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos

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.

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.

4.5.2 Outros tributos

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.

As receitas de ativos financeiros setoriais reconhecidas na demonstração do resultado conforme OCPC 08, consistente com o procedimento adotado em exercícios anteriores, são tributadas no momento de seu faturamento ao consumidor final.

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.

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.

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. Os métodos de depreciação, as vidas úteis e os valores residuais são revistos a cada data de balanço e ajustados, caso seja apropriado.

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 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 e o OCPC 05 - Contratos de Concessão.

É reconhecido pelo custo de aquisição, incluído 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.

4.7.3 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.

4.7.4 Ativos intangíveis adquiridos separadamente

Ativos intangíveis com vida útil definida, adquiridos separadamente, são registrados ao custo, deduzido da amortização e das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas. 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.

4.7.5 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 perdas não recuperáveis ou, ainda, sempre que eventos ou alterações significativas nas circunstâncias indiquem que o valor contábil pode não ser recuperável. 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. Também é reconhecido no resultado do exercício corrente a reversão de perda de exercícios anteriores.

4.9 Benefícios pós-emprego

A Companhia e suas controladas patrocinam planos de benefícios a empregados. 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.

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.

Os ativos do plano de benefícios são avaliados pelos valores de mercado (marcação a mercado).

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.

4.10 Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Programa de Eficiência Energética - PEE

Conforme a Lei nº 9.991/2000, as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de geração e transmissão de energia elétrica estão obrigadas a destinar anualmente o percentual de 1% de sua receita operacional líquida 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.

4.11 Provisões

Uma provisão deve ser reconhecida quando: 1) a Companhia tem uma obrigação presente (legal ou não formalizada) como resultado de um evento passado, 2) 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 3) 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.

Quando alguns ou todos os benefícios econômicos requeridos para a liquidação de uma provisão são esperados que sejam recuperados de um terceiro, um ativo é reconhecido se, e somente se, o reembolso for virtualmente certo e o valor puder ser mensurado de forma confiável.

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 ou intangível em curso. 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 registrados diretamente no resultado do exercício.

4.12 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.

4.12.1 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.

4.12.2 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.

4.13 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 Distribuição 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 2015 e de 2014 é de 1,65%, e deriva de metodologia de cálculo que considera o risco do negócio.

4.14 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.

4.15 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.

4.16 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.

4.17 Novas normas, alterações e interpretações que ainda não estão em vigor

Uma série de novas normas, alterações e interpretações serão efetivas para exercícios iniciados após 1º.01.2016 e não foram adotadas na preparação destas demonstrações financeiras.

Aquelas que podem ser relevantes para a Companhia e suas controladas estão mencionadas a seguir. A Companhia e suas controladas não planejam adotar estas normas de forma antecipada.

4.17.1 IFRS 9 - Instrumentos financeiros

Inclui orientação revista sobre a classificação e mensuração de instrumentos financeiros, incluindo um novo modelo de perda esperada de crédito para o cálculo da redução ao valor recuperável de ativos financeiros e novos requisitos sobre a contabilização de hedge. A norma mantém as orientações existentes sobre o reconhecimento e desreconhecimento de instrumentos financeiros da IAS 39.

A IFRS 9 é efetiva para exercícios iniciados em ou após 1º.01.2018, com adoção antecipada permitida.

4.17.2 IFRS 15 - Receita de contratos com clientes

Exige que uma entidade reconheça o montante da receita refletindo a contraprestação que elas esperam receber em troca do controle desses bens ou serviços. A nova norma vai substituir a maior parte da orientação detalhada sobre o reconhecimento da receita que existe atualmente em IFRS quando a nova norma for adotada. A nova norma é aplicável a partir de ou após 1º.01.2017, com adoção antecipada permitida pela IFRS. A norma poderá ser adotada de forma retrospectiva, utilizando uma abordagem de efeitos cumulativos. A Companhia e suas controladas estão avaliando os efeitos que a IFRS 15 vai ter nas demonstrações financeiras e nas suas divulgações e ainda não escolheram o método de transição para a nova norma nem determinaram os efeitos da nova norma nos relatórios financeiros atuais.

5 Caixa e Equivalentes de Caixa

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	**31.12.2014**	**31.12.2015**	**31.12.2014**
Caixa e bancos conta movimento	126	1.485	167.724	152.373
Aplicações financeiras de liquidez imediata	25.527	33.377	1.313.003	587.758
	25.653	**34.862**	**1.480.727**	**740.131**

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, em média, à taxa da variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

6 Títulos e Valores Mobiliários

	Nível		Consolidado	
Categoria	**NE 35.1**	**Indexador**	**31.12.2015**	**31.12.2014**
Títulos disponíveis para venda				
Operação Compromissada	2	Pré-Fixada	48.085	93.558
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	2	CDI	45.996	36.718
Cotas de fundos de investimentos	2	CDI	64.368	-
Letras Financeiras do Tesouro - LFT	1	Selic	2.623	87.979
Cotas de fundos de investimentos	1	CDI	105	99
Letras do Tesouro Nacional - LTN	1	Pré-Fixada	-	17.153
LF Caixa	2	CDI	-	12.450
Notas do Tesouro Nacional - Série F - NTN-F	1	CDI	-	2.001
			161.177	**249.958**
Títulos para negociação				
Fundo Multimercado	2	CDI	111.760	43.021
Cotas de fundos de investimentos	2	CDI	100.282	164.281
Operação Compromissada	2	Pré-Fixada	88.594	10.320
Letras Financeiras	2	CDI	26.025	32.041
Depósito a Prazo com Garantia Especial do FGC - DPGE	2	CDI	4.515	14.224
LTN	1	Selic	2.563	52.798
Crédito Imobiliário	2	CDI	2.316	-
Debêntures	2	CDI	157	2.961
Tesouraria	1	-	2	6
CDB	2	CDI	-	1.128
Certificado de Recebimentos Imobiliários - CRI	2	IGPDI	-	12.230
Loan - Operação de Crédito (Mútuo)	2	IPCA	-	8.357
			336.214	**341.367**
			497.391	**591.325**
		Circulante	**406.274**	**459.115**
		Não circulante	**91.117**	**132.210**

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 31.12.2015	Saldo 31.12.2014
Consumidores					
Residencial	308.886	200.842	84.075	593.803	343.911
Industrial	276.540	69.384	40.853	386.777	220.569
Comercial	266.931	66.971	43.408	377.310	202.640
Rural	55.617	21.385	4.770	81.772	39.982
Poder público	41.821	12.959	12.139	66.919	56.507
Iluminação pública	40.117	363	119	40.599	20.820
Serviço público	38.748	3.149	1.088	42.985	21.947
Receita de fornecimento não faturada	648.455	-	-	648.455	402.465
Parcelamento de débitos (7.1)	87.900	11.608	31.081	130.589	147.865
Subsídio baixa renda - Eletrobras	12.351	-	-	12.351	13.368
Outros créditos	70.420	36.200	34.861	141.481	105.775
	1.847.786	**422.861**	**252.394**	**2.523.041**	**1.575.849**
Concessionárias e permissionárias					
Suprimento de energia elétrica					
Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR	128.628	12.485	6.696	147.809	95.274
Contratos bilaterais	88.119	4.359	2.483	94.961	98.449
CCEE (7.2)	91.427	161.536	181.560	434.523	494.900
Receita de suprimento não faturada	49.431	-	-	49.431	12.309
Regime de cotas e Ressarcimento de geradores	2.393	422	1.343	4.158	1.260
	359.998	**178.802**	**192.082**	**730.882**	**702.192**
Encargos de uso da rede elétrica	**73.860**	**3.917**	**5.394**	**83.171**	**35.673**
Telecomunicações	**8.932**	**11.560**	**29.274**	**49.766**	**51.934**
Distribuição de gás	**55.032**	**3.926**	**1.757**	**60.715**	**48.385**
PCLD (7.3)	**-**	**-**	**(339.686)**	**(339.686)**	**(159.521)**
	2.345.608	**621.066**	**141.215**	**3.107.889**	**2.254.512**
Circulante				**3.032.827**	**2.178.816**
Não circulante				**75.062**	**75.696**

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.

7.2 CCEE

Do saldo apresentado, o valor de R$ 186.707 refere-se à UEG Araucária e o valor de R$ 201.981 refere-se à Copel Geração e Transmissão, dos quais R$ 181.560 são decorrentes da venda de energia a ser reprocessada pela CCEE do período de janeiro a maio em decorrência do pedido, junto a Aneel, pela exclusão de responsabilidade na entrega de energia para cumprir com os contratos de comercialização da Usina Hidrelétrica de Colíder (NE nº 18.6). O saldo remanescente, no montante de R$ 85.862, foi recebido em 12.02.2016 e 08.03.2016.

7.3 Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A PCLD 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 PCLD dos consumidores é constituída considerando os parâmetros recomendados pela Aneel, com base 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.01.2014	Adições / (reversões)	Perdas	Saldo em 31.12.2014	Adições	Perdas	Saldo em 31.12.2015
Consumidores							
Residencial	46.177	25.323	(11.982)	59.518	64.976	(20.327)	104.167
Industrial	32.670	14.752	(11.465)	35.957	11.265	(5.046)	42.176
Comercial	26.762	18.400	(5.327)	39.835	14.242	(5.692)	48.385
Rural	6.407	(4.798)	(336)	1.273	1.382	(828)	1.827
Poder público	13.043	(3.888)	-	9.155	1.496	-	10.651
Iluminação pública	81	-	-	81	-	-	81
Serviço público	183	71	6	260	347	-	607
	125.323	**49.860**	**(29.104)**	**146.079**	**93.708**	**(31.893)**	**207.894**
Concessionárias e permissionárias							
CCEE (7.3.1)	-	-	-	-	119.665	-	119.665
Concessionárias e permissionárias	8.877	927	(715)	9.089	1.052	-	10.141
	8.877	**927**	**(715)**	**9.089**	**120.717**	**-**	**129.806**
Telecomunicações	**3.254**	**1.023**	**(1.234)**	**3.043**	**987**	**(3.839)**	**191**
Distribuição de gás	**1.077**	**251**	**(18)**	**1.310**	**549**	**(64)**	**1.795**
	138.531	**52.061**	**(31.071)**	**159.521**	**215.961**	**(35.796)**	**339.686**

7.3.1 CCEE

Em 2015, foi constituída PCLD 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 aguarda a definição por parte da Aneel quanto ao pleito de revisão do cronograma de início da operação comercial desta usina para a possível reversão desta provisão.

8 Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná

Por meio do quarto termo aditivo, assinado em 21.01.2005, foi renegociado, com o Governo do 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.

O Governo do Estado do Paraná vem cumprindo o pagamento das parcelas renegociadas, conforme estabelecido no quarto termo aditivo. As amortizações são garantidas com recursos oriundos de dividendos.

8.1 Mutação do CRC

Controladora e consolidado	Ativo circulante	Ativo não circulante	Total
Em 1º.01.2014	**85.448**	**1.295.106**	**1.380.554**
Juros	86.630	-	86.630
Variação monetária	1.418	47.584	49.002
Transferências	93.161	(93.161)	-
Recebimentos	(172.078)	-	(172.078)
Em 31.12.2014	**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**

8.2 Vencimento das parcelas de longo prazo

Controladora e consolidado	31.12.2015
2017	119.089
2018	127.009
2019	135.456
2020	144.464
2021	154.072
Após 2021	591.489
	1.271.579

9 Ativos Financeiros Setoriais Líquidos

A Copel Distribuição aplicou a OCPC 08 a partir do exercício findo em 31.12.2014, com a assinatura do 4º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão assinado em 10.12.2014, registrando um ativo financeiro setorial em contrapartida à receita operacional líquida.

Os Ativos Financeiros Setoriais Líquidos se referem à Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela A (CVA) e outros componentes financeiros, que correspondem aos custos não gerenciáveis incorridos no ciclo tarifário, sem a devida cobertura tarifária. Os saldos destas contas representam as variações positivas e negativas entre os valores previstos e realizados, sendo corrigidos por índice determinado pela Aneel e repassados no próximo reajuste tarifário.

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

Consolidado	Ativo circulante		Ativo não circulante	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2014				
Parcela A				
Conta de Consumo de Combustíveis - CCC	-	4.254	-	-
Encargos de uso do sistema de transmissão - Rede básica	-	14.304	-	-
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	-	2.469	-	-
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	-	(81.703)	-	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	1.160	-	-
Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia - Proinfa	-	4.604	-	-
Energia elétrica comprada para revenda - CVA Energ	-	162.114	-	-
Transporte de energia comprada de Itaipu	-	165	-	-
Outros componentes financeiros				
Sobrecontratação	-	79.201	-	-
Eletronuclear	-	1.554	-	-
Neutralidade	-	(10.670)	-	-
	-	**177.452**	**-**	**-**
Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2015				
Parcela A				
Rede básica	69.781	41.274	-	41.274
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	-	(55.585)	-	(55.585)
ESS	(200.644)	(144.531)	-	(144.531)
CDE	171.008	7.866	-	7.866
Proinfa	(1.185)	-	-	-
CVA Energ	365.276	220.680	-	220.680
Transporte de energia comprada de Itaipu	2.859	946	-	946
Outros componentes financeiros				
Diferimento IRT 2013	143.624	140.337	-	140.337
Diferimento IRT 2014	324.003	159.364	-	159.364
Revisão tarifária extraordinária	(179.763)	-	-	-
Sobrecontratação	78.778	66.668	-	-
Neutralidade	(7.888)	(5.173)	-	-
Exposição financeira	9.922	-	-	-
Garantias	84	-	-	61.495
	775.855	**431.846**	**-**	**431.846**
Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2016				
Parcela A				
Rede básica	3.615	-	3.615	-
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	349.704	-	349.704	-
ESS	(69.255)	-	(69.255)	-
CDE	231.052	-	231.052	-
Proinfa	(40)	-	(40)	-
CVA Energ	(190.070)	-	(190.071)	-
Transporte de energia comprada de Itaipu	2.432	-	2.432	-
Outros componentes financeiros				
Sobrecontratação	20.999	-	20.999	-
Revisão tarifária extraordinária	(264.423)	-	(264.423)	-
Neutralidade	36.266	-	36.266	-
Abrace	10.228	-	10.228	
Exposição financeira	4.396	-	4.396	-
	134.904	**-**	**134.903**	**-**
	910.759	**609.298**	**134.903**	**431.846**

9.2 Mutação dos ativos financeiros setoriais líquidos

	Saldo em 31.12.2014	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	(370.765)	30.779	300.650	(44.439)	-	(255.379)	(339.154)
CDE (9.2.2)	16.892	756.556	(184.185)	43.849	-	-	633.112
Proinfa	4.604	(2.350)	(3.601)	82	-	-	(1.265)
CVA Energ (9.2.3)	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	212.537	206.796	(157.979)	34.824	(38.704)	(136.698)	120.776
Diferimento reposição tarifária (9.2.4)	599.402	311.212	(467.628)	24.641	-	-	467.627
Revisão tarifária extraordinária	-	(842.087)	179.763	(46.285)	-	-	(708.609)
Neutralidade (9.2.5)	(21.016)	63.603	18.559	3.498	-	-	64.644
Abrace (9.2.6)	-	19.808	-	648	-	-	20.456
Exposição financeira	-	25.174	(9.922)	3.462	-	-	18.714
Garantias	-	160	(84)	8	-	-	84
Eletronuclear	1.554	-	(1.554)	-	-	-	-
	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**

	Reconhecimento inicial em 10.12.2014	Receita Operacional		Resultado financeiro	Saldo em 31.12.2014
		Constituição	Amortização	Atualização	
Parcela A					
CCC	4.757	-	(503)	-	4.254
Rede básica	89.226	8.932	(1.692)	386	96.852
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	(94.232)	(13.789)	(292)	(388)	(108.701)
ESS	(370.572)	(8.182)	9.663	(1.674)	(370.765)
CDE (9.2.2)	16.304	635	(137)	90	16.892
Proinfa	5.148	-	(544)	-	4.604
CVA Energ (9.2.3)	601.099	18.976	(19.175)	2.574	603.474
Transporte de energia comprada de Itaipu	1.867	201	(20)	9	2.057
Outros componentes financeiros					
Sobrecontratação	213.791	7.345	(9.368)	769	212.537
Diferimento reposição tarifária (9.2.4)	556.947	36.810	-	5.645	599.402
Neutralidade (9.2.5)	(21.134)	(1.012)	1.263	(133)	(21.016)
Eletronuclear	1.738	-	(184)	-	1.554
	1.004.939	**49.916**	**(20.989)**	**7.278**	**1.041.144**
Circulante					**609.298**
Não Circulante					**431.846**

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. A Companhia reconheceu em 31.12.2015 o montante de R$ 699.408 como variação de custo de aquisição de energia elétrica, em razão do reajuste do preço da energia de Itaipu e da variação cambial.

9.2.2 Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

O saldo constituído de CDE em 2015 representa a diferença das quotas de pagamento mensal, homologadas pela Aneel (NE nº 31.6), superiores à quota regulatória prevista na tarifa de energia.

9.2.3 Energia elétrica comprada para revenda - CVA Energ

A conta de CVA Energia foi compensada pelos recursos recebidos das Bandeiras Tarifárias ao longo de 2015, e recursos da Conta Ambiente de Contratação Regulada - Conta-ACR relativos à competência de novembro e dezembro de 2014, repassados em março de 2015, de acordo com o Despacho Aneel nº 733, de 27.03.2015.

Na apuração da Conta Bandeiras de julho e agosto de 2015, foi verificado saldo positivo suficiente para cobrir todos os custos remanescentes dos meses anteriores das distribuidoras, gerando assim um superávit da conta.

Em 1º.12.2015, foi aprovada pela Aneel a Resolução Normativa nº 689, alterada pela 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.

9.2.4 Diferimento reposição tarifária

Os diferimentos parciais dos componentes financeiros se referem aos reajustes tarifários de 2013 e de 2014, conforme Resoluções Homologatórias nº 1.541/2013, e nº 1.740/2014, respectivamente. Em 31.12.2015, o montante atualizado do diferimento de 2013 é de R$ 143.624 e o do diferimento de 2014 é de R$ 324.003, totalizando R$ 467.627, a serem amortizados em 2016.

9.2.5 Neutralidade

A Neutralidade da Parcela A corresponde a estimativa da parcela recuperável dos encargos setoriais não recebidos pela tarifa vigente (receita faturada), face a retração do consumo verificado no período. A Companhia reconheceu em 2015 o montante de R$ 64.644 relativo à neutralidade da Parcela A.

9.2.6 Abrace

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 será rateada entre os demais consumidores no próximo ciclo tarifário.

10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão

10.1 Mutação das contas a receber vinculadas à concessão

		Ativo não circulante		
Saldos	Ativo circulante	Ativo	Obrigações especiais	Consolidado
Em 1º.01.2014	**4.396**	**5.652.860**	**(2.168.592)**	**3.488.664**
Capitalizações do intangível em curso (NE nº 19.1)	-	785.325	(119.829)	665.496
Transferências entre circulante e não circulante	38.741	(38.741)	-	-
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(35.707)	-	-	(35.707)
Transferências para o imobilizado	-	(11.073)	-	(11.073)
Variação monetária	-	148.864	(71.875)	76.989
Remuneração	-	59.367	(585)	58.782
Receita de construção	-	206.150	-	206.150
Baixas	-	(40.050)	16.166	(23.884)
Em 31.12.2014	**7.430**	**6.762.702**	**(2.344.715)**	**4.425.417**
Capitalizações do intangível em curso (NE nº 19.1)	-	618.470	(95.689)	522.781
Transferências para o intangível - prorrogação da concessão de distribuição (NE nº 19.1)	-	(6.635.901)	2.579.546	(4.056.355)
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
Variação monetária	-	418.752	(201.039)	217.713
Remuneração	-	110.893	-	110.893
Receita de construção	-	232.567	-	232.567
Baixas	-	(26.944)	(13.813)	(40.757)
Em 31.12.2015	**9.162**	**1.434.161**	**(75.710)**	**1.367.613**

10.2 Contrato de concessão de distribuição

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, de 02.06.2015.

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 Distribuição nos primeiros cinco anos da renovação:

		Qualidade (limite estabelecido) (a)	
Ano	**Gestão Econômico-Financeira**	**DECi (b)**	**FECi (b)**
2016		13,61	9,24
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 (doze) meses da aferição de sustentabilidade econômico-financeira.

(d) Selic: limitada a 12,87% a.a.

Em razão da prorrogação da vigência do contrato de concessão, o valor de R$ 4.056.355 foi reclassificado do Contas a Receber Vinculadas à Concessão para o Ativo Intangível, tendo em vista que se refere à parcela do investimento que será recuperado pelo recebimento de tarifa durante o prazo da concessão, em razão do consumo de energia efetuado pelos consumidores do serviço público de energia elétrica.

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.

10.3 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 - Linha de transmissão Araraquara 2 - Taubaté	311.153
Contrato nº 002/2013 - LT 230 kV - Assis - Paraguaçu Paulista	49.098
Contrato nº 005/2014 - LT 230 kV Bateias - Curitiba Norte e SE 230 kV Curitiba Norte	47.862
Contrato nº 021/2014 - LT 230 kV Foz do Chopim Realeza Sul e SE 230 kV Realeza Sul	39.118
Contrato nº 022/2014 - LT 500 kV Londrina - Assis	28.554

11 Contas a Receber Vinculadas à Indenização da Concessão

A Copel Geração e Transmissão recebeu o montante pactuado com o Poder Concedente pela prorrogação do contrato de concessão de transmissão nº 060/2001, exclusivamente da parte referente a indenização dos ativos que entraram em operação após maio de 2000, denominados de Rede Básica Novas Instalações - RBNI.

Dos valores a receber da parte da indenização dos ativos de transmissão de energia elétrica da Rede Básica Sistema Existente - RBSE e das instalações de conexão e Demais Instalações de Transmissão - RPC, também referentes ao contrato de concessão n° 060/2001, a Copel Geração e Transmissão protocolou, em 31.03.2015 junto a Aneel, o laudo de avaliação desses ativos. Em junho de 2015, recebeu a fiscalização da Aneel para validação das informações com consequente aferição do valor indenizável, podendo incorrer em ajustes na base de indenização.

O laudo da Copel Geração e Transmissão, elaborado em conformidade com a Resolução Normativa Aneel nº 589/2013, totaliza R$ 882.300, equivalentes aos investimentos pelo Valor Novo de Reposição - VNR, ajustado pela depreciação acumulada até 31.12.2012. A Copel Geração e Transmissão aguarda a conclusão dos trabalhos da Aneel.

Em relação aos ativos de geração e em decorrência do vencimento das concessões da UHE Rio dos Patos, UHE GPS e UHE Mourão I, a Copel Geração e Transmissão depreciou as usinas até a data de vencimento das concessões e a reclassificou pelo valor residual contábil do Ativo Imobilizado, no valor de R$ 59.339, para Contas a Receber Vinculadas à Indenização da Concessão. Este valor será confrontado com o valor da indenização a ser definida pelo Poder Concedente.

A Copel Geração e Transmissão 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, conforme prazo definido pela Resolução Normativa nº 615/2014, ocorreu em 17.12.2015.

A Administração da Copel Geração e Transmissão avaliou estes ativos, utilizando a metodologia do valor novo de reposição, conforme definido nas Resoluções Normativas Aneel n^{os} 596 e 589/2013 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 a indenização destes ativos indica a recuperabilidade dos saldos registrados em 31.12.2015.

11.1 Mutação das contas a receber vinculadas à indenização da concessão

Saldos	Ativo circulante	Ativo não circulante	Consolidado
Em 1º.01.2014	**352.161**	**365.645**	**717.806**
Transferências do não circulante para o circulante	205.428	(205.428)	-
Remuneração	50.271	-	50.271
Recebimentos	(306.814)	-	(306.814)
Em 31.12.2014	**301.046**	**160.217**	**461.263**
Transferências do imobilizado - indenização de concessões de geração (NE nº 18.3)	-	59.339	59.339
Remuneração	20.363	-	20.363
Recebimentos	(321.409)	-	(321.409)
Em 31.12.2015	**-**	**219.556**	**219.556**

12 Outros Créditos

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	**31.12.2014**	**31.12.2015**	**31.12.2014**
Serviços em curso (a)	11.013	10.795	128.336	96.107
Repasse CDE (12.1)	-	-	119.010	210.808
Adiantamento a fornecedores (b)	5	-	95.765	95.311
Desativações em curso	-	-	31.159	11.211
Adiantamento a empregados	1.798	1.537	24.660	24.452
Adiantamento para indenizações imobiliárias	-	-	20.277	16.159
Outros créditos	202	666	87.296	47.094
	13.018	**12.998**	**506.503**	**501.142**
Circulante	**13.018**	**12.695**	**474.889**	**415.818**
Não circulante	**-**	**303**	**31.614**	**85.324**

(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, conforme legislação regulatória.

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

12.1 Repasse CDE

A CDE (NE nº 31.5.1) tem entre suas finalidades prover recursos para subsidiar os descontos aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição.

O valor a ser repassado à Copel Distribuição foi homologado pela Aneel, pela Resolução nº 1.763/2014, e alterado pelas resoluções nº 1.858, de 27.02.2015, e nº 1.897, de 16.06.2015.

O saldo apresentado em 31.12.2014 refere-se às parcelas de junho a dezembro de 2014, recebidas em 2015, e o saldo de 31.12.2015, refere-se às parcelas de outubro a dezembro de 2015, recebidas em janeiro de 2016.

13 Tributos

13.1 Imposto de renda e contribuição social

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	**31.12.2014**	**31.12.2015**	**31.12.2014**
Ativo circulante				
IR e CSLL a compensar	174.987	114.730	517.206	448.599
IR e CSLL a compensar com o passivo	(20.910)	(35.818)	(322.962)	(343.525)
	154.077	**78.912**	**194.244**	**105.074**
Ativo não circulante				
IR e CSLL a recuperar	79.144	114.195	94.686	128.615
	79.144	**114.195**	**94.686**	**128.615**
Passivo circulante				
IR e CSLL a recolher	-	38.260	613.278	653.406
IR e CSLL a compensar com o ativo	-	(35.818)	(301.362)	(343.525)
	-	**2.442**	**311.916**	**309.881**

13.2 Imposto de renda e contribuição social diferidos

13.2.1 Mutação do imposto de renda e contribuição social diferidos

Controladora	Saldo em 1º.01.2014	Reconhecido no resultado do exercício	Reconhecido no resultado abrangente do exercício	Saldo em 31.12.2014	Reconhecido no resultado do exercício	Reconhecido no patrimônio abrangente do exercício	Saldo em 31.12.2015
Ativo não circulante							
Provisões para litígios	94.467	6.623	-	101.090	(2.311)	-	98.779
Amortização do direito de concessão	18.342	256	-	18.598	320	-	18.918
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	913	(913)	-	-	6.050	-	6.050
Provisão Finam	4.085	(628)	-	3.457	-	-	3.457
Efeitos CPC 33 - benefícios a empregados	738	-	1.262	2.000	-	(696)	1.304
PCLD	1.478	-	-	1.478	-	-	1.478
Outros	859	1.892	-	2.751	3.412	-	6.163
	120.882	**7.230**	**1.262**	**129.374**	**7.471**	**(696)**	**136.149**
(-) Passivo não circulante							
Provisão para deságio	25.297	-	-	25.297	-	-	25.297
Efeitos CPC 38 - instrumentos financeiros	4.380	1.536	(65)	5.851	-	(1)	5.850
Efeitos CPC 08 - custo de transação	-	-	-	-	4.083	-	4.083
	29.677	**1.536**	**(65)**	**31.148**	**4.083**	**(1)**	**35.230**
Líquido	**91.205**	**5.694**	**1.327**	**98.226**	**3.388**	**(695)**	**100.919**

Consolidado	Saldo em 1º.01.2014	Reconhecido no resultado do exercício	Reconhecido no resultado abrangente do exercício	Saldo em 31.12.2014	Reconhecido no resultado do exercício	Reconhecido no resultado abrangente do exercício	Saldo em 31.12.2015
Ativo não circulante							
Provisões para litígios	375.336	92.229	-	467.565	(11.249)	-	456.316
Planos previdenciário e assistencial	195.484	24.887	-	220.371	35.700	-	256.071
Efeitos CPC 01 - redução ao valor recuperável de ativos	-	274.476	-	274.476	(22.450)	-	252.026
Provisão para compra de energia	105.107	50.507	-	155.614	28.857	-	184.471
PCLD	49.682	11.492	-	61.174	64.767	-	125.941
Provisão para P&D e PEE	66.766	26.815	-	93.581	23.090	-	116.671
Recebimento liminar GSF	-	-	-	-	41.308	-	41.308
Amortização do direito de concessão	36.686	256	-	36.942	2.597	-	39.539
Efeitos ICPC 01 - contratos de concessão	69.582	(23.323)	-	46.259	(8.250)	-	38.009
INSS - liminar sobre depósito judicial	23.256	6.351	-	29.607	7.151	-	36.758
Provisão para participação nos lucros	26.553	3.885	-	30.438	(4.613)	-	25.825
Provisão para perdas tributárias	14.940	2.174	-	17.114	312	-	17.426
Bandeira tarifária				-	16.486		16.486
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	9.713	4.861	-	14.574	(8.524)	-	6.050
Efeitos CPC 33 - benefícios a empregados	132.523	-	(48.584)	83.939	-	(82.359)	1.580
Outros	19.310	13.390	(408)	32.292	12.630	(216)	44.706
	1.124.938	**488.000**	**(48.992)**	**1.563.946**	**177.812**	**(82.575)**	**1.659.183**
(-) Passivo não circulante							
Efeitos CPC 27 - custo atribuído	636.541	(50.760)	-	585.781	(46.591)	-	539.190
Ativos financeiros setoriais	-	353.989	-	353.989	1.536	-	355.525
Efeitos ICPC 01 - contratos de concessão	-	19.113	-	19.113	72.013	-	91.126
Efeitos CPC 33 - benefícios a empregados	-	-	-	-	-	56.700	56.700
Provisão para deságio	25.297	-	-	25.297	-	-	25.297
Diferimento de ganho de capital	107.534	(67.916)	-	39.618	(28.298)	-	11.320
Efeitos CPC 38 - instrumentos financeiros	7.276	(1.220)	(110)	5.946	(96)	(1)	5.849
Capitalização de encargos financeiros	5.357	-	-	5.357	-	-	5.357
Outros	10.021	8.941	(945)	18.017	13.454	-	31.471
	792.026	**262.147**	**(1.055)**	**1.053.118**	**12.018**	**56.699**	**1.121.835**
Líquido	**332.912**	**225.853**	**(47.937)**	**510.828**	**165.794**	**(139.274)**	**537.348**
Ativo apresentado no Balanço Patrimonial	753.413			526.046			537.562
Passivo apresentado no Balanço Patrimonial	(420.501)			(15.218)			(214)
Líquido	**332.912**			**510.828**			**537.348**

13.3 Outros tributos a recuperar e a recolher

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Ativo circulante				
ICMS a recuperar	-	-	66.475	92.247
PIS/Pasep e Cofins a compensar	30	-	76.810	69.771
PIS/Pasep e Cofins a compensar com o passivo	(30)	-	(73.162)	(66.263)
Outros tributos a compensar	-	-	602	530
	-	**-**	**70.725**	**96.285**
Ativo não circulante				
ICMS a recuperar	-	-	20.386	34.977
PIS/Pasep e Cofins	-	-	59.209	55.206
Outros tributos a compensar	15	-	33.307	33.298
	15	**-**	**112.902**	**123.481**
Passivo circulante				
ICMS a recolher	-	-	143.561	85.674
PIS/Pasep e Cofins a recolher	32.578	5.568	163.840	97.758
PIS/Pasep e Cofins a compensar com o ativo	(30)	-	(73.162)	(66.263)
IRRF sobre JSCP	20.910	-	71.662	2.222
IRRF sobre JSCP a compensar com o IR e CSLL ativo	(20.910)	-	(21.600)	-
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	-	-	45.586	-
Outros tributos	69	29	11.061	17.938
	32.617	**5.597**	**340.948**	**137.329**
Passivo não circulante				
INSS a recolher - liminar sobre depósito judicial	1.466	820	108.278	87.129
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	-	-	148.153	-
Outros tributos	-	-	842	-
	1.466	**820**	**257.273**	**87.129**

13.4 Conciliação da provisão para imposto de renda e contribuição social

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Lucro antes do IRPJ e CSLL	**1.189.567**	**1.238.514**	**1.797.780**	**1.857.631**
IRPJ e CSLL (34%)	**(404.453)**	**(421.095)**	**(611.245)**	**(631.595)**
Efeitos fiscais sobre:				
Equivalência patrimonial	341.700	376.260	21.882	47.897
Juros sobre o capital próprio	67.320	10.200	67.320	10.200
Dividendos	572	238	572	238
Finam	-	1.745	-	1.745
Despesas indedutíveis	(1.968)	(39)	(13.706)	(8.209)
Incentivos fiscais	-	103	18.757	20.248
Compensação de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL	-	-	(909)	35.146
Diferença entre as bases de cálculo do lucro real e presumido	-	-	(15.302)	1.924
Outros	-	24	402	390
IRPJ e CSLL correntes	**(217)**	**(38.258)**	**(698.023)**	**(747.869)**
IRPJ e CSLL diferidos	**3.388**	**5.694**	**165.794**	**225.853**
Alíquota efetiva - %	-0,3%	2,6%	29,6%	28,1%

De acordo com a Lei nº 12.973/2014 e a Instrução Normativa RFB 1.515/2014, as quais trouxeram mudanças relacionadas aos tributos IRPJ, CSLL, PIS e Cofins, cuja vigência iniciou-se em 1º.01.2015, a partir desta data, a Companhia e suas subsidiárias integrais vêm apurando seus tributos aplicando os preceitos das referidas legislações.

14 Despesas Antecipadas

Consolidado	31.12.2015	31.12.2014
Prêmio de risco - Repactuação GSF (14.1)	48.653	-
Outros	26.122	20.308
	74.775	**20.308**
Circulante	**49.282**	**20.133**
Não circulante	**25.493**	**175**

14.1 Prêmio de risco - Repactuação GSF

Os geradores hidrelétricos fortemente impactados pelo baixo nível dos reservatórios em decorrência da escassez de chuvas dos últimos anos foram contemplados pelo Poder Concedente, em 08.12.2015, com a promulgação da Lei n° 13.203 que permitiu a repactu ação do risco hidrológico suportado pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do MRE, com efeitos a partir de 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, a Copel Geração e Transmissão 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 n^{os} 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 (*Generation Scaling Factor - GSF*) 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 Geração e Transmissão 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 (NE nº 32.1.1), 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**

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 31.12.2015 é apresentada a seguir:

Consolidado	31.12.2015
Prêmio de risco - ativo circulante	23.313
Prêmio de risco - ativo não circulante	25.340
Intangível (NE nº 19.1)	30.807
Redutora do passivo com CCEE	55.160
	134.620
Prêmio de risco a amortizar	**76.171**
Extensão de prazo da outorga	**58.449**

15 Partes Relacionadas

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	**31.12.2014**	**31.12.2015**	**31.12.2014**
Controlador				
Estado do Paraná (15.1)	167.566	137.137	187.048	137.137
Controladas				
Copel Renováveis - compartilhamento de estrutura	312	1.137	-	-
Copel Participações - compartilhamento de estrutura	135	788	-	-
Copel Distribuição (15.2)	104.434	71.197	-	-
Empreendimento controlado em conjunto				
Voltalia São Miguel do Gostoso (15.3)	25.237	-	25.237	-
	297.684	**210.259**	**212.285**	**137.137**
Circulante	**447**	**1.925**	**19.482**	**-**
Não circulante	**297.237**	**208.334**	**192.803**	**137.137**

15.1 Estado do Paraná

15.1.1 Crédito referente ao Programa Luz Fraterna, R$ 153.300

A Diretoria da Copel, através da 2.065ª Redir, de 10.09.2013, aprovou a transferência da dívida do Governo do Estado do Paraná relativa ao Programa Luz Fraterna, da Copel Distribuição para a Copel, bem como a alteração dos procedimentos para que futuras dívidas deste programa de governo sejam assumidas pela Copel.

A Aneel, por meio do despacho n°1.560/2014, anuiu a transação.

Em 31.05.2014, foi celebrado o Instrumento de Cessão de Crédito, transferindo os direitos creditórios da Copel Distribuição para a Copel, da conta Luz Fraterna, referente ao período de setembro de 2010 a fevereiro de 2014, incluindo os encargos por atraso no pagamento (multa de 2%, atualização monetária pela variação do IGPM e juros de 1% ao mês), totalizando o montante de R$ 115.696. A Copel, por sua vez, realizou o repasse da mesma quantia à Copel Distribuição para quitação as faturas vencidas.

O instrumento também prevê que a Copel Distribuição realize semestralmente a transferência à Copel, a título de direitos creditórios, dos faturamentos subsequentes e respectivos encargos por atraso no pagamento (multa de 2%, atualização monetária pela variação do IGPM e juros de 1% ao mês) referentes ao Programa Luz Fraterna eventualmente não quitados a partir de 1º.03.2014. Nesse contexto, em 2014 foi transferido o valor de R$ 21.441 e em 2015, o valor de R$ 16.163. A Copel, por sua vez, realizou o repasse da mesma quantia à Copel Distribuição para quitação das faturas vencidas.

Com base no Instrumento de Cessão de Crédito, a Copel emitirá nota de débito ao Governo do Estado do Paraná. A partir da data de emissão da nota de débito até o efetivo pagamento pelo Governo do Estado do Paraná, incidirá atualização monetária pela variação do IGPM e juros de 1% ao mês.

15.1.2 Crédito referente à obras da Copa do Mundo de 2014, R$ 14.266

A Diretoria da Copel, através da 2.119ª Redir, de 28.07.2014, aprovou a transferência dos direitos creditórios dos custos relativos aos projetos de mobilidade para a Copa do Mundo de Futebol da FIFA 2014 realizados pela Copel Distribuição e de responsabilidade do Governo do Estado do Paraná.

A Aneel, por meio do despacho n° 4.483 de 14.10.201 5, anuiu a transação, e, assim, foi celebrado Instrumento de Cessão de Crédito transferindo os direitos da Copel Distribuição para a Copel.

15.1.3 Crédito referente ao Programa Morar Bem, R$ 19.482

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 Distribuição, 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.

15.2 Copel Distribuição - 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 financiamento STN é repassado com a mesma incidência de encargos assumidos pela Companhia e é apresentado como obrigações por empréstimos e financiamentos na Copel Distribuição (NE nº 22).

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

Em 03.02.2015, foi assinado contrato de mútuo entre a Copel (mutuante) e a Voltalia São Miguel do Gostoso Participações S.A. (mutuária), no valor de R$ 29.400, com prazo de 2 anos e remuneração de 111,5% do CDI, com o objetivo de proporcionar capital de giro para o financiamento das atividades e negócios da mutuária. A mutuária amortizou, em 13.08.2015, o valor de R$ 7.805. Em 2015, foi registrada receita financeira no valor de R$ 3.260.

16 Depósitos Judiciais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Fiscais	**266.692**	**272.462**	**457.449**	**437.100**
Trabalhistas	**330**	**1.085**	**169.194**	**144.251**
Cíveis				
Fornecedores	-	-	2.828	95.558
Cíveis	389	389	75.788	43.412
Servidões de passagem	-	-	7.715	8.036
Consumidores	-	-	3.628	3.391
	389	**389**	**89.959**	**150.397**
Outros	**-**	**-**	**3.325**	**4.505**
	267.411	**273.936**	**719.927**	**736.253**

17 Investimentos

17.1 Mutação dos investimentos

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 (NE nº 1.1.1)	Saldo em 31.12.2015
Controladas								
Copel Geração e Transmissão	6.484.578	1.027.413	58.541	-	-	(1.589.015)	923.904	6.905.421
Copel Distribuição	4.329.575	206.054	184.269	949.000	-	(65.225)	-	5.603.673
Copel Telecomunicações	417.157	54.644	25.184	39.600	-	(27.711)	-	508.874
Copel Renováveis	(2.145)	(2.014)	1.299	20.749	-	-	-	17.889
Copel Comercialização	228.382	18.041	8.656	1.500	-	(4.505)	-	252.074
UEG Araucária (17.2)	190.415	48.572	-	-	-	(67.339)	-	171.648
Compagás (17.2)	141.793	11.765	515	-	-	(3.255)	-	150.818
Elejor (17.2)	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 (17.3)	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 (17.4)	282.311	34.720	11.035	-	-	(16.387)	-	311.679
Dona Francisca Energética (17.4)	53.908	(1.077)	-	-	-	(20.597)	-	32.234
Foz do Chopim Energética (17.4)	14.907	11.996	-	-	-	(11.329)	-	15.574
Carbocampel	1.521	(2)	-	20	-	-	-	1.539
Dois Saltos	720	(600)	-	-	-	-	-	120
Copel Amec	192	11	-	-	-	-	-	203
Escoelectric	134	(14)	-	149	-	-	-	269
	353.693	**45.034**	**11.035**	**169**	**-**	**(48.313)**	**-**	**361.618**
Outros investimentos								
Finam	1.322	-	(567)	-	-	-	-	755
Finor	223	-	(44)	-	-	-	-	179
Investco S.A.	9.394	-	53	-	-	-	-	9.447
Outros investimentos	6.692	-	553	-	-	-	-	7.245
	17.631	**-**	**(5)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**17.626**
	13.079.795	**1.385.624**	**289.494**	**1.235.576**	**(6.606)**	**(1.843.310)**	**-**	**14.140.573**

Controladora	Saldo em 1º.01.2014	Equivalência patrimonial	Ajuste de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Combinação de negócios	Amorti-zação	Dividendos e JSCP propostos	Outros	Saldo em 31.12.2014
Controladas									
Copel Geração e Transmissão	6.796.817	682.386	63.278	-	-	-	(1.057.903)	-	6.484.578
Copel Distribuição	3.366.685	437.864	46.817	603.000	-	-	(124.791)	-	4.329.575
Copel Telecomunicações	352.939	58.584	(11.081)	36.100	-	-	(19.385)	-	417.157
Copel Renováveis	407	(7.757)	(2.265)	7.470	-	-	-	-	(2.145)
Copel Comercialização	407	(4.215)	249	5.052	-	-	-	226.889 (a)	228.382
UEG Araucária	140.352	94.330	-	-	-	-	(44.267)	-	190.415
Compagás	120.168	30.786	(790)	-	-	-	(8.371)	-	141.793
Elejor	50.412	13.429	(1.282)	-	-	-	(3.189)	-	59.370
Elejor - direito de concessão	16.779	-	-	-	-	(755)	-	-	16.024
São Bento	-	4.432	-	-	124.589	-	-	-	129.021
São Bento - direito de autorização	-	-	-	-	88.837	-	-	-	88.837
Cutia	-	(342)	-	24.417	11.613	-	-	20.590 (b)	56.278
Cutia - direito de autorização	-	-	-	-	8.712	-	-	-	8.712
Nova Asa Branca I	10.864	1.586	-	-	-	-	(113)	-	12.337
Nova Asa Branca I - direito de autorização	51.659	-	-	3.320	-	-	-	-	54.979
Nova Asa Branca II	13.505	2.012	-	-	-	-	(155)	-	15.362
Nova Asa Branca II - direito de autorização	51.745	-	-	3.342	-	-	-	-	55.087
Nova Asa Branca III	14.678	1.160	-	-	-	-	(74)	-	15.764
Nova Asa Branca III - direito de autorização	49.948	-	-	3.394	-	-	-	-	53.342
Nova Eurus IV	10.857	882	-	-	-	-	(46)	-	11.693
Nova Eurus IV - direito de autorização	53.154	-	-	3.429	-	-	-	-	56.583
Santa Maria	31.029	1.465	-	29.700	-	-	(170)	-	62.024
Santa Maria - direito de autorização	26.813	-	-	2.608	-	-	-	-	29.421
Santa Helena	36.126	1.478	-	30.760	-	-	(175)	-	68.189
Santa Helena - direito de autorização	28.955	-	-	2.719	-	-	-	-	31.674
Ventos de Santo Uriel	14.288	977	-	-	-	-	(231)	-	15.034
Ventos de S. Uriel - direito de autorização	13.445	-	-	1.426	-	-	-	-	14.871
	11.252.032	**1.319.057**	**94.926**	**756.737**	**233.751**	**(755)**	**(1.258.870)**	**247.479**	**12.644.357**
Empreendimentos controlados em conjunto									
Dominó Holdings	456.703	59.422	(3.316)	-		-	(6.804)	(506.005) (c)	-
Cutia	5.625	24	-	145	(5.794)	-	-	-	-
Cutia - direito de autorização	5.809	-	-	-	(5.809)	-	-	-	-
Voltalia São Miguel do Gostoso I	-	1.179	-	51.242	-	-	-	-	52.421
Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	-	-	-	11.693	-	-	-	-	11.693
	468.137	**60.625**	**(3.316)**	**63.080**	**(11.603)**	**-**	**(6.804)**	**(506.005)**	**64.114**
Coligadas									
Sanepar	-	15.919	633	-	-	-	(13.357)	279.116 (d)	282.311
Dona Francisca Energética	58.176	10.076	-	-	-	-	(14.344)	-	53.908
Foz do Chopim Energética	15.788	8.467	-	-	-	-	(9.348)	-	14.907
Sercomtel	-	(3.750)	-	3.750	-	-	-	-	-
Carbocampel	1.407	(4)	-	118	-	-	-	-	1.521
Dois Saltos	720	-	-	-	-	-	-	-	720
Copel Amec	182	10	-	-	-	-	-	-	192
Escoelectric	-	(124)	-	258	-	-	-	-	134
	76.273	**30.594**	**633**	**4.126**	**-**	**-**	**(37.049)**	**279.116**	**353.693**
Outros investimentos									
Finam	1.323	-	(1)	-	-	-	-	-	1.322
Finor	212	-	11	-	-	-	-	-	223
Investco S.A.	9.210	-	184	-	-	-	-	-	9.394
Nova Holanda Agropecuária S.A.	14.868	-	-	-	-	-	-	(14.868) (e)	-
Provisão para perda Nova Holanda	(6.981)	-	-	-	-	-	-	6.981 (e)	-
Adiantamento para futuro investimento	233.469	-	-	3.494	(218.753)	-	-	(18.210) (f)	-
Outros investimentos	7.076	-	(384)	-	-	-	-	-	6.692
	259.177	**-**	**(190)**	**3.494**	**(218.753)**	**-**	**-**	**(26.097)**	**17.631**
	12.055.619	**1.410.276**	**92.053**	**827.437**	**3.395**	**(755)**	**(1.302.723)**	**(5.507)**	**13.079.795**

(a) Transferência das ações da Dominó Holdings da Copel para a Copel Participações.
(b) Transferência de ativos (projetos) da Copel para a Cutia.
(c) R$ 279.116: reestruturação societária da Dominó Holdings; e
R$ 226.889: transferência das ações da Dominó Holdings para a Copel Participações.
(d) Aquisição de ações.
(e) Alienação do investimento e reversão de provisão para perda.
(f) Transferência para o intangível.

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 (17.3)							
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 (17.4)	282.311	34.720	11.035	-	(16.387)	-	311.679
Dona Francisca Energética (17.4)	53.908	(1.077)	-	-	(20.597)	-	32.234
Foz do Chopim Energética (17.4)	14.907	11.996	-	-	(11.329)	-	15.574
Carbocampel	1.521	(2)	-	20	-	-	1.539
Dois Saltos	720	(600)	-	-	-	-	120
Copel Amec	192	11	-	-	-	-	203
Escoelectric	134	(14)	-	149	-	-	269
	353.693	**45.034**	**11.035**	**169**	**(48.313)**	**-**	**361.618**
Outros investimentos							
Finam	1.322	-	(567)	-	-	-	755
Finor	223	-	(44)	-	-	-	179
Investco S.A.	9.394	-	53	-	-	-	9.447
Bens destinados a uso futuro	1.652	-	-	-	-	-	1.652
Outros investimentos	7.887	-	553	-	-	-	8.440
	20.478	**-**	**(5)**	**-**	**-**	**-**	**20.473**
	1.660.150	**92.545**	**19.655**	**528.629**	**(76.083)**	**(186)**	**2.224.710**

Consolidado	Saldo em 1º.01.2014	Equivalência patrimonial	Ajuste de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Combinação de negócios	Dividendos e JSCP propostos	Outros	Saldo em 31.12.2014
Empreendimentos controlados em conjunto								
Dominó Holdings	456.703	60.739	(2.822)	-	-	(10.170)	(279.116) (a)	225.334
Cutia	5.625	24	-	145	(5.794)	-	-	-
Voltalia São Miguel do Gostoso I	-	1.179	-	51.242	-	-	-	52.421
Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	-	-	-	11.693	-	-	-	11.693
Costa Oeste	18.700	1.317	-	3.742	-	165	-	23.924
Marumbi	21.797	9.311	-	34.448	-	(1.809)	-	63.747
Transmissora Sul Brasileira	63.797	2.799	-	7.000	-	(305)	-	73.291
Caiuá	40.318	2.009	-	2.911	-	(477)	-	44.761
Integração Maranhense	85.378	3.541	-	2.916	-	-	-	91.835
Matrinchã	97.999	30.553	-	321.987	-	(7.277)	-	443.262
Guaraciaba	38.828	15.783	-	95.117	-	(3.749)	-	145.979
Paranaíba	17.850	3.172	-	47.286	-	-	-	68.308
Mata de Santa Genebra	-	(1.153)	-	27.304	-	-	-	26.151
Cantareira	-	87	-	15.207	-	(21)	-	15.273
	846.995	**129.361**	**(2.822)**	**620.998**	**(5.794)**	**(23.643)**	**(279.116)**	**1.285.979**
Coligadas								
Sanepar	-	15.919	633	-	-	(13.357)	279.116 (b)	282.311
Dona Francisca	58.176	10.076	-	-	-	(14.344)	-	53.908
Foz do Chopim	15.788	8.467	-	-	-	(9.348)	-	14.907
Sercomtel	-	(3.750)	-	3.750	-	-	-	-
Carbocampel	1.407	(4)	-	118	-	-	-	1.521
Dois Saltos	720	-	-	-	-	-	-	720
Copel Amec	182	10	-	-	-	-	-	192
Escoelectric	-	(124)	-	258	-	-	-	134
	76.273	**30.594**	**633**	**4.126**	**-**	**(37.049)**	**279.116**	**353.693**
Outros investimentos								
Finam	1.323	-	(1)	-	-	-	-	1.322
Finor	212	-	11	-	-	-	-	223
Investco S.A.	9.210	-	184	-	-	-	-	9.394
Nova Holanda Agropecuária S.A.	14.868	-	-	-	-	-	(14.868) (c)	-
Provisão para perda Nova Holanda	(6.981)	-	-	-	-	-	6.981 (c)	-
Bens destinados a uso futuro	4.290	-	-	-	-	-	(2.638) (d)	1.652
Adiantamento para futuro investimento	233.469	-	-	3.494	(218.753)	-	(18.210) (d)	-
Outros investimentos	8.268	-	(384)	3	-	-	-	7.887
	264.659	**-**	**(190)**	**3.497**	**(218.753)**	**-**	**(28.735)**	**20.478**
	1.187.927	**159.955**	**(2.379)**	**628.621**	**(224.547)**	**(60.692)**	**(28.735)**	**1.660.150**

(a) Reestruturação societária da Dominó Holdings.
(b) Aquisição de ações.
(c) Alienação do investimento e reversão de provisão para perda.
(d) Transferência para o intangível.

17.2 Demonstrações financeiras das controladas com participação de não controladores

31.12.2015	Compagás	Elejor	UEG Araucária
ATIVO	**481.303**	**743.254**	**1.048.507**
Ativo circulante	103.579	75.004	674.778
Ativo não circulante	377.724	668.250	373.729
PASSIVO	**481.303**	**743.254**	**1.048.507**
Passivo circulante	137.886	165.642	173.420
Passivo não circulante	47.696	503.612	16.847
Patrimônio líquido	295.721	74.000	858.240
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO			
Receita operacional líquida	1.390.786	237.719	1.434.180
Custos e despesas operacionais	(1.360.357)	(61.639)	(1.120.473)
Resultado financeiro	1.758	(108.490)	49.845
Tributos	(9.119)	(24.469)	(120.692)
Lucro líquido do exercício	**23.068**	**43.121**	**242.860**
Outros resultados abrangentes	1.010	-	-
Resultado abrangente total	**24.078**	**43.121**	**242.860**
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA			
Fluxo de caixa das atividades operacionais	18.357	79.239	374.702
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(74.430)	(1.309)	7.860
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(14.030)	(65.007)	(252.670)
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	**(70.103)**	**12.923**	**129.892**
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	99.424	28.732	2.962
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	29.321	41.655	132.854
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	**(70.103)**	**12.923**	**129.892**

17.3 Saldos integrais dos grupos de ativos, passivos e resultado dos empreendimentos controlados em conjunto

31.12.2015	Dominó (a)	Voltalia	Costa Oeste	Marumbi	Transmis-sora Sul Brasileira	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Canta-reira
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**

(a) Saldos ajustados às práticas contábeis da Copel.

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

31.12.2015	Sanepar (a)	Dona Francisca (a)	Foz do Chopim
ATIVO	**8.151.851**	**156.042**	**50.361**
Ativo circulante	738.383	19.483	12.391
Ativo não circulante	7.413.468	136.559	37.970
PASSIVO	**8.151.851**	**156.042**	**50.361**
Passivo circulante	741.501	14.929	1.933
Passivo não circulante	3.322.867	1.149	4.890
Patrimônio líquido	4.087.483	139.964	43.538
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO			
Receita operacional líquida	2.971.185	67.080	47.556
Custos e despesas operacionais	(2.271.397)	(64.543)	(12.684)
Resultado financeiro	(153.550)	4.518	253
Provisão para IR e CSLL	(101.869)	(11.732)	(1.588)
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	**444.369**	**(4.677)**	**33.537**
Outros resultados abrangentes	144.723	-	-
Resultado abrangente total	**589.092**	**(4.677)**	**33.537**

(a) Saldos ajustados às práticas contábeis da Copel.

18 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 e OCPC 05 (NE nºs 4.3.10 e 4.7).

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.

18.1 Imobilizado por classe de ativos

Consolidado	Custo	Depreciação acumulada	31.12.2015	Custo	Depreciação acumulada	31.12.2014
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	7.621.081	(4.787.437)	2.833.644	7.619.405	(4.642.025)	2.977.380
Máquinas e equipamentos	5.704.333	(2.776.182)	2.928.151	5.256.847	(2.720.761)	2.536.086
Edificações	1.653.693	(1.068.430)	585.263	1.520.232	(1.029.827)	490.405
Terrenos	277.996	(9.416)	268.580	277.620	(5.214)	272.406
Veículos	46.034	(33.678)	12.356	44.388	(33.183)	11.205
Aeronaves	17.067	(9.183)	7.884	17.067	(5.770)	11.297
Móveis e utensílios	16.910	(10.578)	6.332	16.774	(9.935)	6.839
(-) Reclassificação pela renovação das concessões (NE nº 11)	(1.462.686)	1.381.495	(81.191)	-	-	-
(-) Provisão para redução ao valor recuperável (a)	(15.096)	-	(15.096)	(46.571)	-	(46.571)
(-) Obrigações especiais	(14)	-	(14)	(14)	-	(14)
	13.859.318	**(7.313.409)**	**6.545.909**	**14.705.748**	**(8.446.715)**	**6.259.033**
Em curso						
Custo	2.851.078	-	2.851.078	2.805.865	-	2.805.865
(-) Provisão para redução ao valor recuperável (a)	(704.305)	-	(704.305)	(760.710)	-	(760.710)
	2.146.773	**-**	**2.146.773**	**2.045.155**	**-**	**2.045.155**
	16.006.091	**(7.313.409)**	**8.692.682**	**16.750.903**	**(8.446.715)**	**8.304.188**

(a) Referem-se a ativos de concessão de geração de energia elétrica.

18.2 Mutação do imobilizado

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	11.205	-	(3.666)	(101)	4.917	(34)	12.321
Aeronaves	11.297	-	(3.413)	-	-	-	7.884
Móveis e utensílios	6.839	-	(883)	(300)	677	(97)	6.236
(-) Provisão 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
(-) Provisão 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 (NE nº 11)

Consolidado	Saldo em 1º.01.2014	Adições	Depreciação	Baixas	Capitalizações/ Transferências	Saldo em 31.12.2014
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	3.125.499	-	(148.625)	-	506	2.977.380
Máquinas e equipamentos	2.241.702	389.404	(184.779)	(5.305)	95.064	2.536.086
Edificações	522.495	-	(32.807)	-	717	490.405
Terrenos	261.139	-	(2.733)	-	14.000	272.406
Veículos	26.950	-	(5.741)	(38)	(9.966)	11.205
Aeronaves	-	-	(284)	-	11.581	11.297
Móveis e utensílios	3.598	-	(1.112)	(19)	4.372	6.839
(-) Provisão para redução ao valor recuperável	-	(46.571)	-	-	-	(46.571)
(-) Obrigações especiais	-	-	-	-	(14)	(14)
	6.181.383	**342.833**	**(376.081)**	**(5.362)**	**116.260**	**6.259.033**
Em curso						
Custo	1.802.249	1.067.751	-	(308)	(63.827)	2.805.865
(-) Provisão para redução ao valor recuperável	-	(760.710)	-	-	-	(760.710)
	1.802.249	**307.041**	**-**	**(308)**	**(63.827)**	**2.045.155**
	7.983.632	**649.874**	**(376.081)**	**(5.670)**	**52.433**	**8.304.188**

18.3 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 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.

18.4 Taxas médias de depreciação

Taxas médias de depreciação (%)	31.12.2015	31.12.2014
Geração		
Equipamento geral	6,32	6,38
Máquinas e equipamentos	3,10	3,36
Geradores	3,07	3,37
Reservatórios, barragens e adutoras	2,13	2,13
Turbina hidráulica	2,59	3,32
Turbinas a gás e a vapor	2,30	2,30
Resfriamento e tratamento de água	3,67	4,39
Condicionador de gás	4,74	4,39
Unidade de geração eólica	4,40	5,00
Administração central		
Edificações	3,33	3,33
Máquinas e equipamentos de escritório	6,25	6,25
Móveis e utensílios	6,32	6,20
Veículos	14,29	14,29
Telecomunicações		
Equipamentos de transmissão	7,25	6,87
Equipamentos terminais	13,30	14,60
Infraestrutura	7,44	7,18

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 Geração e Transmissão, 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.

18.5 Custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados

Os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados no imobilizado durante o ano de 2015 totalizaram R$ 28.948, à taxa média de 6,43% a.a.(R$ 86.463, à taxa média de 6,57% a.a., em 2014).

18.6 UHE Colíder

Em 30.07.2010, por meio do Leilão de Energia Nova nº 003/2010 Aneel, a Copel Geração e Transmissão S.A. 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 22). Os montantes liberados até 31.12.2015 totalizam R$ 907.608.

Devido a eventos de caso fortuito ou de força maior e atos do poder público, o empreendimento sofreu impactos no seu cronograma, de modo que a geração comercial está prevista para o início de 2017. Em decorrência desses eventos, consta registrado para este empreendimento, um saldo de provisão para perda por redução ao valor recuperável do ativo, no montante de R$ 642.551, em 31.12.2015, e de R$ 678.529, em 31.12.2014, conforme descrito na NE n°18.9.

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$ 149,33, em 31.12.2015. Foram negociados 125 MW médios, com fornecimento a partir de janeiro de 2015, por 30 anos. A Copel Geração e Transmissão protocolou junto à Aneel um pedido de excludente de responsabilidade para que a obrigatoriedade do fornecimento da energia vendida seja postergado. O pedido encontra-se em análise pela Aneel.

Enquanto o pedido de excludente de responsabilidade não é apreciado pela Aneel a Companhia vem cumprindo seus compromissos com sobras de energia descontratada em suas demais usinas e faturando ao preço do CCEAR. Contudo, em 12.02.2016, a CCEE recebeu decisão liminar proferida nos autos do Mandado de Segurança nº 1005856-20.2015.4.01.3400, impetrado pela Copel Geração e Transmissão, determinando que a Aneel se abstenha de impor, até a apreciação do pedido, quaisquer obrigações, penalidades e/ou restrição de direitos em decorrência da ultrapassagem dos marcos temporais do cronograma de construção original. Os efeitos desta decisão são prospectivos à liquidação da CCEE de 08.03.2016 e suspende temporariamente atendimento dos contratos de vendas, disponibilizando os 125 MW médios para serem liquidados ao PLD.

A garantia física do empreendimento, estabelecida no contrato de concessão, é de 179,6 MW médios, após a completa motorização.

Os gastos realizados neste empreendimento apresentavam, em 31.12.2015, o saldo de R$ 1.875.978.

Os compromissos totais assumidos com fornecedores de equipamentos e serviços, referentes à UHE Colíder, montam em R$ 142.317, em 31.12.2015.

18.7 Operações em conjunto - consórcios

A Copel Geração e Transmissão participa de empreendimentos por meio de consórcio, os quais não possuem personalidade jurídica independente conforme disposto nos artigos 278 e 279 da Lei nº 6.404/1976. Os ativos imobilizados e intangíveis dos consórcios são registrados e controlados diretamente pela Copel Geração e Transmissão na proporção de sua participação, juntamente com os demais ativos.

Empreendimento	Participação Copel GeT (%)	Taxa média anual de depreciação (%)	31.12.2015	31.12.2014
Em serviço				
UHE Mauá (Consórcio Energético Cruzeiro do Sul)	51,0		859.917	859.917
(-) Depreciação Acumulada		3,43	(88.165)	(58.704)
			771.752	**801.213**
Em curso				
UHE Baixo Iguaçu (18.7.1)	30,0		275.654	221.933
Consórcio Tapajós (18.7.2)	13,8		14.359	14.359
			290.013	**236.292**
			1.061.765	**1.037.505**

Os empreendimentos possuem participação de outros consorciados, conforme relacionados a seguir:

Empreendimento	Demais consorciados	Participação (%)
UHE Mauá	Eletrosul Centrais Elétricas S.A.	49,0
UHE Baixo Iguaçu	Geração Céu Azul S.A (Neoenergia)	70,0
Consórcio Tapajós	Centrais Elétricas Brasileiras S.A - Eletrobrás	13,8
	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - Eletronorte	10,2
	Construções e Comércio Camargo Corrêa S.A.	6,7
	Electricité de France S.A - EDF	9,3
	Cemig Geração e Transmissão S.A.	13,8
	Endesa Brasil S.A.	10,8
	GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda.	10,8
	Neoenergia Investimentos S.A.	10,8

18.7.1 Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu - Cebi

A Copel Geração e Transmissão participa com 30% no consórcio com 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, previsto para 1º.12.2018, e das unidades 2 e 3, para janeiro e fevereiro de 2019, respectivamente. O cronograma anterior 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 de seu recebimento em 07.07.2014. 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 impedem a retomada imediata da obra. O Cebi encaminhou ao Instituto Ambiental do Paraná - IAP as informações necessárias para o atendimento de tais condicionantes e, em agosto de 2015, a licença foi emitida. Com a licença do IAP, o consórcio está tomando providências para que as obras sejam retomadas na sua plenitude o mais breve possível.

Em decorrência de ato do poder público, caso fortuito e de força maior, a Aneel, através do Despacho n°130 de 19.01.2016, reconheceu, a favor do Cebi, excludência de responsabilidade pelo atraso na implantação do empreendimento de um período correspondente a 626 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 Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEARs pelo período do excludente de responsabilidade reconhecido.

Em 31.12.2015, os gastos realizados nesse empreendimento apresentavam o saldo de R$ 270.097.

18.7.2 Consórcio Tapajós

A Copel Geração e Transmissão assinou Acordo de Cooperação Técnica 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, prevista no início dessa etapa de estudos.

Em 31.12.2015, os gastos realizados nesse empreendimento apresentavam o saldo de R$ 14.359.

18.8 Compromissos das usinas eólicas

Em 31.12.2015, os compromissos totais assumidos com fornecedores de equipamentos e serviços das usinas eólicas em construção montavam em R$ 1.910.738. O valor refere-se, principalmente, ao fornecimento de aerogeradores para as SPEs controladas da Cutia.

18.9 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 de geração, analisadas individualmente;
- valor recuperável: valor em uso, ou valor equivalente aos fluxos de caixa descontados (antes dos impostos), derivados do uso contínuo do ativo até o fim de sua vida útil; e
- apuração do valor em uso: baseada em fluxos de caixa futuros, em moeda constante, trazidos a valor presente por taxa de desconto real e antes dos impostos sobre a renda.

Os respectivos fluxos de caixa são estimados com base nos resultados operacionais realizados, no orçamento empresarial anual da Companhia, aprovado em reunião ordinária do CAD, 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.

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 taxa média que variam entre 7% e 8%, obtida por meio de metodologia usualmente aplicada pelo mercado, referenciada pelo Órgão Regulador e aprovada pela Administração da Companhia.

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 fim 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.

As fontes hidrelétricas de geração em 2014 e 2015 foram fortemente impactadas pela escassez prolongada de chuvas ocasionando redução da oferta líquida de energia da Companhia em decorrência do relevante percentual de déficit hídrico (GSF).

Os projetos de geração em construção da Companhia sofreram em 2014 impactos com a paralisação temporária das obras em decorrência de condicionantes e restrições legais ambientais a destacar a negociação da supressão vegetal da área do reservatório junto à Secretaria de Estado de Meio Ambiente, do Mato Grosso.

Nos exercícios de 2014 e 2015, a Companhia efetuou a revisão do valor recuperável de seus ativos devido principalmente ao período prolongado de escassez de chuva e as restrições legais ambientais.

A revisão resultou no reconhecimento no resultado do exercício de uma reversão de parte da perda por redução ao valor recuperável para os ativos do segmento de geração no valor de R$ 66.029, do montante reconhecido em 2014, no valor de R$ 807.281. Do saldo remanescente, o valor de R$ 642.551 refere-se ao ativo da UHE Colíder, em construção, localizado no Estado do Mato Grosso, o valor de R$ 76.849 refere-se aos ativos localizados no Estado do Paraná e R$ 21.852 referem-se ao valor transferido para o Contas a Receber Vinculadas à Indenização da Concessão conforme NE n°11.

A reversão e a perda por redução ao valor recuperável foram incluídas na rubrica de custos operacionais, provisões e reversões, na demonstração do resultado (NE n°32.4).

19 Intangível

19.1 Mutação do intangível

	Contrato de concessão (a)				Direito de	Outros (b)		
			Obrigações especiais		concessão e			
Saldos	em serviço	em curso	em serviço	em curso	autorização (a)	em serviço	em curso	Consolidado
Em 1º.01.2014	**741.844**	**1.179.142**	**(69.590)**	**(154.965)**	**298.307**	**33.174**	**7.449**	**2.035.361**
Efeito da primeira consolidação de controladas	-	-	-	-	-	-	11.385	11.385
Aquisições	-	1.105.649	-	-	126.170	-	22.751	1.254.570
Participação financeira do consumidor	-	-	-	(168.933)	-	-	-	(168.933)
Outorga Aneel - uso do bem público	-	8.669	-	-	-	-	-	8.669
Transferências de bens destinados a uso futuro	-	2.638	-	-	-	-	-	2.638
Transferências de investimentos (NE nº 17.1)	-	-	-	-	-	-	18.210	18.210
Transferências para o imobilizado	-	-	-	-	-	-	(41.360)	(41.360)
Capitalizações para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.1)	-	(785.325)	-	119.829	-	-	-	(665.496)
Capitalizações para intangível em serviço	68.275	(68.275)	(4.419)	4.419	-	1.519	(1.519)	-
Quotas de amortização - concessão e autorização	(294.681)	-	46.809	-	(755)	(7.159)	-	(255.786)
Quotas de amortização - créditos de Pis/Pasep e Cofins	(14.342)	-	2.500	-	-	(4)	-	(11.846)
Baixas	(3.807)	(7.035)	363	-	-	-	-	(10.479)
Ajuste de ativos financeiros disponíveis para a venda	-	-	-	-	-	(2.777)	-	(2.777)
Em 31.12.2014	**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 GSF (NE nº 14.1)	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
Capitalizações para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.1)	-	(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**

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

19.2 Copel Distribuição

Em virtude da Companhia ter prorrogado o contrato de concessão (NE nº 10.2), a parcela que estava registrada no ativo financeiro e que será considerada na receita via tarifa durante o prazo da concessão foi transferida para o ativo intangível.

Para este cálculo foi considerado os critérios definidos na Resolução Normativa nº 474/2012 que estabeleceu a vida útil econômica estimada de cada bem integrante da infraestrutura de distribuição. Essa estimativa é razoável e adequada para efeitos contábeis e regulatórios e representa a melhor estimativa de vida útil econômica dos bens, aceita pelo mercado desse ramo.

Em conformidade com a Interpretação Técnica ICPC 01 (R1), contabilidade de concessões, a parcela da infraestrutura que será utilizada durante a concessão foi registrado 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 compõe 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.

19.3 Custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados

Os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados no intangível durante o ano de 2015 totalizaram R$ 32.579, à taxa média de 1,78% a.a.(R$ 57.664, à taxa média de 4,15% a.a., em 2014).

20 Obrigações Sociais e Trabalhistas

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	**31.12.2014**	**31.12.2015**	**31.12.2014**
Obrigações Sociais				
Impostos e contribuições sociais	3.151	2.680	43.691	35.975
Encargos sociais sobre férias e 13º salário	2.246	2.006	32.186	32.306
	5.397	**4.686**	**75.877**	**68.281**
Obrigações trabalhistas				
Folha de pagamento, líquida	195	23	2.568	1.252
Férias	6.919	5.441	101.485	89.830
Participação nos lucros e/ou resultados	2.925	2.643	78.462	93.153
Outros	-	-	9	102
	10.039	**8.107**	**182.524**	**184.337**
	15.436	**12.793**	**258.401**	**252.618**

21 Fornecedores

Consolidado	**31.12.2015**	**31.12.2014**
Energia elétrica (21.1)	917.307	757.174
Materiais e serviços	478.895	509.674
Gás para revenda	87.384	252.103
Encargos de uso da rede elétrica	135.463	85.879
	1.619.049	**1.604.830**
Circulante	**1.613.126**	**1.587.205**
Não circulante	**5.923**	**17.625**

21.1 Energia elétrica - CCEE

Durante o ano de 2015, a Copel Geração e Transmissão reconheceu no resultado o valor R$ 254.749, conforme NE nº 32.1, referente compra de energia elétrica no âmbito da CCEE, aplicando, independentemente da ação judicial até então em curso, o fator de ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, também denominado GSF. A Administração baseou-se na avaliação jurídica de êxito possível do mérito da ação judicial com liminar determinando que a Aneel não procedesse o ajuste do GSF. Tal decisão foi corroborada com o pedido de desistência da referida ação judicial em 15.01.2016, em virtude da repactuação do risco hidrológico instituído pela Lei nº 13.203, de 08.12.2015 (NE n°14.1).

Em 31.12.2015, o passivo com a CCEE aplicando-se o GSF é de R$ 248.366, o qual deverá ser quitado durante o ano de 2016 e após o reprocessamento das faturas pela CCEE dos meses que estavam sob amparo da decisão liminar proferida em 1º.07.2015 pelo Juízo da Vigésima Vara Federal de Brasília, em ação proposta pela Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica - Apine, na qual foi determinado que a Aneel, até o trânsito em julgado desta ação, devesse abster-se de proceder ao ajuste do MRE, caso haja geração total do MRE em montante inferior à garantia física, para o grupo de empresas associadas à Apine.

21.2 Principais contratos de compra de energia

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

	Período de suprimento	Energia comprada (MWmédio anual)	Data do leilão	Preço médio de compra (R$/MWh)
Leilão de energia existente				
2º Leilão - Produto 2008	2008 a 2015	50,79	02.04.2005	83,13
4º Leilão - Produto 2009	2009 a 2016	43,91	11.10.2005	94,91
12º Leilão - Produto 2014 18M	01/01/2014 até 30/06/2015	9,67	17.12.2013	165,20
12º Leilão - Produto 2014 36M	01/01/2014 até 31/12/2016	159,15	17.12.2013	149,99
13º Leilão - Produto 2014-DIS	01/05/2014 até 31/12/2019	109,05	30.04.2014	262,00
13º Leilão - Produto 2014-QTD	01/05/2014 até 31/12/2019	272,11	30.04.2014	271,00
14º Leilão - Produto 2015-03 DIS	01/01/2015 até 31/12/2017	13,28	05.12.2014	191,99
14º Leilão - Produto 2015-03 QTD	01/01/2015 até 31/12/2017	16,89	05.12.2014	201,00
18º Leilão Ajuste - Produto 2015 06M	01/01/2015 até 30/06/2015	148,76	15.01.2015	385,87
		823,61		
Leilão de energia nova				
1º Leilão - Produto 2008 Hidro	2008 a 2037	3,61	16.12.2005	106,95
1º Leilão - Produto 2008 Termo	2008 a 2022	24,75	16.12.2005	132,26
1º Leilão - Produto 2009 Hidro	2009 a 2038	3,54	16.12.2005	114,28
1º Leilão - Produto 2009 Termo	2009 a 2023	40,44	16.12.2005	129,26
1º Leilão - Produto 2010 Hidro	2010 a 2039	69,87	16.12.2005	115,04
1º Leilão - Produto 2010 Termo	2010 a 2024	65,01	16.12.2005	121,81
3º Leilão - Produto 2011 Hidro	2011 a 2040	57,66	10.10.2006	120,86
3º Leilão - Produto 2011 Termo	2011 a 2025	54,22	10.10.2006	137,44
4º Leilão - Produto 2010 Termo	2010 a 2024	15,44	26.07.2007	134,67
5º Leilão - Produto 2012 Hidro	2012 a 2041	53,24	16.10.2007	129,14
5º Leilão - Produto 2012 Termo	2012 a 2026	115,38	16.10.2007	128,37
6º Leilão - Produto 2011 Termo	2011 a 2025	9,89	17.09.2008	128,42
7º Leilão - Produto 2013 Hidro	2013 a 2042	-	30.09.2008	98,98
7º Leilão - Produto 2013 Termo	2013 a 2027	110,96	30.09.2008	145,23
8º Leilão - Produto 2012 Hidro	2012 a 2041	0,01	27.08.2009	144,00
8º Leilão - Produto 2012 Termo	2012 a 2026	0,15	27.08.2009	144,60
		624,17		
Leilão de projetos estruturantes				
Santo Antonio	2012 a 2041	126,38	10.12.2007	78,87
Jirau	2013 a 2042	245,09	19.05.2008	71,37
		371,47		

22 Empréstimos e Financiamentos

	Contrato	Empresa	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Encargos financeiros a.a. (juros + comissão)	Valor do contrato	Consolidado 31.12.2015	Consolidado 31.12.2014
Moeda estrangeira									
	Secretaria do Tesouro Nacional - STN								
(1)	*Par Bond*	Copel	20.05.1998	1	11.04.2024	6,0% + 0,20%	17.315	61.763	42.107
(1)	*Discount Bond*	Copel	20.05.1998	1	11.04.2024	1,1875%+0,20%	12.082	42.671	29.090
Total moeda estrangeira								**104.434**	**71.197**
Moeda nacional									
	Banco do Brasil								
(2)	21/02155-4	Copel DIS	10.09.2010	2	15.08.2018	109,0% do DI	350.000	122.353	173.240
(3)	21/02248-8	Copel DIS	22.06.2011	2	16.05.2018	109,0% do DI	150.000	151.901	205.642
(4)	CCB 21/11062X	Copel DIS	26.08.2013	3	27.07.2018	106,0% do DI	151.000	196.852	171.209
(5)	CCB 330600773	Copel DIS	11.07.2014	3	11.07.2019	111,8% do DI	116.667	123.478	121.175
(5)	NCI 330600132	Copel	28.02.2007	3	28.02.2019	107,8% do DI	231.000	241.059	239.075
(5)	NCI 330600151	Copel	31.07.2007	2	31.07.2017	111,0% do DI	18.000	12.722	18.878
(5)	NCI 330600609	Copel	19.08.2011	2	21.07.2015	109,41% do DI	600.000	-	629.266
(5)	CCB 306.401.381	Copel	21.07.2015	2	21.07.2018	109,40% do DI	640.005	672.985	-
								1.521.350	**1.558.485**
	Eletrobras								
(6)	1293/94	Copel GeT	23.09.1994	180	30.06.2016	5,5% à 6,5% + 2,0%	307.713	16.980	50.237
(7)	980/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2018	8,0%	11	8	11
(7)	981/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.08.2019	8,0%	1.169	246	311
(7)	982/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.02.2020	8,0%	1.283	95	119
(7)	983/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2020	8,0%	11	128	154
(7)	984/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2020	8,0%	14	55	72
(7)	985/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.08.2021	8,0%	61	35	99
(8)	002/04	Copel DIS	07.06.2004	120	30.07.2016	8,0%	30.240	643	1.737
(8)	142/06	Copel DIS	11.05.2006	120	30.09.2018	5,0% + 1,0%	74.340	10.007	13.588
(8)	206/07	Copel DIS	03.03.2008	120	30.08.2020	5,0% + 1,0%	109.642	41.550	50.455
(8)	273/09	Copel DIS	18.02.2010	120	30.12.2022	5,0% + 1,0%	63.944	11.510	13.154
(8)	2540/06	Copel DIS	12.05.2009	60	30.10.2016	5,0% + 1,5%	5.095	375	824
								81.632	**130.761**
	Caixa Econônica Federal								
(8)	415.855-22/14	Copel DIS	31.03.2015	120	08.12.2026	6,0%	2.844	5.307	-
								5.307	**-**
	Finep								
(9)	21120105-00	Copel Tel	17.05.2012	81	15.10.2020	4%	35.095	15.132	18.344
(9)	21120105-00	Copel Tel	17.05.2012	81	15.10.2020	3,5% + TR	17.103	12.406	14.824
								27.538	**33.168**
	BNDES								
(10)	820989.1	Copel GeT	17.03.2009	179	15.01.2028	1,63% acima da TJLP	169.500	138.347	149.196
(11)	1120952.1-A	Copel GeT	16.12.2011	168	15.04.2026	1,82% acima da TJLP	42.433	31.558	34.451
(12)	1120952.1-B	Copel GeT	16.12.2011	168	15.04.2026	1,42% acima da TJLP	2.290	1.702	1.859
(13)	1220768.1	Copel GeT	28.09.2012	192	15.07.2029	1,36% acima da TJLP	73.122	63.312	67.700
(14)	13211061	Copel GeT	04.12.2013	192	15.10.2031	1,49% acima da TJLP	1.041.155	902.592	850.782
(15)	13210331	Copel GeT	03.12.2013	168	15.08.2028	1,49% e 1,89% acima da TJLP	17.644	16.077	17.273
(16)	15206041	Copel GeT	15.12.2015	168	15.06.2030	2,42% acima da TJLP	34.265	23.942	-
(17)	15205921	Copel GeT	15.12.2015	168	15.12.2029	2,32% acima da TJLP	21.584	14.663	-
(18)	14205611-A	Copel DIS	15.12.2014	72	15.01.2021	2,09% a.a. acima da TJLP	41.583	34.266	30.008
(18)	14205611-B	Copel DIS	15.12.2014	6	15.02.2021	2,09 a.a. acima da TR BNDES	17.821	21.267	17.874
(19)	14205611-C	Copel DIS	15.12.2014	113	15.06.2024	6% a.a.	78.921	47.353	52.170
(20)	14.2.1271.1	Santa Maria	01.06.2015	192	15.08.2031	1,66% a.a. acima da TJLP	59.462	57.789	-
(20)	14.2.1272.1	Santa Helena	01.06.2015	192	15.08.2031	1,66% a.a. acima da TJLP	64.520	62.487	-
(21)	11211521	GE Farol	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% a.a. acima da TJLP	54.100	55.087	58.635
(21)	11211531	GE Boa Vista	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% a.a. acima da TJLP	40.050	40.726	43.349
(21)	11211541	GE S.B. Norte	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% a.a. acima da TJLP	90.900	92.362	98.311
(21)	11211551	GE Olho D'Água	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% a.a. acima da TJLP	97.000	98.228	104.533
								1.701.758	**1.526.141**
(22)	Notas Promissórias	Copel GeT	29.12.2015	1	15.12.2017	117% do DI	500.000	496.694	-
								496.694	**-**
	Banco do Brasil Repasse BNDES								
(23)	21/02000-0	Copel GeT	16.04.2009	179	15.01.2028	2,13% acima da TJLP	169.500	138.347	149.198
								138.347	**149.198**
Total moeda nacional								**3.972.626**	**3.397.753**
								4.077.060	**3.468.950**
							Circulante	**308.558**	**867.626**
							Não circulante	**3.768.502**	**2.601.324**

	Contrato	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Encargos financeiros a.a. (juros + comissão)	Valor do contrato	Controladora 31.12.2015	Controladora 31.12.2014
Moeda estrangeira								
	Secretaria do Tesouro Nacional - STN							
(1)	*Par Bond*	20.05.1998	1	11.04.2024	6,0% + 0,20%	17.315	61.763	42.107
(1)	*Discount Bond*	20.05.1998	1	11.04.2024	1,1875%+0,20%	12.082	42.671	29.090
							104.434	**71.197**
Moeda nacional								
	Banco do Brasil							
(5)	NCI 330600132	28.02.2007	3	28.02.2019	107,8% do DI	231.000	241.059	239.075
(5)	NCI 330600151	31.07.2007	3	31.07.2017	111,0% do DI	18.000	12.722	18.878
(5)	NCI 330600609	19.08.2011	2	21.07.2016	109,41% do DI	600.000	-	629.266
(5)	CCB 306401381	21.07.2015	2	21.07.2018	109,40% do DI	640.005	672.985	-
							926.766	**887.219**
							1.031.200	**958.416**
						Circulante	**61.788**	**349.753**
						Não circulante	**969.412**	**608.663**

Banco do Brasil: prestações anuais

(2) Parcelas de R$ 58.334 vencíveis em 15.02.2017 e 15.02.2018. 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 27.07.2016, 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 330600132: parcelas de R$ 77.000 vencíveis em 28.02.2017, 28.02.2018 e 28.02.2019. Os juros são pagos semestralmente.
Contrato NCI 330600151: parcelas de R$ 6.000 vencíveis em 31.07.2015, 31.07.2016 e 31.07.2017. Os juros são pagos semestralmente.
Contrato NCI 330600609: liquidado em 21.07.2015 com recursos da contratação da operação CCB 306401381.
Contrato CCB 306401381: 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) Capital de giro.

(5) Quitação de empréstimos.

(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) (23) 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 Palulista II.

(17) Implantação de linhas de transmissão Londrina - Figueira e Salta 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) (21) Construção e implantação de central geradora eólica.

(22) Pagamento de outorga - leilão nº 012/2015, referente UHE GPS.

Garantias:

(1) Conta corrente bancária centralizadora da arrecadação das receitas. Garantias depositadas (NE nº 22.1).

(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) (23) 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 Sadia 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) Fiança da Companhia Paranaense de Energia; cessão fiduciária de receitas e direitos indenizatórios da concessão.

(20) Fiança da Copel; penhor de ações; cessão fiduciária de recebíveis provenientes da receita de venda de energia elétrica; cessão fiduciária das máquinas e equipamentos montados ou construídos com os recursos a eles vinculados.

(21) Penhor de ações e cessão fiduciária de recebíveis provenientes da receita de venda de energia elétrica.

(22) Aval da Companhia Paranaense de Energia.

22.1 Cauções e depósitos vinculados - STN

Constituição de garantias, sob a forma de caução em dinheiro, *Par Bond,* no valor de R$ 50.689 (R$ 33.525 em 31.12.2014), e *Discount Bond*, no valor de R$ 35.448 (R$ 23.431 em 31.12.2014), 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.

22.2 Composição dos empréstimos e financiamentos por tipo de moeda e indexador

Variação da moeda estrangeira e indexadores		Consolidado			
	acumulada no período (%)	31.12.2015	%	31.12.2014	%
Moeda estrangeira					
Dólar norte-americano	47,01	104.434	2,56	71.197	2,05
		104.434	**2,56**	**71.197**	**2,05**
Moeda nacional					
TJLP	40,00	1.771.485	43,45	1.605.429	46,28
Ufir	0,00	69.959	1,72	80.524	2,32
Finel	2,03	16.980	0,42	50.236	1,45
CDI	22,21	2.018.044	49,50	1.558.486	44,93
TR	1,80	12.405	0,30	14.824	0,43
IPCA	10,67	21.267	0,52	17.821	0,51
Sem indexador	-	62.486	1,53	70.433	2,03
		3.972.626	**97,44**	**3.397.753**	**97,95**
		4.077.060	**100,00**	**3.468.950**	**100,00**
	Circulante	**308.558**		**867.626**	
	Não circulante	**3.768.502**		**2.601.324**	

22.3 Vencimentos das parcelas de longo prazo

	Controladora			Consolidado		
31.12.2015	**Moeda estrangeira**	**Moeda nacional**	**Total**	**Moeda estrangeira**	**Moeda nacional**	**Total**
2017	-	397.647	397.647	-	1.292.581	1.292.581
2018	-	391.657	391.657	-	789.841	789.841
2019	-	76.561	76.561	-	266.074	266.074
2020	-	-	-	-	147.178	147.178
2021	-	-	-	-	130.315	130.315
Após 2021	103.547	-	103.547	103.547	1.038.966	1.142.513
	103.547	**865.865**	**969.412**	**103.547**	**3.664.955**	**3.768.502**

22.4 Mutação de empréstimos e financiamentos

	Moeda estrangeira		Moeda nacional		
Consolidado	**circulante**	**não circulante**	**circulante**	**não circulante**	**Total**
Em 1º.01.2014	**2.161**	**62.661**	**954.945**	**2.304.017**	**3.323.784**
Efeito da 1ª consolidação de controladas	-	-	20.747	288.911	309.658
Ingressos	-	-	-	221.556	221.556
Encargos	2.722	-	229.589	59.039	291.350
Variação monetária e cambial	(138)	7.940	45	(303)	7.544
Transferências	-	-	342.497	(342.497)	-
Amortização - principal	(736)	-	(424.818)	-	(425.554)
Pagamento - encargos	(3.413)	-	(255.975)	-	(259.388)
Em 31.12.2014	**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**

22.5 Cláusulas contratuais restritivas - *covenants*

A Companhia e suas controladas contrataram empréstimos e financiamentos com cláusulas que requerem a manutenção de determinados índices econômico-financeiros dentro de parâmetros pré-estabelecidos, com exigibilidade de cumprimento anual, bem como outras condições a serem observadas, tal 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 31.12.2015, todas as condições acordadas foram integralmente atendidas.

23 Debêntures

	Emissão	Empresa	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento inicial	Vencimento final	Encargos financeiros a.a. (juros)	Valor do contrato	Consolidado 31.12.2015	Consolidado 31.12.2014
(1)	5ª	Copel	13.05.2014	3	13.05.2017	13.05.2019	111,5% do DI	1.000.000	1.016.087	1.010.485
(2)	1ª	Copel GeT	20.05.2015	3	20.05.2018	20.05.2020	113,0% do DI	1.000.000	1.090.755	-
(3)	1ª	Copel DIS	30.10.2012	2	30.10.2016	30.10.2017	DI + Spread 0,99% a.a.	1.000.000	1.023.378	1.019.037
(4)	1ª	Copel CTE	10.11.2015	5	15.10.2020	15.10.2024	IPCA + juros 7,9633% a.a.	160.000	162.158	-
(5)	2ª	Elejor	26.09.2013	60	26.10.2013	26.09.2018	DI + Spread 1,00% a.a.	203.000	111.516	152.040
(6)	1ª	Compagás	15.06.2013	40	15.09.2015	15.12.2018	TJLP+1,7% a.a.+1,0% a.a.	62.626	56.219	53.554
(7)	1ª	(a)	10.06.2014	1	-	10.12.2016	100% CDI + Spread 1,45% a.a.	222.000	223.815	235.747
(8)	1ª	(b)	10.06.2014	1	-	10.12.2015	100% CDI + Spread 1,30% a.a.	108.000	-	114.585
									3.683.928	**2.585.448**
								Circulante	**924.005**	**431.491**
								Não circulante	**2.759.923**	**2.153.957**

(a) Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III, Nova Eurus IV e Ventos de Santo Uriel.
(b) Santa Maria e Santa Helena.

Características:

O valor unitário das debêntures não é atualizado monetariamente.

(1) (2) (3) (4) (5) (7) (8) 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. Foram emitidos títulos com valor unitário de R$ 10.

(6) Debêntures simples, série única, não conversíveis em ações, da espécie flutuante, emissão privada. Foram emitidos títulos com valor unitário de R$ 1.

Encargos financeiros:

(1) Juros pagos semestralmente em maio e novembro.
(2) Juros a serem pagos anualmente em maio.
(3) Juros pagos semestralmente em abril e outubro.
(4) Juros a serem pagos semestralmente em abril e outubro.
(5) Juros pagos mensalmente.
(6) Juros pagos trimestralmente em março, junho, setembro e dezembro.
(7) Juros pagos semestralmente em junho e dezembro.
(8) Juros a serem pagos em uma única parcela na data de vencimento.

Destinação:

(1) (2) (3) Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.
(4) Implantação, ampliação e modernização de rede de telecomunicações.
(5) Liquidação total do contrato de mútuo com a Copel.
(6) Financiar plano de investimentos da emissora.
(7) (8) Resgate de notas promissórias e investimento nos parques eólicos.

Garantias:

(1) (2) (3) (4) (5) (7) (8) Fidejussória.
(6) Flutuante.

Interveniente garantidora:

(2) (3) (4) (7) (8) Copel.
(5) Copel, na proporção de 70% e Paineira Participações S.A., na proporção de 30%.
(6) Compagás.

Agente fiduciário:

(1) (2) (3) (4) (5) (7) (8) Pentágono S.A. DTVM.
(6) BNDES Participações S.A. - BNDESPAR.

23.1 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2015	Controladora	Consolidado
2017	332.197	890.865
2018	332.197	713.032
2019	332.196	663.921
2020	-	339.744
2021	-	16.038
Após 2021	-	136.323
	996.590	**2.759.923**

23.2 Mutação das debêntures

			Consolidado
	circulante	não circulante	Total
Em 1º.01.2014	**57.462**	**1.150.483**	**1.207.945**
Ingressos	330.000	1.053.378	1.383.378
Encargos	233.888	(1.440)	232.448
Transferências	48.464	(48.464)	-
Amortização - principal	(40.608)	-	(40.608)
Pagamento - encargos	(197.715)	-	(197.715)
Em 31.12.2014	**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**

23.3 Cláusulas contratuais restritivas - *covenants*

A Copel e suas controladas emitiram debêntures com cláusulas que requerem a manutenção de determinados 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 31.12.2015, todas as condições acordadas foram integralmente atendidas.

24 Benefícios Pós-Emprego

A Companhia e suas controladas patrocinam planos de complementação de aposentadoria e pensão (Plano Unificado e Plano III) e de assistência médica e odontológica (Plano Assistencial), para seus empregados ativos e pós-emprego e seus dependentes legais.

24.1 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.

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) a partir de 1º.01.2013, que trata de 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.

24.2 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 em regulamentos específicos. A cobertura inclui exames médicos periódicos e é estendida a todos os aposentados e pensionistas vitaliciamente.

24.3 Balanço patrimonial e resultado do exercício

Os valores consolidados reconhecidos no passivo, na conta de Benefícios pós-emprego, estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	**31.12.2014**	**31.12.2015**	**31.12.2014**
Plano previdenciário	21	-	1.008	1.030
Plano assistencial	7.795	8.196	593.652	897.588
	7.816	**8.196**	**594.660**	**898.618**
Circulante	**21**	**-**	**43.323**	**37.404**
Não circulante	**7.795**	**8.196**	**551.337**	**861.214**

Os valores consolidados reconhecidos no demonstrativo de resultado estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	**31.12.2014**	**31.12.2015**	**31.12.2014**
Plano previdenciário (CV)	4.173	5.258	65.878	65.715
Plano previdenciário (CV) - administradores	530	550	2.241	1.256
Plano assistencial - pós-emprego	1.587	2.269	143.236	102.119
Plano assistencial - funcionários ativos	2.114	2.721	61.927	51.266
Plano assistencial - administradores	81	82	139	143
(-) Transferências para imobilizado e intangível em curso	(4)	(301)	(19.094)	(18.957)
	8.481	**10.579**	**254.327**	**201.542**

24.4 Mutação dos benefícios pós-emprego

Consolidado	Circulante	Não circulante	Total
Em 1º.01.2014	**29.983**	**937.249**	**967.232**
Apropriação do cálculo atuarial	-	102.108	102.108
Contribuições previdenciárias e assistenciais	118.392	-	118.392
Ajuste referente a ganhos atuariais	-	(140.383)	(140.383)
Transferências	37.760	(37.760)	-
Amortizações	(148.731)	-	(148.731)
Em 31.12.2014	**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**

24.5 Avaliação atuarial de acordo com o CPC 33 (R1)

24.5.1 Premissas atuariais

As premissas atuariais utilizadas para determinação dos valores de obrigações e custos, para 2015 e 2014, estão demonstradas a seguir:

Consolidado	2015		2014	
	Real	Nominal	Real	Nominal
Econômicas				
Inflação a.a.	-	6,80%	-	6,40%
Taxa de desconto/retorno esperados a.a.				
Planos de benefícios previdenciários	7,30%	14,60%	6,10%	12,89%
Planos de benefício assistencial	7,28%	14,58%	6,15%	12,94%
Crescimento salarial a.a.	2,00%	8,94%	2,00%	8,53%
Demográficas				
Tábua de mortalidade		AT - 2000		AT - 2000
Tábua de mortalidade de inválidos		WINKLEVOSS		WINKLEVOSS
Tábua de entrada em invalidez		A. VINDAS		A. VINDAS

24.5.2 Número de participantes e beneficiários

Consolidado	Plano previdenciário		Plano assistencial	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Número de participantes ativos	8.838	8.723	8.571	8.429
Número de participantes inativos	7.795	7.702	7.445	7.458
Número de dependentes		-	23.933	24.935
Total	**16.633**	**16.425**	**39.949**	**40.822**

24.5.3 Expectativa de vida a partir da idade média – Tábua AT-2000 (em anos)

Consolidado	Plano BD	Plano CV
Em 31.12.2015		
Participantes aposentados	15,62	25,68
Participantes pensionistas	16,64	28,65
Em 31.12.2014		
Participantes aposentados	16,75	24,67
Participantes pensionistas	17,17	32,62

A idade média dos participantes inativos dos planos de aposentadoria e assistência médica da Companhia e de suas controladas é de 64,9 anos.

24.5.4 Avaliação atuarial

Com base na revisão das premissas, os valores do plano previdenciário para 31.12.2015 totalizaram um superávit do plano de R$ 312.586, enquanto que, em 31.12.2014, a posição era de R$ 183.117, resumidas abaixo:

Consolidado	Plano Previdenciário	Plano Assistencial	31.12.2015	31.12.2014
Obrigações total ou parcialmente cobertas	4.174.730	756.282	4.931.012	5.426.714
Valor justo dos ativos do plano	(4.487.316)	(162.630)	(4.649.946)	(4.712.243)
Estado de cobertura do plano	**(312.586)**	**593.652**	**281.066**	**714.471**
Ativo não reconhecido	312.586	-	312.586	183.117
	-	**593.652**	**593.652**	**897.588**

A Companhia e suas controladas procederam ajustes nos seus passivos assistenciais através de relatório atuarial, data base 31.12.2015, quando efetuaram os registros, em outros resultados abrangentes, do valor total de R$ 410.330, correspondente a uma redução apurada naquela data base.

24.5.5 Movimentação do passivo atuarial

Consolidado	Plano previdenciário	Plano assistencial
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 1º.01.2014	**3.941.108**	**1.092.697**
Custo de serviço	600	8.055
Custo dos juros	405.498	110.906
Benefícios pagos	(276.463)	(65.911)
(Ganhos) / perdas atuariais	308.687	(98.463)
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2014	**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 atuariais	(419.249)	(378.704)
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2015	**4.174.730**	**756.282**

24.5.6 Movimentação do ativo atuarial

Consolidado	Plano previdenciário	Plano assistencial
Valor justo do ativo do plano em 1º.01.2014	**4.303.143**	**125.470**
Retorno esperado dos ativos	524.992	15.945
Contribuições e aportes	27.321	-
Benefícios pagos	(276.463)	-
Ganhos / (perdas) atuariais	(16.446)	8.281
Valor justo do ativo do plano em 31.12.2014	**4.562.547**	**149.696**
Retorno esperado dos ativos	564.872	19.223
Contribuições e aportes	36.294	-
Benefícios pagos	(345.288)	-
Perdas atuariais	(331.109)	(6.289)
Valor justo do ativo do plano em 31.12.2015	**4.487.316**	**162.630**

24.5.7 Custos estimados

Os custos (receitas) estimados para 2016 para cada plano estão demonstrados a seguir:

Consolidado	Plano previdenciário	Plano assistencial	2016
Custo do serviço corrente	445	44.942	45.387
Custo estimado dos juros	601.260	108.465	709.725
Rendimento esperado do ativo do plano	(637.542)	(23.749)	(661.291)
Contribuições estimadas dos empregados	(242)	-	(242)
Custos (receitas)	**(36.079)**	**129.658**	**93.579**

24.5.8 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	
	Atual	Aumento 1%	Redução 1%
Sensibilidade da taxa de juros de longo prazo			
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	7,30%	-6,86%	7,86%
Impactos em milhares de reais - R$		(286.319)	328.320
Impactos nas obrigações do programa de saúde	7,28%	-18,83%	25,07%
Impactos em milhares de reais - R$		(141.635)	188.576
Sensibilidade da taxa de crescimento de custos médicos			
Impactos nas obrigações do programa de saúde	1,00%	5,69%	-5,40%
Impacto no custo do serviço do exercício seguinte - em milhares de reais - R$		62.667	(77.816)
Sensibilidade ao custo do serviço			
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	1,00%	-0,18%	0,24%
Impactos em milhares de reais - R$		(7.548)	10.102
Impactos nas obrigações do programa de saúde	1,00%	-4,97%	3,76%
Impactos em milhares de reais - R$		(37.415)	28.256

24.5.9 Benefícios a pagar

Os benefícios estimados a serem pagos pela Companhia e sua controladas, nos próximos cinco anos, e o total de benefícios para os exercícios fiscais subsequentes, são apresentados abaixo:

Consolidado	Plano previdenciário	Outros benefícios	Total
2016	390.354	66.805	457.159
2017	390.282	63.445	453.727
2018	374.816	60.472	435.288
2019	360.423	58.170	418.593
2020	345.379	56.358	401.737
2021 a 2055	3.822.904	861.432	4.684.336

24.5.10 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 2015 e a alocação-meta para 2016, por categoria de ativos, são as seguintes:

Consolidado	Meta para 2016	2015
Renda fixa	87,6%	88,6%
Renda variável	4,2%	3,7%
Empréstimos	1,6%	1,6%
Imóveis	1,9%	1,9%
Investimentos estruturados	4,7%	4,2%
	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	91,7%	87,0%	80,0%	60,0%
Renda variável	1,8%	1,0%	8,5%	7,0%
Empréstimos	1,0%	0,0%	3,0%	1,0%
Imóveis	2,5%	1,0%	1,0%	0,0%
Investimentos estruturados	3,0%	0,0%	7,5%	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 31.12.2015 e 2014, os valores dos ativos do plano previdenciário incluíam os seguintes títulos mobiliários emitidos pela Copel:

Consolidado	Plano previdenciário de benefícios definidos	
	31.12.2015	31.12.2014
Ações	968	2.154
	968	**2.154**

24.5.11 Informações adicionais

A Companhia e suas controladas também patrocinam um plano de contribuição variável para todos os empregados.

As contribuições nos exercícios encerrados em 31.12.2015 e 31.12.2014 foram de R$ 68.939 e R$ 66.914, respectivamente.

25 Encargos do Consumidor a Recolher

Consolidado	31.12.2015	31.12.2014
Conta de desenvolvimento energético - CDE (a)	204.309	11.709
Bandeira tarifária	52.381	-
Reserva global de reversão - RGR	20.768	11.524
	277.458	**23.233**

(a) Nota técnica Aneel nº 53/2015 e Resoluções Aneel nºs 1.856/2015 e 1.857/2015.

26 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

26.1 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 31.12.2015	Saldo em 31.12.2014
Pesquisa e desenvolvimento - P&D					
FNDCT (a)	-	5.762	-	5.762	5.742
MME	-	2.882	-	2.882	2.872
P&D	52.412	-	200.416	252.828	211.984
	52.412	**8.644**	**200.416**	**261.472**	**220.598**
Programa de eficiência energética - PEE	**30.654**	**-**	**106.867**	**137.521**	**115.166**
	83.066	**8.644**	**307.283**	**398.993**	**335.764**
			Circulante	**167.881**	**175.972**
			Não circulante	**231.112**	**159.792**

(a) Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico

26.2 Mutação dos saldos de P&D e PEE

Consolidado	FNDCT	MME	P&D		PEE		
	Circulante	Circulante	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total
Em 1º.01.2014	**3.771**	**1.887**	**46.956**	**124.972**	**75.246**	**29.749**	**282.581**
Constituições	33.021	16.509	964	32.054	-	31.709	114.257
Contrato de desempenho	-	-	-	-	-	1.111	1.111
Juros Selic	-	-	185	15.833	-	7.381	23.399
Transferências	-	-	42.002	(42.002)	41.015	(41.015)	-
Recolhimentos	(31.050)	(15.524)	-	-	-	-	(46.574)
Conclusões	-	-	(8.980)	-	(30.030)	-	(39.010)
Em 31.12.2014	**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	-	-	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**

27 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	31.12.2015	31.12.2014
(1) UHE Mauá	Copel GeT	29.06.2007	03.07.2007	07.2042	5,65% a.a.	IPCA	15.437	14.200
(2) UHE Colider	Copel GeT	29.12.2010	17.01.2011	01.2046	7,74% a.a.	IPCA	21.493	19.621
(3) UHE Baixo Iguaçu	Copel GeT	19.07.2012	20.08.2012	01.2047	7,74% a.a.	IPCA	5.557	5.363
(4) PCH Cavernoso	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	97	117
(5) PCH Apucaraninha	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	676	819
(6) PCH Chopim I	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2015	7,74% a.a.	IPCA	-	33
(7) PCH Chaminé	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	1.170	1.417
(8) PCH Derivação Rio Jordão	Copel GeT	11.07.2013	24.02.2014	02.2019	7,74% a.a.	IPCA	702	806
(9) UHEs Fundão e Santa Clara	Elejor	23.10.2001	25.10.2001	10.2036	11,00% a.a.	IGPM	490.533	449.351
							535.665	**491.727**
						Circulante	**61.786**	**54.955**
						Não circulante	**473.879**	**436.772**

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 001/07.

(2) Parcelas mensais equivalentes a 1/12 do pagamento anual proposto de R$ 1.256, a partir da entrada em operação comercial da UHE, conforme cláusula 6ª do Contrato de Concessão nº 001/11.

(3) (4) (5) (6) (7) (8) 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.

(9) 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 125/01.

27.1 Valor nominal e valor presente de contas a pagar vinculadas à concessão

Consolidado	Valor nominal	Valor presente
2016	61.931	58.626
2017	61.976	52.980
2018	62.124	47.977
2019	61.433	42.801
Após 2019	1.067.033	333.281
	1.314.497	**535.665**

27.2 Mutação de contas a pagar vinculadas à concessão

Consolidado	Circulante	Não circulante	Total
Em 1º.01.2014	**51.481**	**420.293**	**471.774**
Adição	215	8.454	8.669
Transferências	53.214	(53.214)	-
Pagamentos	(51.716)	-	(51.716)
Variação monetária	1.761	61.239	63.000
Em 31.12.2014	**54.955**	**436.772**	**491.727**
Adição	-	334	334
Transferências	55.677	(55.677)	-
Pagamentos	(55.346)	-	(55.346)
Ajuste a valor presente	-	(1.742)	(1.742)
Variação monetária	6.500	94.192	100.692
Em 31.12.2015	**61.786**	**473.879**	**535.665**

28 Outras Contas a Pagar

Consolidado	31.12.2015	31.12.2014
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	31.399	22.259
Consumidores	26.391	15.954
Devolução ao consumidor	12.011	27.817
Taxa de iluminação pública arrecadada	11.671	21.267
Aquisição de investimentos	9.571	18.228
Cauções em garantia	8.861	17.721
Outras obrigações	66.767	35.048
	166.671	**158.294**
Circulante	**135.709**	**157.988**
Não circulante	**30.962**	**306**

29 Provisões para Litígios e Passivo Contingente

A Companhia e suas controladas respondem por diversos processos judiciais e administrativos perante diferentes cortes. A Administração da Companhia, 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 nota 4.11 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.

29.1 Provisões para litígios

29.1.1 Mutação das provisões para litígios das ações consideradas como de perda provável

Consolidado	Saldo em 1º.01.2015	Adições	Reversões	Custo de construção	Adições no imobilizado em curso	Quitações	Saldo em 31.12.2015
Fiscais							
Cofins (a)	254.386	-	(12.186)	-	-	-	242.200
Outras (b)	37.458	53.634	(2.257)	-	-	(3.987)	84.848
	291.844	**53.634**	**(14.443)**	**-**	**-**	**(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 (e)	60.680	-	(2.868)	-	-	(57.812)	-
Cíveis e direito administrativo (f)	256.169	134.097	(22.890)	-	-	(42.159)	325.217
Servidões de passagem (g)	25.407	36.390	(41.657)	36.816	6.249	(336)	62.869
Desapropriações e patrimoniais (h)	402.219	45.586	(270.270)	6.460	13.964	(1.064)	196.895
Consumidores (i)	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 (j)	**479**	**389**	**-**	**-**	**-**	-	**868**
Regulatórias (k)	**58.443**	**5.498**	**(6.985)**	**-**	**-**	**(1.186)**	**55.770**
	1.546.632	**443.017**	**(394.518)**	**43.276**	**20.213**	**(163.684)**	**1.494.936**

Consolidado	Saldo em 1º.01.2014	Adições	Reversões	Custo de construção	Adições no imobilizado em curso	Quitações	Saldo em 31.12.2014
Fiscais							
Cofins (a)	243.131	11.255	-	-	-	-	254.386
Outras (b)	44.108	9.658	(15.310)	-	-	(998)	37.458
	287.239	**20.913**	**(15.310)**	**-**	**-**	**(998)**	**291.844**
Trabalhistas (c)	**196.054**	**139.181**	**(661)**	**-**	**-**	**(8.328)**	**326.246**
Benefícios a empregados (d)	**94.809**	**56.217**	**(414)**	**-**	**-**	**(36.069)**	**114.543**
Cíveis							
Fornecedores (e)	64.775	-	(4.095)	-	-	-	60.680
Cíveis e direito administrativo (f)	197.838	65.040	(47)	-	-	(6.662)	256.169
Servidões de passagem (g)	10.639	15.770	-	-	-	(1.002)	25.407
Desapropriações e patrimoniais (h)	353.461	39.005	-	(1.850)	11.887	(284)	402.219
Consumidores (i)	9.633	970	(1)	-	-	-	10.602
	636.346	**120.785**	**(4.143)**	**(1.850)**	**11.887**	**(7.948)**	**755.077**
Ambientais (j)	**211**	**268**	**-**	**-**	**-**	**-**	**479**
Regulatórias (k)	**51.468**	**6.975**	**-**	**-**	**-**	**-**	**58.443**
	1.266.127	**344.339**	**(20.528)**	**(1.850)**	**11.887**	**(53.343)**	**1.546.632**

Controladora	Saldo em 1º.01.2015	Adições	Reversões	Quitações	Saldo em 31.12.2015
Fiscais					
Cofins (a)	254.386	-	(12.186)	-	242.200
Outras (b)	29.338	3.665	(487)	(3.986)	28.530
	283.724	**3.665**	**(12.673)**	**(3.986)**	**270.730**
Trabalhistas (c)	**159**	**157**	**(287)**	**-**	**29**
Cíveis (f)	**672**	**5.221**	**(241)**	**-**	**5.652**
Regulatórias (k)	**12.764**	**1.345**	**-**	**-**	**14.109**
	297.319	**10.388**	**(13.201)**	**(3.986)**	**290.520**

Controladora	Saldo em 1º.01.2014	Adições	Reversões	Quitações	Saldo em 31.12.2014
Fiscais					
Cofins (a)	243.131	11.255	-	-	254.386
Outras (b)	22.016	8.306	-	(984)	29.338
	265.147	**19.561**	**-**	**(984)**	**283.724**
Trabalhistas (c)	**-**	**464**	**(177)**	**(128)**	**159**
Cíveis (f)	**390**	**329**	**(47)**	**-**	**672**
Regulatórias (k)	**12.310**	**454**	**-**	**-**	**12.764**
	277.847	**20.808**	**(224)**	**(1.112)**	**297.319**

29.1.2 Descrição da natureza e/ou informações sobre as principais ações

a) Contribuição para o financiamento da seguridade social - Cofins

Autor: Receita Federal

Cobrança da Cofins dos períodos de agosto de 1995 a dezembro de 1996 e de outubro de 1998 a junho de 2001, como decorrência de desconstituição de sentença que havia reconhecido a imunidade da Companhia quanto ao recolhimento da Cofins.

Situação atual: aguardando julgamento.

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 **Valor estimado:** R$ 37.670

A Copel Geração e Transmissão 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: autos nº 5037809-14.2015.4.04.7000, em sentença proferida pelo Juiz Federal da 2ª Vara Federal julgou improcedente a ação. Dessa decisão, a Companhia interpôs Apelação ao TRF.

c) Trabalhistas

Ações movidas por 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) Fornecedores

Autores: Rio Pedrinho Energética S.A. e Consórcio Salto Natal Energética S.A.

A Energética Rio Pedrinho S.A. e o Consórcio Salto Natal Energética S.A. promoveram em 2006, no valor conjunto de R$ 54.895, execuções das sentenças proferidas em procedimentos arbitrais da Câmara FGV, que condenaram a Copel Distribuição S.A. ao pagamento de obrigações e encargos decorrentes de contratos de venda e compra de energia elétrica, acrescidos de correção monetária e juros de mora, celebrados à época da vigência do Programa de Geração Distribuída no Estado do Paraná - Progedis.

Em tramitação na 3ª Vara da Fazenda Pública de Curitiba, foram contingenciadas e classificadas como perdas prováveis, a saber que no curso do processo judicial ocorreram penhoras/depósitos nos valores de R$ 22.822 (outubro de 2009), R$ 11.832 (fevereiro de 2010) e R$ 35.912 (junho de 2010), resgatados da conta judicial posteriormente pelos credores em outubro de 2010 e em janeiro de 2011, nos valores de R$ 36.515 e R$ 37.498, respectivamente, mediante carta de fiança bancária como garantia. Em 2011, requereram execução de saldos remanescentes a título de juros moratórios, nos valores de R$ 12.790 e R$ 9.371, sendo que, após penhorados e depositados, foram igualmente resgatados mediante caução bancária, em abril de 2012.

Situação atual: Em decisões judiciais publicadas em janeiro e abril de 2015, foram deferidos pedidos de liberação das cauções em favor dos fornecedores, a saber que na presente data não remanescem valores em discussão nas execuções em questão, sendo que a diferença de saldo residual de juros moratórios, no valor aproximado de R$ 3.853, então reclamada pelo Consórcio Salto Natal, não foi reconhecida como devida pelo Tribunal de Justiça do Paraná, sem que tenha havido recurso pela parte exequente aos Tribunais Superiores. Permanece pendente de julgamento no Superior Tribunal de Justiça recurso especial da Copel em ação anulatória das sentenças arbitrais ora em execução.

f) 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$ 134.498

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: - autos nº 0005550-26.2012.8.16.0004 - em sentença proferida em 29.09.2014, a Companhia foi condenada ao pagamento das comissões devidas à Tradener, no valor de R$ 17.765, em 30.09.2012, que, acrescido de juros de mora de 1% ao mês, contados da data da citação (25.10.2012), bem como em honorários advocatícios fixados em 9% sobre o valor da condenação e em custas processuais, totaliza R$ 55.223, em 31.12.2015. Dessa decisão, a Companhia interpôs recurso de apelação, o qual teve decisão desfavorável. A Copel interpôs Recurso Especial. Do recurso Especial da Copel, a Tradener interpôs Recurso Adesivo Especial. Nenhum dos recursos foi julgado ainda.

- autos nº 0005990.22.2012.8.16.0004 - em sentença proferida em 27.01.2014 a Companhia foi condenada ao pagamento do valor de R$ 90.014, que é o valor atualizado pelo INPC/IBGE a partir do vencimento das comissões devidas à Tradener no contrato de comercialização firmado com a Celesc, acrescido de juros de mora de 1% ao mês, contados da citação (31.10.2012), bem como em honorários advocatícios no valor de R$ 50, que deve ser corrigido a partir da prolação da sentença, pelo INPC/IBGE, a partir de 27.01.2014. Dessa decisão, a Companhia interpôs apelação, que ainda não foi julgada.

Autor: Consórcio Carioca-Passarelli

Ação de equilíbrio econômico-financeiro de contratos para a execução de obras. A Compagás e o Consórcio Carioca-Passarelli firmaram acordo judicial em 1º.09.2015, no qual a Compagás se comprometeu a pagar o valor total de R$ 31.500, dos quais R$ 20.000 foram pagos em 11.09.2015 e o valor restante será liquidado em 12 parcelas mensais, com vencimento final em 11.09.2016.

g) 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.

h) 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. **Valor estimado:** R$ 139.132

Ação de cobrança proposta pela autora com o objetivo de cobrar os valores decorrentes do reequilíbrio econômico-financeiro do contrato firmado com a Copel Geração e Transmissão, reconhecido na ação declaratória.

Situação atual: em 18.12.2015, ocorreu a publicação do inteiro teor do acórdão de julgamento do 2º recurso de embargos de declaração da Copel Geração e Transmissão perante o Superior Tribunal de Justiça, 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 que antecedeu ao laudo pericial. 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 Geração e Transmissão, suprindo a omissão do julgamento anterior. Em decorrência deste novo fato, apesar do recurso de embargos de declaração apresentado em 05.02.2016, pela Ivaí, pendente de julgamento no STJ, o conteúdo dos votos dos Ministros do STJ sinalizam entendimento favorável à Copel Geração e Transmissão, motivo pelo qual, em 31.12.2015, foi efetuada a revisão das perdas estimadas desta ação, revertendo parcialmente a provisão anteriormente contabilizada, no valor de R$ 209.948. Desse modo, considera-se como perda provável somente o valor do direito de crédito da autora corrigido pelo índice oficial do TJ-PR, sendo este a média do IGP-DI/INPC, acrescido de juros de mora de 1% ao mês, mais honorários advocatícios de sucumbência.

Já há execução provisória em andamento, que está suspensa por medida cautelar da Copel Geração e Transmissão apresentada e acolhida no Tribunal de Justiça do Paraná em dezembro de 2014.

i) 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.

j) 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 Geração e Transmissão.

k) 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$ 46.332

A Copel, a Copel Geração e Transmissão e a Copel Distribuição estão discutindo ações judiciais contra o Despacho Aneel nº 288/2002, envolvendo as empresas citadas.

Situação atual: aguardando julgamento.

29.2 Passivo contingente

29.2.1 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.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	**31.12.2014**	**31.12.2015**	**31.12.2014**
Fiscais (a)	1.252.740	1.177.495	1.476.765	1.356.224
Trabalhistas (b)	222	964	605.095	558.873
Benefícios a empregados (c)	-	-	73.310	107.118
Cíveis (d)	30.711	32.257	1.170.019	698.084
Regulatórias (e)	-	606	646.455	18.464
	1.283.673	**1.211.322**	**3.971.644**	**2.738.763**

29.2.2 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 **Valor estimado:** R$ 763.590

Juros e multas exigidos em processos administrativos (nº 10980-720.458/2011-15, nº 11453-720.001/2011-23 e nº 10.980-720.267/2015-79) decorrentes de ação rescisória relativa a Cofins. Em virtude dos fortes argumentos para a defesa da COPEL, destacadamente, a decadência em razão da ausência de lançamento tempestivo por parte da RFB, sua classificação permanece como possível. O principal deste débito, porém, está classificado como provável, conforme nota 29.1-a.

Situação atual: aguardando julgamento.

Autor: Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS **Valor estimado:** R$ 181.014

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 e, o valor da contingência, encontra-se depositado em garantia judicial.

Situação atual: aguardando julgamento.

Autor: Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS **Valor estimado:** R$ 25.994

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.

b) Trabalhistas

Ações movidas por 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$ 124.123

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 Geração e Transmissão 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: aguardando julgamento.

Autor: Ivaí Engenharia de Obras S.A. **Valor estimado:** R$ 615.355

Ação de cobrança proposta pela autora com o objetivo de cobrar os valores decorrentes do reequilíbrio econômico-financeiro do contrato firmado com a Copel Geração e Transmissão, reconhecido na ação declaratória. O valor principal deste débito está classificado como perda provável.

Situação atual: em 18.12.2015, ocorreu a publicação do inteiro teor do acórdão de julgamento do 2º recurso de embargos de declaração da Copel Geração e Transmissão perante o Superior Tribunal de Justiça, 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 que antecedeu ao laudo pericial. 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 Geração e Transmissão, suprindo a omissão do julgamento anterior. Em decorrência deste novo fato, apesar do recurso de embargos de declaração apresentado em 05.02.2016, pela Ivaí, pendente de julgamento no STJ, o conteúdo dos votos dos Ministros do STJ sinalizam entendimento favorável à Companhia, motivo pelo qual, em 31.12.2015, foi efetuada a revisão das perdas estimadas desta ação, revertendo parcialmente a provisão anteriormente contabilizada. 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 Geração e Transmissão 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 que antecedeu o laudo pericial.

Autores: franquiados de Agência/loja Copel **Valor estimado:** R$ 41.686

Propositura de 02 (duas) ações individuais em face da Copel Distribuição, em razão de contratos de franquia de Agência/loja Copel, com pedido principal de prorrogar a vigência da contratação e pedido secundário de reconhecer a ocorrência de subconcessão, com a transferência dos serviços prestados e o 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$ 15.961

A Copel Distribuição 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 Distribuição, a título de parcela de ineficiência por subcontratação, em razão da sobrecontratação de Montante de Uso do Sistema de Distribuição - MUSD junto ao ONS.

Situação atual: aguardando julgamento.

Autor: Energia Sustentável do Brasil S.A. - ESBR **Valor estimado:** R$ 607.541

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.

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 Distribuição. Isso, porque as regras de comercialização de energia elétrica impõe 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 Distribuição faz parte, cujo pedido principal é voltado à anulação do processo promovido pela ESBR contra a Aneel desde a citação. Embora se tenha sido obtida decisão liminar favorável, houve julgamento desfavorável no Mandado de Segurança, no sentido do seu não cabimento neste caso. Aguarda-se a lavratura e publicação do acórdão.

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 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”, cujo o impacto financeiro para a Copel Distribuição dependerá da forma de operacionalização a ser implementada pela CCEE nos processos de contabilização e liquidação de curto prazo. Decisão também sujeita a recurso.

O risco de perda da ação está classificado como possível (intermediário), considerando o montante de R$ 607.541 em 31.12.2015, relativo à liquidação da CCEE de julho e agosto de 2015, e que considerou a devolução de R$ 108.239, valor recebido pela Copel Distribuição na liquidação da CCEE de junho de 2015, em atendimento de decisões liminares proferidas nos autos da Ação Cautelar nº 9500-90.2013.4.01.4100 e da Ação Ordinária nº 10426-71.2013.4.04.4100.

Caso as ações sejam julgadas desfavoráveis, o valor será considerado como um Ativo Financeiro Setorial a ser recuperado mediante tarifa.

Situação atual: aguardando julgamento.

30 Patrimônio Líquido

30.1 Atribuível aos acionistas da empresa controladora

30.1.1 Capital social

O capital social integralizado monta a R$ 6.910.000. 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	21,27	65.580.781	23,96
Eletrobrás	1.530.774	1,06	-	-	-	-	1.530.774	0,56
Custódias em bolsa:								
BM&FBOVESPA (a)	18.720.572	12,91	128.427	33,77	64.877.037	50,59	83.726.036	30,60
NYSE (b)	1.154.515	0,80	-	-	35.961.598	28,05	37.116.113	13,56
Latibex (c)	-	-	-	-	75.949	0,06	75.949	0,03
Prefeituras	178.393	0,12	9.326	2,45	3.471	-	191.190	0,07
Outros	119.453	0,07	242.538	63,78	43.943	0,03	405.934	0,15
	145.031.080	**100,00**	**380.291**	**100,00**	**128.244.004**	**100,00**	**273.655.375**	**100,00**

(a) Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros
(b) Bolsa de Valores de Nova Iorque
(c) Mercado de Valores Latino Americano em Euros, vinculado à Bolsa de Valores de Madri

30.1.2 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.01.2014	**983.159**	**983.159**
Ajustes referentes a ativos financeiros disponíveis para venda:		
Aplicações financeiras (a)	707	1.070
Tributos sobre os ajustes	-	(363)
Investimentos em participações societárias	(190)	(190)
Tributos sobre os ajustes	65	65
Ajustes referentes a passivos atuariais:		
Benefícios pós-emprego	(3.712)	140.383
Tributos sobre os ajustes	1.262	(48.584)
Benefícios pós-emprego - equivalência (a)	94.425	(582)
Outros ajustes:		
Outros ajustes - controladas (a)	(1.282)	(2.777)
Tributos sobre os outros ajustes	-	945
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial:		
Custo atribuído do imobilizado	-	(149.295)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	50.760
Custo atribuído do imobilizado - equivalência (a)	(101.001)	(2.466)
Custo atribuído do imobilizado - realização de investimento	(850)	(850)
Passivo atuarial - realização de investimento	4.381	4.381
Atribuível aos acionistas não controladores	**-**	**1.308**
Em 31.12.2014	**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**

(a) Equivalência patrimonial na controladora, líquida de tributos.

30.1.3 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.

30.1.4 Proposta de distribuição de dividendos

Controladora	31.12.2015	31.12.2014
Cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios (25%) - (1)		
Lucro líquido do exercício	1.192.738	1.205.950
Reserva legal (5%)	(59.637)	(60.298)
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial	90.441	99.394
Base de cálculo para os dividendos mínimos obrigatórios	1.223.542	1.245.046
	305.885	**311.262**
Distribuição total proposta - (2) (3+5)	**326.795**	**622.523**
Juros sobre o capital próprio, brutos - (3)	198.000	30.000
Imposto de renda retido na fonte	(20.910)	(3.161)
Juros sobre o capital próprio, líquidos - (4)	**177.090**	**26.839**
Dividendos propostos - (5)	**128.795**	**592.523**
Distribuição total proposta, líquida - (6) (4+5)	**305.885**	**619.362**
Dividendo adicional proposto (7) (6-1)	**-**	**308.100**
Pagamento antecipado referendado pelo CAD - (8)	**-**	**377.609**
Juros sobre o capital próprio, líquidos	-	26.839
Dividendos	-	350.770
Pagamento antecipado superior ao mínimo obrigatório - (9) (8-1)	**-**	**66.347**
Dividendo adicional proposto ajustado (10) (7-9)	**-**	**241.753**
Valor bruto dos dividendos por ação:		
Ações ordinárias	1,13716	2,17236
Ações preferenciais classe "A"	2,52507	2,52507
Ações preferenciais classe "B"	1,25473	2,39000
Valor bruto dos dividendos por classes de ações:		
Ações ordinárias	164.924	315.060
Ações preferenciais classe "A"	960	962
Ações preferenciais classe "B"	160.911	306.501

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 nº 10, 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 nº 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.

De acordo com o ICPC nº 08, o dividendo adicional proposto corresponde à parcela do valor proposto pela Administração à Assembleia Geral Ordinária - AGO, excedente aos dividendos mínimos obrigatórios previstos no estatuto social, é mantido em reserva específica no patrimônio líquido até a deliberação por parte da AGO, quando então é reconhecido como dívida no passivo circulante.

O benefício fiscal dos juros sobre capital próprio é reconhecido na demonstração de resultado no momento do seu registro em contas a pagar.

30.1.5 Lucro por ação - básico e diluído

Controladora	31.12.2015	31.12.2014
Numerador básico e diluído		
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores:		
Ações ordinárias	603.746	610.434
Ações preferenciais classe "A"	1.741	1.766
Ações preferenciais classe "B"	587.251	593.750
	1.192.738	**1.205.950**
Denominador básico e diluído		
Média ponderada das ações (em milhares):		
Ações ordinárias	145.031.080	145.031.080
Ações preferenciais classe "A"	380.291	381.465
Ações preferenciais classe "B"	128.244.004	128.242.830
	273.655.375	**273.655.375**
Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas da empresa controladora:		
Ações ordinárias	4,16287	4,20899
Ações preferenciais classe "A"	4,57807	4,62953
Ações preferenciais classe "B"	4,56917	4,62989

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.

30.2 Mutação do patrimônio líquido atribuível aos acionistas não controladores

Participação no capital social	Compagás: 49%	Elejor: 30%	UEG Araucária: 20%	Consolidado
Em 1º.01.2014	**115.457**	**21.606**	**140.350**	**277.413**
Dividendos propostos	(8.045)	(1.367)	(44.267)	(53.679)
Ajuste de avaliação patrimonial	(758)	(550)	-	(1.308)
Resultado do exercício	29.579	5.756	94.330	129.665
Em 31.12.2014	**136.233**	**25.445**	**190.413**	**352.091**
Dividendos e JSCP propostos	(3.128)	(16.182)	(67.339)	(86.649)
Ajuste de avaliação patrimonial	495	-	-	495
Resultado do período	11.304	12.937	48.572	72.813
Em 31.12.2015	**144.904**	**22.200**	**171.646**	**338.750**

31 Receita Operacional Líquida

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos do consumidor (31.5)	ISSQN	Receita líquida 31.12.2015
Fornecimento de energia elétrica (31.1)	11.289.201	(1.045.529)	(2.784.289)	(1.712.463)	-	5.746.920
Suprimento de energia elétrica (31.2)	4.130.184	(350.796)	-	(71.947)	-	3.707.441
Disponibilidade da rede elétrica (31.3)	5.879.729	(547.565)	(1.420.129)	(1.523.530)	-	2.388.505
Receita de construção	1.196.324	-	-	-	-	1.196.324
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 (31.4)	119.402	(22.545)	-	-	(2.412)	94.445
	24.455.511	**(2.044.072)**	**(4.370.805)**	**(3.307.940)**	**(4.563)**	**14.728.131**

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos do consumidor (31.5)	ISSQN	Receita líquida 31.12.2014
Fornecimento de energia elétrica (31.1)	6.581.808	(573.026)	(1.584.499)	(53.130)	-	4.371.153
Suprimento de energia elétrica (31.2)	4.882.071	(430.976)	-	(80.303)	-	4.370.792
Disponibilidade da rede elétrica (31.3)	3.708.296	(347.962)	(958.690)	(164.174)	-	2.237.470
Receita de construção	1.279.010	-	-	-	-	1.279.010
Telecomunicações	216.223	(11.310)	(38.615)	-	(837)	165.461
Distribuição de gás canalizado	495.132	(45.504)	(58.343)	-	-	391.285
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	1.033.866	-	-	-	-	1.033.866
Outras receitas operacionais (31.4)	131.434	(59.529)	-	-	(2.425)	69.480
	18.327.840	**(1.468.307)**	**(2.640.147)**	**(297.607)**	**(3.262)**	**13.918.517**

31.1 Fornecimento de energia por classe de consumidor

Consolidado	Receita bruta		Receita líquida	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Residencial	3.554.995	2.110.043	1.804.690	1.429.593
Industrial	3.829.081	2.369.527	2.049.456	1.563.121
Comercial, serviços e outras atividades	2.511.750	1.365.319	1.155.967	838.312
Rural	546.685	305.214	339.338	260.801
Poder público	273.120	152.321	149.663	108.348
Iluminação pública	271.036	127.838	122.904	78.626
Serviço público	302.534	151.546	124.902	92.352
	11.289.201	**6.581.808**	**5.746.920**	**4.371.153**

31.2 Suprimento de energia elétrica

Consolidado	Receita bruta	
	31.12.2015	31.12.2014
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	2.159.431	2.987.114
Contratos bilaterais	1.160.503	1.172.588
Contrato de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado - CCEAR (leilão)	793.036	722.120
Regime de cotas	17.214	249
	4.130.184	**4.882.071**

31.3 Disponibilidade da rede elétrica por classe de consumidor

Consolidado	Receita bruta		Receita líquida	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Residencial	1.961.163	1.363.517	706.983	793.022
Industrial	1.280.283	701.408	459.231	398.566
Comercial, serviços e outras atividades	1.399.336	869.622	507.703	506.163
Rural	300.297	190.620	185.378	109.278
Poder público	161.275	108.809	71.141	72.590
Iluminação pública	153.826	97.828	53.844	56.376
Serviço público	111.539	64.337	39.896	37.212
Consumidores livres	282.241	147.135	179.711	126.534
Rede básica, de fronteira e de conexão	1.352	1.044	860	899
Receita de operação e manutenção - O&M	91.772	106.833	67.663	86.590
Receita de juros efetivos	136.645	57.143	116.095	50.240
	5.879.729	**3.708.296**	**2.388.505**	**2.237.470**

31.4 Outras receitas operacionais

Consolidado	Receita bruta	
	31.12.2015	31.12.2014
Arrendamentos e aluguéis (31.4.1)	88.008	96.809
Renda da prestação de serviços	17.203	23.987
Serviço taxado	8.773	8.207
Outras receitas	5.418	2.431
	119.402	**131.434**

31.4.1 Receita de arrendamento e aluguéis

Consolidado	31.12.2015	31.12.2014
Equipamentos e estruturas	87.190	88.988
Compartilhamento de instalações	547	1.210
Imóveis	271	206
Usina termelétrica de Araucária	-	6.405
	88.008	**96.809**

31.5 Encargos do consumidor

Consolidado	31.12.2015	31.12.2014
Conta de desenvolvimento energético - CDE (31.5.1)	1.494.630	133.021
Outros encargos do consumidor - bandeira tarifária	1.120.218	-
Conta de desenvolvimento energético - CDE Energia	497.667	-
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D e PEE	126.656	114.257
Quota para reserva global de reversão - RGR	62.554	50.329
Taxa de fiscalização	6.215	-
	3.307.940	**297.607**

31.5.1 Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

A CDE, criada pela Lei nº 10.438/2002, tem por finalidades principais compensar os descontos tarifários aplicados às tarifas de uso e de energia para determinados usuários; a universalização do serviço de energia elétrica; e promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes alternativas nas áreas atendidas pelo sistema elétrico interligado nacional - SIN.

A partir da publicação da Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, que tratou da renovação de concessões de energia elétrica, da redução de encargos setoriais e da modicidade tarifária, os recursos da CDE foram utilizados para compensar as operações financeiras vinculados à indenização por ocasião da reversão das concessões de geração de energia elétrica.

O fundo CDE foi ainda destinado para cobrir custos decorrentes da exposição involuntária no mercado de curto prazo e custos do despacho termoelétrico em 2013 e janeiro de 2014, devido às condições hidroenergéticas desfavoráveis desde o final de 2012, relacionado principalmente aos baixos índices dos reservatórios das usinas hidrelétricas (Decreto nº 7.891/2013). Esta parcela do encargo é chamada de CDE Energia.

Os recursos da CDE são provenientes, entre outras fontes, das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializam energia elétrica com o consumidor final, através de encargo tarifário. Mediante o aumento das despesas do fundo, as quotas de CDE para as distribuidoras foram elevadas em 2015.

Cabe ressaltar que de fevereiro a dezembro de 2014, recursos da Conta-ACR (Decreto nº 8.221/2014), cobriram total ou parcialmente os custos adicionais de exposição involuntária no mercado de curto prazo e do despacho termoelétrico associado aos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Regulada na modalidade por disponibilidade - CCEAR-D, através da contratação de operações de crédito bancário pela CCEE. Estes recursos, tanto da CDE quanto da Conta-ACR, minimizaram o impacto financeiro nas distribuidoras ocasionado pelo aumento dos custos de energia.

Neste contexto, para a Copel Distribuição, a quota mensal da CDE Energia é de R$ 17.120, e quota mensal da CDE Uso de R$ 19.775 para janeiro e fevereiro de 2015, e passou a R$ 144.232 de março a dezembro de 2015 (Resolução Homologatória 1.857/2015). A elevação do encargo CDE Uso impactou significativamente o Reajuste Tarifário Extraordinário aplicado a partir de março de 2015. Em dezembro de 2015, são deduzidos da parcela de CDE Uso valores não arrecadados em razão dos efeitos da decisão liminar já proferida em favor da Abrace, conforme decisão liminar em favor da Abradee, que assegura às distribuidoras associadas o direito do não repasse.

A partir de junho de 2015, a Copel passou a recolher a quota de CDE relativa à Conta-ACR, no montante de R$ 46.638, que será paga em 57 parcelas atualizadas anualmente (Resolução Homologatória 1.863/2015 de 31/03/2015). O encargo foi alocado às distribuidoras na proporção do mercado de fornecimento e suprimento realizado de fevereiro a dezembro de 2014, e é destinado a amortizar as operações de crédito contratadas pela CCEE, cujo valor considera os custos financeiros e administrativos das operações contratadas.

31.6 Reajuste tarifário da Copel Distribuição

A Aneel homologou o Reajuste Anual da Copel Distribuição por meio da Resolução Homologatória nº 1.897 de 16.06.2015, que autorizou a aplicação de 15,32% no reajuste médio das tarifas a partir de 24.06.2015. Está compondo, neste reajuste, a parcela correspondente aos diferimentos parciais dos componentes financeiros referentes aos Reajustes Tarifários de 2013 e de 2014, solicitados pela Copel Distribuição na época.

O reajuste de 15,32% é composto por: (i) 20,58% referentes à inclusão de componentes financeiros, os quais serão recuperados nos 12 meses subsequentes ao reajuste (incluindo o montante de R$ 935.256 correspondente aos diferimentos realizados em 2013 e 2014); (ii) 0,34% decorrente da atualização da Parcela B; (iii) -3,25% referentes ao ajuste da Parcela A; e (iv) -2,35% que refletem a retirada dos componentes financeiros do processo anterior. O reajuste foi aplicado integralmente às tarifas da Copel Distribuição a partir do dia 24.06.2015, iniciando-se em julho de 2015 a amortização dos Ativos Financeiros Setoriais.

Em 31.12.2015, o montante atualizado do diferimento é de R$ 467.627 (NE nº 9.1), a serem amortizados em 2016.

Revisão Tarifária Extraordinária - RTE 2015

A Aneel, em 27.02.2015, aprovou a Revisão Tarifária Extraordinária em 36,79% a partir de 02.03.2015, que teve como objetivo restabelecer a cobertura tarifária das distribuidoras de energia elétrica em decorrência do aumento da quota de CDE (22,14% do reajuste), e ao reposicionamento dos custos com energia (14,65% do reajuste) em função do reajuste da tarifa de Itaipu, impactada pela variação cambial e cenário hidrológico, e dos elevados preços praticados no 14º Leilão de Energia Existente (A-1 2014) e no 18º Leilão de Ajuste, realizado em 15.01.2015.

No Reajuste Anual de 2015, foi considerado o valor parcial da RTE 2015, sendo o saldo atual em 31.12.2015, atualizado pela Taxa Selic, de R$ 179.763 (NE nº 9.1). O saldo remanescente da RTE no montante de R$ 528.846 (NE nº 9.1), atualizado até 31.12.2015, será considerado no próximo reajuste tarifário.

Bandeiras Tarifárias

A partir de 1º.01.2015, conforme previsto na Resolução Normativa Aneel nº 547 de 16.04.2013, teve início a cobrança das bandeiras tarifárias nas faturas de energia elétrica. A Aneel homologa o valor a ser considerado para as bandeiras tarifárias, considerando a previsão do despacho de geração térmica, ESS gerado por segurança energética, exposição involuntária ao mercado de curto prazo, risco hidrológico associado à geração de Itaipu e das usinas convertidas em cotas de garantia física.

Inicialmente a Aneel definiu os valores de 15 R$/MWh para bandeira amarela e 30 R$/MWh para bandeira vermelha, vigentes para os meses de janeiro e fevereiro de 2015. De março a agosto, os valores foram atualizados, respectivamente, para 25 R$/MWh e 55 R$/MWh. Em setembro, por meio da Resolução Homologatória nº 1.945, de 28.08.2015, a Aneel definiu novos valores. A bandeira amarela permaneceu em 25 R$/MWh e a bandeira vermelha o valor passou a 45,00 R$/MWh. A partir de 1º.02.2016, a bandeira vermelha passou a ter dois patamares, R$ 3,00 e R$ 4,50, aplicados a cada 100 kWh (quilowatt-hora) consumidos, e a bandeira amarela passou a R$ 1,50, aplicados a cada 100 kWh. Para todo o ano de 2015 foi aplicado o regime de bandeira vermelha.

Mediante a publicação do Decreto nº 8.401 de 04.02.2015, foi criada a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT destinada a administrar os recursos decorrentes da aplicação das bandeiras tarifárias instituídas pela Aneel, sendo os recursos disponíveis repassados aos agentes de distribuição, considerados os valores efetivamente realizados conforme a previsão das variações relativas aos custos de geração por fonte termelétrica e à exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo que afetem os agentes de distribuição de energia elétrica conectados ao Sistema Interligado Nacional - SIN e a cobertura tarifária vigente.

No Reajuste Anual de 2015, a receita decorrente da aplicação do adicional da bandeira tarifária vermelha e os repasses da Conta Bandeiras para os períodos de competência de janeiro de 2015 a março de 2015 foram considerados na apuração da CVA energia e da CVA ESS/EER, conforme Resolução Homologatória nº 1.897 de 16.06.2015. Os custos não cobertos pelas bandeiras tarifárias no ciclo atual serão considerados no processo tarifário subsequente.

A Copel Distribuição reconheceu o montante de R$ 1.120.218 de bandeira tarifária, entre receitas faturadas e não faturadas, sendo R$ 203.459 relativos à conta CCRBT e R$ 916.759 destinados à cobertura dos custos de energia e encargos. Para a competência de dezembro de 2015, os valores foram estimados pela Copel Distribuição.

32 Custos e Despesas Operacionais

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.12.2015
Energia elétrica comprada para revenda (32.1)	(6.032.916)	-	-	-	(6.032.916)
Encargos de uso da rede elétrica	(919.788)	-	-	-	(919.788)
Pessoal e administradores (32.2)	(863.406)	(15.617)	(289.827)	-	(1.168.850)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24)	(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 (32.3)	(365.745)	(41.876)	(111.882)	-	(519.503)
Depreciação e amortização	(600.240)	(35)	(68.558)	(7.639)	(676.472)
Provisões e reversões (32.4)	66.029	(226.837)	-	(50.021)	(210.829)
Custo de construção (32.5)	(1.251.004)	-	-	-	(1.251.004)
Outros custos e despesas operacionais (32.6)	(193.627)	4.104	(135.652)	(100.959)	(426.134)
	(11.799.316)	**(283.397)**	**(670.606)**	**(158.619)**	**(12.911.938)**

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	Reapresentado 31.12.2014
Energia elétrica comprada para revenda (32.1)	(5.080.594)	-	-	-	(5.080.594)
Encargos de uso da rede elétrica	(384.846)	-	-	-	(384.846)
Pessoal e administradores (32.2)	(781.270)	(12.534)	(259.007)	-	(1.052.811)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24)	(157.968)	(1.468)	(42.106)	-	(201.542)
Material	(64.238)	(524)	(9.673)	-	(74.435)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(150.848)	-	-	-	(150.848)
Gás natural e insumos para operação de gás	(1.469.842)	-	-	-	(1.469.842)
Serviços de terceiros (32.3)	(299.958)	(44.517)	(79.989)	-	(424.464)
Depreciação e amortização	(590.540)	(26)	(38.622)	(755)	(629.943)
Provisões e reversões (32.4)	(807.281)	(66.196)	-	(330.205)	(1.203.682)
Custo de construção (32.5)	(1.285.902)	-	-	-	(1.285.902)
Outros custos e despesas operacionais (32.6)	(215.475)	4.278	(122.719)	(58.608)	(392.524)
	(11.288.762)	**(120.987)**	**(552.116)**	**(389.568)**	**(12.351.433)**

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas), líquidas	31.12.2015
Pessoal e administradores (32.2)	(76.665)	-	(76.665)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24)	(8.481)	-	(8.481)
Material	(542)	-	(542)
Serviços de terceiros	(13.834)	-	(13.834)
Depreciação e amortização	(2)	(6.606)	(6.608)
Provisões e reversões (32.4)	-	2.813	2.813
Outras receitas (despesas) operacionais	(24.193)	207	(23.986)
	(123.717)	**(3.586)**	**(127.303)**

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas), líquidas	31.12.2014
Pessoal e administradores (32.2)	(88.353)	-	(88.353)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24)	(10.579)	-	(10.579)
Material	(470)	-	(470)
Serviços de terceiros	(6.591)	-	(6.591)
Depreciação e amortização	-	(755)	(755)
Provisões e reversões (32.4)	-	(20.584)	(20.584)
Outras receitas (despesas) operacionais	(13.646)	770	(12.876)
	(119.639)	**(20.569)**	**(140.208)**

32.1 Energia elétrica comprada para revenda

Consolidado	31.12.2015	Reapresentado 31.12.2014
Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	3.812.509	3.394.222
Itaipu Binacional	1.567.844	739.002
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE (32.1.1)	982.388	2.281.328
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfa	177.946	183.617
Contratos bilaterais	30.557	177.149
(-) Repasse CDE e Conta-ACR - Decretos nºs 8.221/2014 e 7.891/2013 (32.1.2)	-	(1.253.436)
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(538.328)	(441.288)
	6.032.916	**5.080.594**

32.1.1 Recuperação do Custo de Compra de Energia pela Repactuação do GSF

Do montante de compra de energia no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE foi recuperado pela Copel Geração e Transmissão e Elejor o valor de R$ 134.620 pela repactuação do risco hidrológico das UHEs Mauá, Foz do Areia, Santa Clara e Fundão conforme descrito na NE nº 14.1.

32.1.2 (-) Repasse CDE e Conta-ACR - Decretos nºs 8.221/2014 e 7.891/2013

Do montante dos custos com energia elétrica comprada para revenda, foram recuperados através de recursos financeiros da CDE (NE nº 31.5.1), durante o ano de 2013 e janeiro de 2014, e da Conta ACR, para a competência de fevereiro a dezembro de 2014. Estes repasses não ocorreram para a competência de 2015.

32.2 Pessoal e administradores

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Pessoal				
Remunerações	46.310	53.992	735.072	642.901
Encargos sociais	15.249	18.297	227.667	204.695
Auxílio alimentação e educação	4.094	5.374	98.367	85.927
Participação nos lucros e/ou resultados (a)	2.925	3.352	78.462	92.657
Provisão (reversão) para indenização por demissões voluntárias e aposentadorias	-	(547)	5.443	6.588
	68.578	**80.468**	**1.145.011**	**1.032.768**
Administradores				
Honorários	6.420	6.025	19.027	15.614
Encargos sociais	1.632	1.587	4.645	3.977
Outros gastos	35	273	167	452
	8.087	**7.885**	**23.839**	**20.043**
	76.665	**88.353**	**1.168.850**	**1.052.811**

(a) De acordo com a Lei Federal nº 10.101/2000, o Decreto Estadual n° 1.978/2007 e a Lei Estadual nº 1 6.560/2010.

32.3 Serviços de terceiros

Consolidado	31.12.2015	31.12.2014
Manutenção do sistema elétrico	160.564	102.116
Manutenção de instalações	85.192	90.909
Comunicação, processamento e transmissão de dados	72.042	50.894
Leitura e entrega de faturas	44.399	37.766
Agentes autorizados e credenciados	34.429	35.116
Atendimento a consumidor	20.478	17.624
Outros serviços	102.399	90.039
	519.503	**424.464**

32.4 Provisões e reversões

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
PCLD (Clientes e Outros créditos)	-	-	226.838	53.193
Provisão (reversão) para litígios (NE nº 29)	(2.813)	20.584	48.499	323.811
Provisão para perdas de créditos tributários	-	-	1.521	6.394
Provisão (reversão) para redução ao valor recuperável de ativos (NE nº 18.9)	-	-	(66.029)	807.281
Provisão para perdas em consórcios	-	-	-	13.003
	(2.813)	**20.584**	**210.829**	**1.203.682**

32.5 Custo de construção

Consolidado	31.12.2015	31.12.2014
Material	574.132	648.102
Serviços de terceiros	504.197	450.627
Pessoal	100.299	127.039
Outros	72.376	60.134
	1.251.004	**1.285.902**

32.6 Outros custos e despesas operacionais

Consolidado	31.12.2015	31.12.2014
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	155.147	140.810
Perdas na desativação e alienação de bens	53.266	21.765
Indenizações	50.541	28.549
Arrendamentos e aluguéis (32.6.1)	33.961	28.533
Propaganda e publicidade	25.867	16.745
Tributos	24.237	84.671
Outros custos e despesas, líquidos	83.115	71.451
	426.134	**392.524**

32.6.1 Arrendamentos e aluguéis

Consolidado	31.12.2015	31.12.2014
Imóveis	27.830	23.919
Outros	7.434	5.977
(-) Créditos de PIS e Cofins	(1.303)	(1.363)
	33.961	**28.533**

33 Resultado Financeiro

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	Reapresentado 31.12.2014
Receitas financeiras				
Juros e variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	217.722	157.422	217.722	157.422
Variação monetária sobre contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.1)	-	-	217.713	76.989
Acréscimos moratórios sobre faturas de energia	-	-	168.796	138.578
Renda de aplicações financeiras mantidas para negociação	1.556	19.087	139.056	184.468
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	121.401	7.278
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	25.198	7.455
Remuneração sobre contas a receber vinculadas à indenização da concessão (NE nº 11.2)	-	-	20.363	50.271
Renda de aplicações financeiras disponíveis para venda	18	14	16.160	26.658
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 27.2)	-	-	2.122	-
Outras receitas financeiras	26.051	25.685	58.809	52.859
	245.347	**202.208**	**987.340**	**701.978**
(-) Despesas financeiras				
Encargos de dívidas	272.193	182.375	751.524	366.686
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 27.2)	-	-	101.072	63.000
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	96.162	24.580
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	41.579	28.092	42.627	28.404
Juros sobre P&D e PEE (NE nº 26.2)	-	-	34.060	23.399
Outras variações monetárias e cambiais	157	1.475	16.940	7.302
Variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	-	21.790	-	21.790
Outras despesas financeiras	172	30	55.913	36.225
	314.101	**233.762**	**1.098.298**	**571.386**
Líquido	**(68.754)**	**(31.554)**	**(110.958)**	**130.592**

34 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.

34.1 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 2015 e de 2014, 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 2015.

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.

34.2 Segmentos reportáveis da Companhia

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.

34.3 Ativo por segmento reportável

ATIVO 31.12.2015	GET	DIS	TEL	GÁS	HOL	Eliminações	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**
Caixa e equivalentes de caixa	869.397	416.086	122.667	29.321	43.256	-	1.480.727
Títulos e valores mobiliários	371.992	165	-	-	34.117	-	406.274
Cauções e depósitos vinculados	-	1.717	-	151	132	-	2.000
Clientes	637.575	2.353.136	25.486	62.125	-	(45.495)	3.032.827
Dividendos a receber	93.645	-	-	-	500.266	(553.566)	40.345
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	-	-	-	-	111.663	-	111.663
Ativos financeiros setoriais líquidos	-	910.759	-	-	-	-	910.759
Contas a receber vinculadas à concessão	9.162	-	-	-	-	-	9.162
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	-	-	-	-	-	-	-
Outros créditos	186.670	272.652	4.278	714	13.261	(2.686)	474.889
Estoques	26.773	89.343	12.784	2.118	-	-	131.018
Imposto de renda e contribuição social	66	20.592	10.864	7.088	155.634	-	194.244
Outros tributos a recuperar	15.337	49.988	3.768	1.632	-	-	70.725
Despesas antecipadas	27.167	21.634	51	430	-	-	49.282
Partes relacionadas	-	19.482	-	-	14.840	(14.840)	19.482
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**
Títulos e valores mobiliários	83.361	1.289	-	6.467	-	-	91.117
Cauções e depósitos vinculados	-	86.137	-	-	-	-	86.137
Clientes	2.055	40.676	32.331	-	-	-	75.062
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	-	-	-	-	1.271.579	-	1.271.579
Depósitos judiciais	60.617	352.712	7.775	31.254	267.569	-	719.927
Ativos financeiros setoriais líquidos	-	134.903	-	-	-	-	134.903
Contas a receber vinculadas à concessão	920.673	424.140	-	13.638	-	-	1.358.451
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	219.556	-	-	-	-	-	219.556
Outros créditos	12.531	19.083	-	-	-	-	31.614
Imposto de renda e contribuição social	573	14.969	-	-	79.144	-	94.686
Outros tributos a recuperar	61.460	45.765	5.662	-	15	-	112.902
Imposto de renda e contribuição social diferidos	96.724	307.152	13.263	19.504	100.919	-	537.562
Despesas antecipadas	25.340	-	-	153	-	-	25.493
Partes relacionadas	85.440	-	-	-	297.237	(189.874)	192.803
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**

ATIVO 31.12.2014	GET	DIS	TEL	GÁS	HOL	Eliminações	Consolidado
ATIVO TOTAL	**12.320.940**	**9.023.699**	**589.547**	**634.221**	**3.298.816**	**(249.081)**	**25.618.142**
ATIVO CIRCULANTE	**2.131.116**	**2.638.378**	**64.482**	**323.872**	**648.011**	**(587.683)**	**5.218.176**
Caixa e equivalentes de caixa	415.431	160.417	5.820	99.424	59.039	-	740.131
Títulos e valores mobiliários	458.960	3	-	-	152	-	459.115
Cauções e depósitos vinculados	2.200	38	-	1.695	9.564	-	13.497
Clientes	761.306	1.387.792	33.295	182.491	-	(186.068)	2.178.816
Dividendos a receber	34.850	-	-	-	389.739	(398.257)	26.332
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	-	-	-	-	94.579	-	94.579
Ativos financeiros setoriais líquidos	-	609.298	-	-	-	-	609.298
Contas a receber vinculadas à concessão	7.430	-	-	-	-	-	7.430
Contas a receber vinculadas à prorrogação da concessão	301.046	-	-	-	-	-	301.046
Outros créditos	97.219	302.782	3.494	359	12.886	(922)	415.818
Estoques	29.389	101.399	17.684	2.150	-	-	150.622
Imposto de renda e contribuição social	2.084	18.814	667	3.950	79.559	-	105.074
Outros tributos a recuperar	17.638	41.642	3.464	33.541	-	-	96.285
Despesas antecipadas	3.562	16.193	58	262	58	-	20.133
Partes relacionadas	1	-	-	-	2.435	(2.436)	-
ATIVO NÃO CIRCULANTE	**10.189.824**	**6.385.321**	**525.065**	**310.349**	**2.650.805**	**338.602**	**20.399.966**
Realizável a Longo Prazo	**1.126.660**	**5.169.397**	**65.448**	**40.343**	**1.944.744**	**(85.120)**	**8.261.472**
Títulos e valores mobiliários	130.137	2.073	-	-	-	-	132.210
Cauções e depósitos vinculados	-	56.956	-	-	-	-	56.956
Clientes	3.795	41.859	30.042	-	-	-	75.696
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	-	-	-	-	1.249.529	-	1.249.529
Depósitos judiciais	53.119	398.877	5.499	4.779	273.979	-	736.253
Ativos financeiros setoriais líquidos	-	431.846	-	-	-	-	431.846
Contas a receber vinculadas à concessão	623.591	3.792.476	-	1.920	-	-	4.417.987
Contas a receber vinculadas à prorrogação da concessão	160.217	-	-	-	-	-	160.217
Adiantamento a fornecedores	54.428	517	-	3.068	-	-	58.013
Outros créditos	7.999	18.382	-	627	303	-	27.311
Imposto de renda e contribuição social	545	13.875	-	-	114.195	-	128.615
Outros tributos a recuperar	50.410	52.486	6.022	14.563	-	-	123.481
Imposto de renda e contribuição social diferidos	28.674	360.050	23.885	15.211	98.226	-	526.046
Despesas antecipadas	-	-	-	175	-	-	175
Partes relacionadas	13.745	-	-	-	208.512	(85.120)	137.137
Investimentos	**998.007**	**1.374**	**-**	**-**	**660.769**	**-**	**1.660.150**
Imobilizado	**7.818.268**	**-**	**443.690**	**-**	**42.230**	**-**	**8.304.188**
Intangível	**246.889**	**1.214.550**	**15.927**	**270.006**	**3.062**	**423.722**	**2.174.156**

34.4 Passivo por segmento reportável

PASSIVO 31.12.2015	GET	DIS	TEL	GÁS	HOL	Eliminações	Consolidado
PASSIVO TOTAL	**13.730.872**	**10.715.266**	**769.317**	**481.303**	**3.641.088**	**(390.189)**	**28.947.657**
PASSIVO CIRCULANTE	**2.119.270**	**2.653.747**	**45.203**	**137.886**	**450.478**	**(617.466)**	**4.789.118**
Obrigações sociais e trabalhistas	54.766	158.281	20.105	7.063	18.186	-	258.401
Partes relacionadas	14.392	-	-	-	447	(14.839)	-
Fornecedores	560.382	988.683	11.062	98.100	3.073	(48.174)	1.613.126
Imposto de renda e contribuição social	246.284	65.632	-	-	-	-	311.916
Outras obrigações fiscais	113.345	182.658	3.833	7.858	33.254	-	340.948
Empréstimos e financiamentos	140.602	101.141	5.914	-	61.788	(887)	308.558
Debêntures	359.885	523.967	1.778	18.878	19.497	-	924.005
Dividendos a pagar	446.309	133.950	-	5.479	313.835	(553.566)	346.007
Benefícios pós-emprego	11.041	30.722	1.521	-	39	-	43.323
Encargos do consumidor a recolher	16.036	261.422	-	-	-	-	277.458
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	54.357	113.524	-	-	-	-	167.881
Contas a pagar vinculadas à concessão	61.786	-	-	-	-	-	61.786
Outras contas a pagar	40.085	93.767	990	508	359	-	135.709
PASSIVO NÃO CIRCULANTE	**4.733.746**	**2.457.846**	**227.140**	**47.696**	**2.313.455**	**(205.822)**	**9.574.061**
Partes relacionadas	53.909	-	11.900	-	36.459	(102.268)	-
Fornecedores	5.923	-	-	-	-	-	5.923
Obrigações fiscais	171.531	79.343	4.765	-	1.634	-	257.273
Imposto de renda e contribuição social diferidos	214	-	-	-	-	-	214
Empréstimos e financiamentos	2.110.291	770.722	21.624	-	969.412	(103.547)	3.768.502
Debêntures	1.066.201	499.411	160.380	37.341	996.590	-	2.759.923
Benefícios pós-emprego	152.831	365.049	19.849	4.221	9.387	-	551.337
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	66.671	164.441	-	-	-	-	231.112
Contas a pagar vinculadas à concessão	473.879	-	-	-	-	-	473.879
Outras contas a pagar	16.107	-	-	5.409	9.453	(7)	30.962
Provisões para litígios	616.189	578.880	8.622	725	290.520	-	1.494.936
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	**6.877.856**	**5.603.673**	**496.974**	**295.721**	**877.155**	**433.099**	**14.584.478**
Atribuível aos acionistas controladores	6.877.856	5.603.673	496.974	295.721	877.155	94.349	14.245.728
Atribuível aos acionistas não controladores					-	338.750	338.750

PASSIVO 31.12.2014	GET	DIS	TEL	GÁS	HOL	Eliminações	Consolidado
PASSIVO TOTAL	**12.320.940**	**9.023.699**	**589.547**	**634.221**	**3.298.816**	**(249.081)**	**25.618.142**
PASSIVO CIRCULANTE	**1.947.686**	**1.908.606**	**85.705**	**286.277**	**426.646**	**(599.527)**	**4.055.393**
Obrigações sociais e trabalhistas	51.248	160.423	20.189	6.044	14.714	-	252.618
Partes relacionadas	511	-	-	-	13.173	(13.684)	-
Fornecedores	656.110	843.512	19.733	252.541	2.299	(186.990)	1.587.205
Imposto de renda e contribuição social	307.439	-	-	-	2.442	-	309.881
Outras obrigações fiscais	43.239	77.572	6.682	3.915	5.921	-	137.329
Empréstimos e financiamentos	107.497	405.235	5.737	-	349.753	(596)	867.626
Debêntures	390.822	20.088	-	5.134	15.447	-	431.491
Dividendos a pagar	242.488	124.791	31.300	15.545	3.824	(398.257)	19.691
Benefícios pós-emprego	9.538	26.548	1.313	-	5	-	37.404
Encargos do consumidor a recolher	6.791	16.442	-	-	-	-	23.233
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	46.679	129.293	-	-	-	-	175.972
Contas a pagar vinculadas à concessão - uso do bem público	54.955	-	-	-	-	-	54.955
Outras contas a pagar	30.369	104.702	751	3.098	19.068	-	157.988
PASSIVO NÃO CIRCULANTE	**3.209.935**	**2.785.518**	**86.685**	**69.918**	**1.938.089**	**(210.176)**	**7.879.969**
Partes relacionadas	114.081	-	-	-	25.494	(139.575)	-
Fornecedores	14.249	3.376	-	-	-	-	17.625
Obrigações fiscais	18.635	63.952	3.673	-	869	-	87.129
Imposto de renda e contribuição social diferidos	15.218	-	-	-	-	-	15.218
Empréstimos e financiamentos	1.518.027	517.804	27.431	-	608.663	(70.601)	2.601.324
Debêntures	111.550	998.949	-	48.420	995.038	-	2.153.957
Benefícios pós-emprego	218.812	576.575	50.277	4.844	10.706	-	861.214
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	58.009	101.783	-	-	-	-	159.792
Contas a pagar vinculadas à concessão - uso do bem público	436.772	-	-	-	-	-	436.772
Outras contas a pagar	306	-	-	-	-	-	306
Provisões para litígios	704.276	523.079	5.304	16.654	297.319	-	1.546.632
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	**7.163.319**	**4.329.575**	**417.157**	**278.026**	**934.081**	**560.622**	**13.682.780**
Atribuível aos acionistas controladores	7.163.319	4.329.575	417.157	278.026	934.081	208.531	13.330.689
Atribuível aos acionistas não controladores						352.091	352.091

34.5 Demonstração do resultado por segmento reportável

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	GET		DIS	TEL	GÁS	HOL	Eliminações	Consolidado
31.12.2015	GER	TRA						
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**4.264.197**	**501.387**	**9.580.830**	**272.247**	**1.390.786**	**-**	**(1.281.316)**	**14.728.131**
Fornecimento de energia elétrica para terceiros	565.378	-	5.181.542	-	-	-	-	5.746.920
Fornecimento de energia elétrica entre segmentos	-	-	4.439	-	-	-	(4.439)	-
Suprimento de energia elétrica para terceiros	3.386.095	-	321.346	-	-	-	-	3.707.441
Suprimento de energia elétrica para terceiros entre segmentos	284.649	-	-	-	-	-	(284.649)	-
Disponibilidade da rede elétrica para terceiros	-	183.758	2.204.747	-	-	-	-	2.388.505
Disponibilidade da rede elétrica entre segmentos	-	68.557	15.701	-	-	-	(84.258)	-
Receita de construção	-	232.567	896.924	-	66.833	-	-	1.196.324
Serviços de telecomunicações para terceiros	-	-	-	209.927	-	-	-	209.927
Serviços de telecomunicações entre segmentos	-	-	-	28.382	-	-	(28.382)	-
Distribuição de gás canalizado	-	-	-	-	526.399	-	-	526.399
Distribuição de gás canalizado entre segmentos	-	-	-	-	797.554	-	(797.554)	-
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	-	858.170	-	-	-	-	858.170
Outras receitas operacionais para terceiros	2.823	4.126	90.332	(2.836)	-	-	-	94.445
Outras receitas operacionais entre segmentos	25.252	12.379	7.629	36.774	-	-	(82.034)	-
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)
Provisões e reversões	33.055	35.061	(268.736)	(4.729)	(8.293)	2.806	7	(210.829)
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**	**64.433**	**68.369**	**30.429**	**(68.980)**	**110**	**1.908.738**
Resultado financeiro	(300.024)	23.615	231.212	(520)	1.758	(66.902)	(97)	(110.958)
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**

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	GET		DIS	TEL	GÁS	HOL	Eliminações	Consolidado
31.12.2014 - Reapresentado	GER	TRA						
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**4.930.654**	**413.348**	**8.347.036**	**213.163**	**1.748.045**	**3**	**(1.733.732)**	**13.918.517**
Fornecimento de energia elétrica para terceiros	513.239	-	3.857.914	-	-	-	-	4.371.153
Fornecimento de energia elétrica entre segmentos	-	-	2.547	-	-	-	(2.547)	-
Suprimento de energia elétrica para terceiros	4.073.140	-	297.652	-	-	-	-	4.370.792
Suprimento de energia elétrica para terceiros entre segmentos	303.115	-	-	-	-	-	(303.115)	-
Disponibilidade da rede elétrica para terceiros	-	136.830	2.100.640	-	-	-	-	2.237.470
Disponibilidade da rede elétrica entre segmentos	-	60.733	13.223	-	-	-	(73.956)	-
Receita de construção	-	206.150	991.356	-	81.504	-	-	1.279.010
Serviços de telecomunicações para terceiros	-	-	-	165.461	-	-	-	165.461
Serviços de telecomunicações entre segmentos	-	-	-	29.763	-	-	(29.763)	-
Distribuição de gás canalizado	-	-	-	-	391.285	-	-	391.285
Distribuição de gás canalizado entre segmentos	-	-	-	-	1.273.301	-	(1.273.301)	-
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	-	1.033.866	-	-	-	-	1.033.866
Outras receitas operacionais para terceiros	7.475	9.635	48.428	1.984	1.955	3	-	69.480
Outras receitas operacionais entre segmentos	33.685	-	1.410	15.955	-	-	(51.050)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	**(3.996.428)**	**(392.187)**	**(7.740.651)**	**(137.404)**	**(1.664.860)**	**(153.758)**	**1.733.855**	**(12.351.433)**
Energia elétrica comprada para revenda	(496.887)	-	(4.886.909)	-	-	-	303.202	(5.080.594)
Encargos de uso da rede elétrica	(247.126)	-	(209.066)	-	-	-	71.346	(384.846)
Pessoal e administradores	(154.803)	(77.138)	(633.236)	(62.069)	(25.892)	(99.673)	-	(1.052.811)
Planos previdenciário e assistencial	(38.291)	(14.136)	(126.961)	(8.507)	(2.093)	(11.554)	-	(201.542)
Material	(13.184)	(3.864)	(53.918)	(1.551)	(1.410)	(508)	-	(74.435)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(1.424.147)	-	-	-	-	-	1.273.299	(150.848)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(1.469.842)	-	-	(1.469.842)
Serviços de terceiros	(150.061)	(20.370)	(289.717)	(21.530)	(19.374)	(7.707)	84.295	(424.464)
Depreciação e amortização	(354.596)	(7.990)	(221.401)	(28.277)	(16.921)	(758)	-	(629.943)
Provisões e reversões	(941.349)	(37.642)	(185.207)	(3.036)	(15.864)	(20.584)	-	(1.203.682)
Custo de construção	-	(213.042)	(991.356)	-	(81.504)	-	-	(1.285.902)
Outros custos e despesas operacionais	(175.984)	(18.005)	(142.880)	(12.434)	(31.960)	(12.974)	1.713	(392.524)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	**-**	**67.419**	**-**	**-**	**-**	**92.536**	**-**	**159.955**
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**934.226**	**88.580**	**606.385**	**75.759**	**83.185**	**(61.219)**	**123**	**1.727.039**
Resultado financeiro	11.646	81.231	64.568	2.922	1.832	(31.482)	(125)	130.592
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	**945.872**	**169.811**	**670.953**	**78.681**	**85.017**	**(92.701)**	**(2)**	**1.857.631**
Imposto de renda e contribuição social	(185.716)	(25.877)	(233.089)	(20.097)	(24.651)	(32.586)	-	(522.016)
LUCRO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	**760.156**	**143.934**	**437.864**	**58.584**	**60.366**	**(125.287)**	**(2)**	**1.335.615**

35 Instrumentos Financeiros

35.1 Categorias e apuração do valor justo dos instrumentos financeiros

Consolidado	NE		31.12.2015		31.12.2014	
	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	1.480.727	1.480.727	740.131	740.131
Títulos e valores mobiliários (b)	6	1	2.565	2.565	52.804	52.804
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	333.649	333.649	288.563	288.563
			1.816.941	**1.816.941**	**1.081.498**	**1.081.498**
Empréstimos e recebíveis						
Caução STN (c)	22.1		86.137	51.414	56.956	39.252
Cauções e depósitos vinculados (a)			2.000	2.000	13.497	13.497
Clientes (a)	7		3.107.889	3.107.889	2.254.512	2.254.512
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (d)	8		1.383.242	1.343.497	1.344.108	1.376.932
Ativos financeiros setoriais líquidos (a)	9		1.045.662	1.045.662	1.041.144	1.041.144
Contas a receber vinculadas à concessão (e)	10		943.473	943.473	632.941	632.941
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão (f)	11		-	-	301.046	302.689
Estado do Paraná - Programas do Governo (a)	15.1		187.048	187.048	137.137	137.137
			6.755.451	**6.680.983**	**5.781.341**	**5.798.104**
Disponíveis para venda						
Contas a receber vinculadas à concessão (g)	10	3	424.140	424.140	3.792.476	3.792.476
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão (h)	11	3	219.556	219.556	160.217	160.217
Títulos e valores mobiliários (b)	6	1	2.728	2.728	107.232	107.232
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	158.449	158.449	142.726	142.726
Outros investimentos (i)	17	1	17.626	17.626	17.631	17.631
			822.499	**822.499**	**4.220.282**	**4.220.282**
Total dos ativos financeiros			**9.394.891**	**9.320.423**	**11.083.121**	**11.099.884**
Passivos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado - mantido para negociação						
Outras obrigações - derivativos (b)		1	-	-	157	157
			-	**-**	**157**	**157**
Outros passivos financeiros						
Parcelamento junto a Receita Federal do Brasil (c)	13.3		193.739	171.119	-	-
Fornecedores (a)	21		1.619.049	1.619.049	1.604.830	1.604.830
Empréstimos e financiamentos (c)	22		4.077.060	3.539.257	3.468.950	3.229.136
Debêntures (j)	23		3.683.928	3.683.928	2.585.448	2.585.448
Benefícios pós-emprego (k)	24		594.660	594.660	898.618	898.618
Contas a pagar vinculadas à concessão (l)	27		535.665	651.403	491.727	598.493
			10.704.101	**10.259.416**	**9.049.573**	**8.916.525**
Total dos passivos financeiros			**10.704.101**	**10.259.416**	**9.049.730**	**8.916.682**

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, 117,00% 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 7,39% a.a. mais IPCA.

e) Os critérios e as premissas estão divulgados na NE nº 4.3.10, concessão de transmissão.

f) Ativos que entraram em operação após maio de 2000, têm valores justos calculados pelo fluxo de entradas de caixa esperado, descontado à taxa Selic, melhor taxa de curto prazo disponível para comparação na apuração do seu valor de mercado.

g) Os critérios e as premissas estão divulgados na NE nº 4.3.10, concessão de distribuição. A mutação ocorrida em 2015 está demonstrada a seguir:

	Consolidado
Em 31.12.2014	**3.792.476**
Transferências para o intangível - prorrogação da concessão de distribuição	(4.056.355)
Capitalizações do intangível em curso	511.751
Variação monetária	217.025
Baixas	(40.757)
Em 31.12.2015	**424.140**

h) Ativos de transmissão existentes em 31.05.2000 e ativos de geração têm valores justos equivalentes aos valores contábeis, em virtude do aguardo da conclusão do laudo a ser avaliado pela Aneel.

i) Calculado conforme cotações de preços publicadas em mercado ativo ou aplicando o percentual de participação sobre o patrimônio líquido para os ativos sem mercado ativo.

j) Calculado conforme cotação do Preço Unitário - PU em 31.12.2015, obtido junto à Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais - Anbima, líquido do custo financeiro a amortizar de R$ 11.479.

k) Os critérios e as premissas estão divulgados na NE nº 4.9.

l) Utilizada a taxa de 7,74% a.a. como referência de mercado.

35.2 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:

35.2.1 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**	**31.12.2015**	**31.12.2014**
Caixa e equivalentes de caixa (a)	1.480.727	740.131
Títulos e valores mobiliários (a)	497.391	591.325
Cauções e depósitos vinculados (a)	88.137	70.453
Clientes (b)	3.107.889	2.254.512
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (c)	1.383.242	1.344.108
Ativos financeiros setoriais líquidos (d)	1.045.662	1.041.144
Contas a receber vinculadas à concessão (e)	1.367.613	4.425.417
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão (f)	219.556	160.217
Estado do Paraná - Programas do Governo (g)	187.048	137.137
	9.377.265	**10.764.444**

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.

Os créditos de liquidação duvidosa estão adequadamente cobertos por provisão para fazer face a eventuais perdas na sua realização.

c) A Administração considera o risco deste crédito reduzido, visto que as amortizações são garantidas com recursos oriundos de dividendos. O Governo do Estado vem cumprindo o pagamento das parcelas renegociadas conforme estabelecido no quarto termo aditivo.

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 a custos não recuperados por meio de tarifa.

e) A Administração considera bastante reduzido o risco deste, 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.

f) 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), para fins de indenização. Para estes ativos a Administração considera como reduzido o risco de crédito uma vez que as regras para a indenização estão definidas e está em andamento o levantamento das informações conforme requerido pelo Poder Concedente.

Para o valor relativo aos ativos de concessão de geração, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 596/2013, que trata da definição de critérios para cálculo do Valor Novo de Reposição (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 31.12.2015.

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 36.a).

35.2.2 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 se 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 2018, repetem-se os indicadores de 2017 até o horizonte da projeção, exceto o dólar, que acompanha a inflação.

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
31.12.2015							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 22	78.969	86.071	473.032	3.546.135	2.023.379	6.207.586
Debêntures	NE nº 23	6.277	13.735	1.313.062	3.485.797	205.515	5.024.386
Derivativos	DI Futuro	-	-	-	-	-	-
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
Eletrobrás - 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
Benefícios pós-emprego	8,94%	38.097	76.193	342.870	1.709.345	4.684.336	6.850.841
		1.270.215	**1.911.145**	**7.059.320**	**36.389.100**	**126.254.599**	**172.884.379**
31.12.2014							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 22	75.379	45.403	971.506	2.185.629	2.051.937	5.329.854
Debêntures	NE nº 23	4.939	10.966	692.433	2.680.345	-	3.388.683
Derivativos	DI Futuro	157	-	-	-	-	157
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	4.590	9.181	42.144	257.665	2.006.107	2.319.687
Eletrobrás - Itaipu	Dólar	-	205.030	958.725	4.152.843	5.010.440	10.327.038
Outros fornecedores	-	1.111.742	269.075	94.811	32.114	-	1.507.742
Obrigações de compra	IGP-M e IPCA	-	899.187	3.666.194	19.924.273	93.096.613	117.586.267
Benefícios pós-emprego	8,53%	38.322	76.645	344.902	1.797.468	5.690.070	7.947.407
		1.235.129	**1.515.487**	**6.770.715**	**31.030.337**	**107.855.167**	**148.406.835**

(a) Taxa de juros efetiva - média ponderada.

Conforme divulgado nas NEs nº 22.5 e 23.3, a Companhia e suas controladas têm empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas contratuais restritivas *(covenants)* que podem exigir a antecipação do pagamento destas obrigações.

35.2.3 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 na próxima revisão tarifário da Copel Distribuição.

O risco cambial na compra de gás decorre da possibilidade de a Compagás computar prejuízos derivados de flutuações no preço do gás decorrente da variação no valor da "cesta de óleos" e das taxas de câmbio, aumentando os saldos de contas a pagar relativas ao gás adquirido.

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 31.12.2015 e para o cenário provável considerou-se os saldos com a variação da taxa de câmbio – fim de período (R$/US$ 4,38) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2015 do Relatório Focus do Bacen de 05.02.2016. 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.2016		
Risco cambial	**Risco**	**31.12.2015**	**Provável**	**Adverso**	**Remoto**
Ativos financeiros					
Caução STN (garantia de empréstimo STN)	Baixa do dólar	86.137	10.483	(13.672)	(37.827)
		86.137	**10.483**	**(13.672)**	**(37.827)**
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos					
STN	Alta do dólar	(104.434)	(12.709)	(41.995)	(71.281)
Fornecedores					
Eletrobrás (Itaipu)	Alta do dólar	(284.651)	(34.641)	(114.464)	(194.287)
Petrobras (aquisição de gás pela Compagás)	Alta do dólar	(87.384)	(10.634)	(35.139)	(59.643)
		(476.469)	**(57.984)**	**(191.598)**	**(325.211)**

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 e IFRS 7. Baseado na posição patrimonial e no valor nocional dos instrumentos financeiros em aberto em 31.12.2015, 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 31.12.2015 e para o cenário provável considerou-se os saldos com a variação dos indicadores:

- Aplicações Financeiras, Títulos e Valores Mobiliários, Cauções e Depósitos Vinculados: projeção de taxa CDI/Selic de 15,77% com base na taxa de referência de LTN, com vencimento em 1º.01.2017 divulgada pela Bovespa em 30.12.2015;
- Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná, Ativos financeiros setoriais, Contas a receber vinculadas à concessão, Contas a receber vinculadas à prorrogação da concessão e Passivos financeiros: CDI/Selic – 14,26%, IPCA – 7,36%, IGP-DI – 6,66%, IGP-M – 6,85% e TJLP – 7,50%, previstos na mediana das expectativas de mercado para 2015 do Relatório Focus do Bacen de 05.02.2016.

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.2016		
Risco de taxa de juros e variações monetárias	**Risco**	**31.12.2015**	**Provável**	**Adverso**	**Remoto**
Ativos financeiros					
Equivalentes de caixa - aplicações financeiras	Baixa CDI/SELIC	1.313.003	207.945	155.980	104.023
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/SELIC	497.391	78.773	59.089	39.405
Cauções e depósitos vinculados	Baixa CDI/SELIC	2.000	317	238	158
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	Baixa IGP-DI	1.383.242	92.124	69.093	46.062
Ativos financeiros setoriais líquidos	Baixa Selic	1.045.662	149.111	111.834	74.556
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	1.367.613	100.656	75.492	50.328
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	Indefinido (a)	219.556	-	-	-
Estado do Paraná - Programas do Governo	Sem Risco	187.048	-	-	-
		6.015.515	**628.926**	**471.726**	**314.532**
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos					
Banco do Brasil	Alta CDI	(1.521.350)	(216.945)	(271.181)	(325.417)
Eletrobrás - Finel	Alta IGP-M	(16.980)	(233)	(291)	(349)
Eletrobrás - RGR	Sem Risco (b)	(64.652)	-	-	-
Caixa Econômica Federal	Sem Risco (b)	(5.307)	-	-	-
Finep	Alta TJLP	(27.538)	(2.065)	(2.582)	(3.098)
BNDES	Alta TJLP	(1.701.758)	(127.632)	(159.540)	(191.448)
Notas promissórias	Alta CDI	(496.694)	(70.829)	(88.536)	(106.243)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES	Alta TJLP	(138.347)	(10.376)	(12.970)	(15.564)
Debêntures	Alta CDI	(3.627.709)	(517.311)	(646.639)	(775.967)
Debêntures - Compagás	Alta TJLP	(56.219)	(4.216)	(5.271)	(6.325)
Parcelamento junto a Receita Federal do Brasil	Alta Selic	(193.739)	(27.627)	(34.534)	(41.441)
		(7.850.293)	**(977.234)**	**(1.221.544)**	**(1.465.852)**

(a) Avaliação do risco ainda carece de regulamentação por parte do Poder Concedente.
(b) Empréstimo indexado à Ufir.

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 e IFRS 7. Baseado na posição patrimonial e no valor nocional dos instrumentos

financeiros em aberto em 31.12.2015, 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.

35.2.4 Risco quanto à escassez de energia

Risco de déficit de energia elétrica, decorrente de condições climáticas desfavoráveis quanto à ocorrência de chuvas, dado que a matriz energética brasileira está baseada em fontes hídricas.

Períodos de estiagem prolongada influenciam o volume de água em estoque nos reservatórios das usinas que, em níveis críticos, elevam o risco de desabastecimento de energia. Neste cenário, eventuais impactos no consumo de energia elétrica podem ocasionar perdas em razão da redução de receitas.

As principais bacias hidrográficas do país, onde estão localizados os reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste tem enfrentado situações climáticas adversas nos últimos anos, levando os órgãos responsáveis pelo setor a adotarem medidas de otimização dos recursos hídricos para garantir o pleno atendimento à carga.

Desta forma, em relação ao risco no curto prazo, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE tem apontado equilíbrio entre demanda e oferta de energia, mantendo os índices dentro margem de segurança. O mesmo posicionamento é adotado pelo ONS em relação ao risco de déficit no médio prazo, conforme apresentado no PEN 2015 - Plano da Operação Energética 2015-2019.

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%) para o horizonte 2015-2019 em todos os subsistemas.

35.2.5 Risco de não prorrogação das concessões

A Lei nº 12.783/2013 disciplinou a prorrogação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica para as concessões alcançadas pelos artigos 17, 19 e 22 da Lei nº 9.074/1995. No entanto, 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.

Em um horizonte dos próximos 5 anos, ou seja até 2020, e com as premissas da atual legislação, a Copel Geração e Transmissão deverá se manifestar pela prorrogação ou não das concessões de geração da UTE Figueira, UHE Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia) e UHE São Jorge até 26.03.2017, 17.09.2018 e 03.12.2019, respectivamente. Essas usinas representam uma Garantia Física de 587,8 MW médio.

A Companhia procederá futuras análises para a tomada de decisão em optar ou não pela prorrogação das concessões das usinas, frente as 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.

Nos termos do aditivo ao contrato de concessão nº 46/1999 da Copel Distribuição (NE nº 10.2), 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.

35.2.6 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.

35.3 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 ajustada, dividido pelo Ebitda ajustado, conforme apresentado a seguir. A meta corporativa estabelecida no planejamento estratégico prevê a manutenção do índice abaixo de 3,5.

	Consolidado	
Gerenciamento de capital	**31.12.2015**	**31.12.2014**
Empréstimos e financiamentos	4.077.060	3.468.950
Debêntures	3.683.928	2.585.448
Parcelamento junto à RFB	193.739	-
Avais e finanças	1.282.290	809.073
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(1.480.727)	(740.131)
(-) Títulos e valores mobiliários (circulante)	(408.274)	(472.612)
Cauções e Depósitos Vinculados (circulante)	2.000	13.497
(-) Titulos e Val. Mobiliarios - Disponiveis para Venda (não circulante)	(43.138)	(83.098)
(-) Caução - Renegociação Dívida Externa (Garantia Dívida STN)	(86.137)	(56.956)
Dívida líquida ajustada	**7.220.741**	**5.524.171**
Lucro líquido	1.265.551	1.335.615
IRPJ e CSLL diferidos	(165.794)	(225.853)
Provisão para IRPJ e CSLL	698.023	747.869
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	110.958	(130.592)
Depreciação e Amortização	676.472	629.943
Resultado da Equivalência Patrimonial	(92.545)	(159.955)
Ebitda Ajustado	**2.492.665**	**2.197.027**
Dìvida Líquida Ajustada / Ebitda Ajustado	**2,90**	**2,51**

O endividamento em relação ao patrimônio líquido é apresentado a seguir:

	Controladora		Consolidado	
Endividamento	**31.12.2015**	**31.12.2014**	**31.12.2015**	**31.12.2014**
Empréstimos e financiamentos	1.031.200	958.416	4.077.060	3.468.950
Debêntures	1.016.087	1.010.485	3.683.928	2.585.448
(-) Caixa e equivalentes de caixa	25.653	34.862	1.480.727	740.131
(-) Títulos e valores mobiliários (circulante)	168	152	406.274	459.115
Dívida líquida	**2.021.466**	**1.933.887**	**5.873.987**	**4.855.152**
Patrimônio líquido	14.245.728	13.330.689	14.584.478	13.682.780
Endividamento em relação ao patrimônio líquido	**0,14**	**0,15**	**0,40**	**0,35**

36 Transações com Partes Relacionadas

Consolidado	Ativo		Passivo		Resultado	
Parte Relacionada / Natureza da operação	**31.12.2015**	**31.12.2014**	**31.12.2015**	**31.12.2014**	**31.12.2015**	**31.12.2014**
Controlador						
Estado do Paraná						
Dividendos a pagar	-	-	96.691	-	-	-
Programa Luz Fraterna (a)	181.348	139.817	-	-	-	-
Obras da Copa do Mundo de 2014 (NE nº 15.1.2)	14.267	-	-	-	-	-
Programa Morar Bem Paraná (NE nº 15.1.3)	19.482	-	-	-	19.482	-
Empregados cedidos (b)	407	908	-	-	-	-
Serviços de telecomunicações (c)	42.634	39.489	-	-	29.456	27.779
Entidades com influência significativa						
BNDES e BNDESPAR (d)						
Financiamentos (NE nº 22)	-	-	1.701.758	1.526.141	(120.948)	(79.304)
Debêntures - Compagás (NE nº 23)	-	-	56.219	53.554	(3.347)	(746)
Dividendos a pagar	-	-	70.722	-	-	-
Empreendimentos controlados em conjunto						
Dominó Holdings - dividendos	9.067	4.072	-	-	-	-
Costa Oeste Transmissora de Energia						
Serviços de operação e manutenção (e)	-	48	-	-	726	247
Rede básica e conexão (f) (g)	-	-	24	40	(3.577)	(784)
Dividendos	1.783	313	-	-	-	-
Marumbi Transmissora de Energia						
Rede básica (g)	-	-	9	-	(148)	-
Serviços de engenharia (h)	-	-	-	-	1.264	1.654
Dividendos	3.101	2.211	-	-	-	-
Caiuá Transmissora de Energia						
Rede básica e conexão (f) (g)	-	-	154	354	(14.270)	(3.976)
Serviços de engenharia (h)	-	-	-	-	914	-
Dividendos	2.634	566	-	-	-	-
Integração Maranhense Transmissora						
Rede básica (g)	-	-	-	5	(995)	(14)
Dividendos	4.476	227	-	-	-	-
Transmissora Sul Brasileira de Energia						
Rede básica (g)	-	-	-	23	(1.586)	(533)
Dividendos	-	665	-	-	-	-
Matrinchã Transmissora de Energia						
Rede básica (g)	-	-	55	-	(214)	-
Dividendos	8.115	8.116	-	-	-	-
Guaraciaba Transmissora de Energia - dividendos	3.930	3.930	-	-	-	-
Coligadas						
Dona Francisca Energética S.A. (i)	-	-	1.304	6.538	(30.556)	(81.342)
Foz do Chopim Energética Ltda. (j)	-	155	-	-	1.856	1.827
Sercomtel S.A. Telecomunicações (k)	236	-	-	-	708	735
Companhia de Saneamento do Paraná						
Água tratada, coleta e tratamento de esgoto	-	-	3	4	(1.409)	(1.269)
Utilização de água retirada da Represa do Alagado	-	72	-	-	159	272
Serviços de telecomunicações (l)	492	246	-	-	2.886	2.530
Dividendos	6.202	6.211	-	-	-	-
Pessoal chave da administração						
Honorários e encargos sociais (NE nº 32.2)	-	-	-	-	(23.839)	(20.043)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 24)	-	-	-	-	(2.380)	(1.399)
Outras partes relacionadas						
Fundação Copel						
Aluguel de imóveis administrativos	-	-	688	-	(15.390)	(11.119)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 24)	-	-	594.660	898.618	-	-
Arrendamentos e serviços de telecomunicações (m)	44	-	-	-	292	290
Lactec (n)	39.421	28.693	938	1.168	(14.752)	(13.728)

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 Distribuição. Do saldo em 31.12.2015, o valor de R$ 153.300 (R$ 137.137, em 31.12.2014) 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 PCLD, no valor de R$ 1.040, em 31.12.2015 (R$ 1.195, em 31.12.2014).

c) Serviços de telecomunicações prestados conforme contrato da Copel Telecomunicações com o Estado do Paraná.

d) O BNDES é controlador da BNDES Participações S.A. - BNDESPAR que detém 23,96% do capital social da Copel (26,41% das ações ordinárias e 21,27% das ações preferenciais “B”).

e) Contrato de operação e manutenção, com vencimento em 26.12.2018, realizados entre a Costa Oeste Transmissora e a Copel Geração e Transmissão.

f) A Copel Distribuição 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.

g) A Copel Distribuição 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 399/2010. Os montantes são definidos para os quatro anos subsequentes, com revisões anuais.

h) Contrato de prestação de serviço de engenharia realizado entre a Copel Geração e Transmissão e as empresas Marumbi Transmissora de Energia e Caiuá Transmissora de Energia.

i) Contrato de compra e venda de energia, realizado entre a Dona Francisca Energética e a Copel Geração e Transmissão, com vencimento em 31.03.2025.

j) Contratos realizados entre a Foz do Chopim Energética Ltda. e a Copel Geração e Transmissão referentes à prestação de serviços de operação e manutenção, com vencimento em 23.05.2019 e à conexão ao sistema de transmissão, com vencimento em 1º.01.2043.

k) Contrato de compartilhamento de postes, realizado entre a Sercomtel S.A. Telecomunicações e a Copel Distribuição, com vencimento em 28.12.2018.

l) Serviços de telecomunicações prestados conforme contrato da Copel Telecomunicações com a Sanepar.

m) Serviços de telecomunicações prestados e aluguéis e arrendamentos de equipamentos e infraestrutura, conforme contratos da Copel Telecomunicações com a Fundação Copel.

n) 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 Geração e Transmissão e com a Copel Distribuição, 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.

Outras transações entre a Controladora e suas partes relacionadas estão demonstradas nas NEs nº 8 - Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná, nº 15 - Partes Relacionadas e nº 17 - Investimentos.

Os valores decorrentes das atividades operacionais da Copel Distribuição com as partes relacionadas são faturados de acordo com as tarifas homologadas pela Aneel.

36.1 Avais e garantias concedidos às partes relacionadas

A Copel e a São Bento concederam avais e garantias na emissão de financiamentos, de debêntures e de contratos de seguros de controladas, conforme NEs n^{os} 22, 23 e 37.

A Copel e a Copel Geração e Transmissão concederam avais na emissão de financiamentos, de debêntures e de contratos de seguros dos empreendimentos controlados em conjunto conforme demonstrado a seguir:

	Empresa	Operação	Data da emissão	Vencimento final	Valor aprovado	Saldo 31.12.2015	% parti-cipação	Valor aval/fiança
(1)	Caiuá Transmissora	Financiamento	23.12.2013	15.02.2029	84.600	84.175	49,0	41.246
(2)	Costa Oeste Transmissora	Financiamento	30.12.2013	15.11.2028	36.720	33.057	51,0	16.859
(3)	Guaraciaba Transmissora	Debêntures	20.06.2013	20.06.2016	400.000	401.726	49,0	196.846
(4)	Integração Maranhense	Financiamento	30.12.2013	15.02.2029	142.150	139.825	49,0	68.514
(5)	Mata de Santa Genebra	Debêntures	12.09.2014	12.03.2016	469.000	489.732	50,1	245.356
(6)	Matrinchã Transmissora	Financiamento	27.12.2013	15.05.2029	691.440	658.743	49,0	322.784
(7)	Transmissora Sul Brasileira	Financiamento	12.12.2013	15.07.2028	266.572	242.606	20,0	48.521
(8)	Transmissora Sul Brasileira	Debêntures	15.09.2014	15.09.2028	77.550	95.190	20,0	19.038
(9)	Paranaíba Transmissora	Financiamento	21.10.2015	15.10.2030	606.241	548.011	24,5	134.263
(10)	Marumbi Transmissora	Financiamento	06.10.2014	15.07.2029	55.037	52.679	80,0	42.143
(11)	Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A. (a)	Financiamento	01.08.2014	29.02.2016	75.000	21.700	49,0	10.633
(12)	Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	74.000	64.944	49,0	31.823
(13)	Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (a)	Financiamento	01.08.2014	29.02.2016	74.000	24.038	49,0	11.779
(14)	Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	70.000	64.944	49,0	31.823
(15)	Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	74.000	61.900	49,0	30.331
(16)	Usina de Energia Eólica São João S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	68.000	61.900	49,0	30.331

(a) Subsidiárias integrais da Voltalia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.

Instituição financeira financiadora:
BNDES: (1) (2) (4) (6) (7) (10) (12) (14) (15) (16)
Banco Itaú e Banco Santander: (11) (13)

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)

Garantias da Operação:
Penhor de ações da Copel Geração e Transmissão proporcional à participação nos empreendimentos: 49% (1) (4) (6); 51% (2); 20% (7) (8); 80% (10)

Seguro Garantia de Fiel Cumprimento Empresa	Término da vigência	Importância segurada	% aval Copel GeT	Valor do aval
Matrinchã Transmissora	28/02/2016	90.000	49,0	44.100
Guaraciaba Transmissora	28/02/2016	47.000	49,0	23.030
Paranaíba Transmissora	29/06/2016	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

37 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
Garantia Financeira - Elejor	01/01/2016	3.664
Garantia judicial - Compagás	03/02/2016	56.938
Garantia de Participação - Agência Nacional de Petróleo - ANP	02/03/2016	862
Garantia de Fiel Cumprimento - Aneel	01/04/2016	2.890
Multirriscos - Elejor	11/04/2016	197.800
Multirrisco - Compagás	26/04/2016	470
Riscos nomeados - Elejor	14/05/2016	813
Garantia de Participação - Aneel	17/05/2016	5.806
Seguro de Vida - Compagás	01/08/2016	36 x salário do empregado
Garantia de Fiel Cumprimento - DNIT - Dep. Nac. de Infraestrutura e Transportes	15/08/2016	2
Riscos nomeados	24/08/2016	2.067.793
Incêndio - imóveis próprios e locados	24/08/2016	535.667
Transporte nacional e internacional - exportação e importação	24/08/2016	apólice por averbação
Riscos diversos	24/08/2016	1.079
Garantia de Fiel Cumprimento - Ministério da Justiça - Sup. de Polícia Rodoviária	31/08/2016	14
Responsabilidade civil - Compagás	30/10/2016	4.200
Garantia de Participação - Aneel	11/11/2016	1.309
Garantia de Participação - Aneel	11/11/2016	437
Garantia de Pagamento - Brisa Potiguar	16/11/2016	2.182
Automóveis - Compagás	16/11/2016	valor de mercado
Garantia de Pagamento - São Bento	16/11/2016	627
Riscos operacionais - UHE Mauá - Consórcio Energético Cruzeiro do Sul	23/11/2016	799.290
Riscos operacionais - UEG Araucária (a)	30/11/2016	1.408.487
Multirrisco - Compagás	18/12/2016	21.750
Riscos Operacionais - Brisa Potiguar	28/12/2016	449.928
Responsabilidade Civil - Brisa Potiguar	28/12/2016	20.000
Riscos Operacionais - São Bento	28/12/2016	449.928
Responsabilidade Civil - São Bento	28/12/2016	20.000
Garantia de Fiel Cumprimento - CREA - PARANA	31/12/2016	24
Seguro Aeronáutico	30/01/2017	109.354
Garantia de Participação - Aneel	04/02/2017	646
Garantia de Fiel cumprimento - Aneel	01/05/2017	44.319
Garantia de Fiel Cumprimento - Aneel	31/07/2017	12.500
Garantia de Fiel cumprimento - Aneel	30/11/2017	2.450
Garantia de Fiel cumprimento - Aneel	02/06/2018	6.750
Garantia de Fiel Cumprimento - Aneel	31/10/2018	37.751
Garantia de Fiel Cumprimento - Agência Nacional de Petróleo - ANP	11/11/2018	59.440
Garantia de Fiel Cumprimento - CREA - PARANA	24/11/2018	19
Garantia de Fiel Cumprimento - Aneel	31/01/2020	26.609

(a) Os valores das importâncias seguradas de Riscos Operacionais - UEG Araucária e do Seguro Aeronáutico foram convertidos de dólar para real com a taxa do dia 31.12.2015 de R$ 3,9048.

(b) Os seguros de garantia listadas acima possuem como avalista, a Copel, no limite de sua participação em cada empreendimento.

38 Eventos Subsequentes

38.1 Contrato de concessão da Usina Gov. Parigot de Souza - GPS

A Copel Geração e Transmissão assinou em 05.01.2016 o contrato de concessão da Usina Hidrelétrica Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza - GPS. A usina, cuja concessão fazia parte do parque gerado da Copel Geração e Transmissão e teve o seu vencimento em 07.07.2015, foi arrematada no Leilão de Contratação de Concessões de Usinas Hidrelétricas em Regime de Alocação de Cotas de Garantia Física e Potência realizado pela Aneel, no dia 25.11.2015. A usina tem potência instalada de 260 MW, garantia física de 109 MW médios e o prazo da concessão é de 30 anos a partir da assinatura do contrato.

A Licitação foi realizada na modalidade leilão com pagamento de bonificação de outorga e oferta pela Copel Geração e Transmissão da Receita Anual de Geração - RAG sem deságio do preço-teto estipulado no Leilão.

A bonificação de outorga, no valor de R$ 574.826, teve a 1ª parcela de R$ 373.637 quitada em 04.01.2016 e a 2ª parcela, de R$ 201.189 a ser atualizada pela taxa Selic, com o vencimento em 05.07.2016.

A energia gerada pela usina será alocada 100% no regime de cotas de garantia física em 2016, e 70% a partir de 1º.01.2017. Para essa parcela de energia, a Copel Geração e Transmissão não arcará com os riscos hidrológicos nem com os resultados financeiros do MRE associados à usina hidrelétrica.

Em 19.01.2016 a Resolução Aneel n° 2.014 homologou a RAG de GPS em R$ 143.832. A receita inicial vigorará desde a data de assinatura do Contrato de Concessão, ocorrida em 05.01.2016 até 30.06.2016, quando será realizado o primeiro reajuste tarifário. A receita do período corresponde a 48,63% da anual de geração que em valores mensais representa R$ 11.658 sem as despesas com PIS e Cofins mas com acréscimo dos encargos de uso dos sistemas de distribuição e/ou transmissão, além dos encargos setoriais homologados na Resolução Aneel n° 1.924/2015.

38.2 Aprovação de financiamento pelo BNDES para complexo eólico da Copel

O BNDES aprovou em janeiro de 2016, a contratação de R$ 302.337 em um novo financiamento para complexo eólico construído pela Copel no Estado do Rio Grande do Norte e que se encontra em operação desde outubro de 2015. O apoio se dará através da emissão de debêntures privadas, as quais serão subscritas pelo BNDES e pela BNDESPar. Os papéis serão divididas em duas séries, uma atrelada à TJLP e a outra ao IPCA. A operação segue as características do Finem e tem prazo de 16 anos, com carência de 6 meses e amortização mensal.

38.3 Leilão de Transmissão 005/2015

A Copel Geração e Transmissão arrematou o Lote E do Leilão de Transmissão nº 005/2015, realizado em 18.11.2015. O empreendimento, que foi conquistado sem deságio, conta com uma RAP de R$ 97.948 e investimento total previsto pela Aneel de R$ 580.595, e é composto por diversas instalações totalizando 230 km de linhas de transmissão e 3 subestações.

A entrada em operação comercial das instalações i) LT 525 kV Curitiba Leste – Blumenau C1 e da ii) LT 230 kV Baixo Iguaçu – Realeza esta prevista para 04.03.2021 e as demais instalações para 04.09.2019.

O contrato de concessão encontra-se em processo de assinatura.

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Conselheiros e Diretores da

Companhia Paranaense de Energia - COPEL

Curitiba - Paraná

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia Paranaense de Energia - COPEL ("Companhia"), identificadas como Controladora e Consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2015 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa, para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações financeiras

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board - IASB, assim como pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração dessas demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Responsabilidade dos auditores independentes

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelos auditores e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e divulgações apresentados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para fins de expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação

das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Opinião sobre as demonstrações financeiras

Em nossa opinião as demonstrações financeiras individuais e consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira individual e consolidada da Companhia Paranaense de Energia - COPEL em 31 de dezembro de 2015, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa para o exercício findo naquela 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.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

Examinamos, também, as demonstrações, individuais e consolidadas, do valor adicionado (DVA), referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas, e como informação suplementar pelas IFRS que não requerem a apresentação da DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Curitiba, 15 de março de 2016

KPMG Auditores Independentes

CRC SP-014428/O-6 F-PR

João Alberto Dias Panceri

Contador CRC PR-048555/O-2

RESUMO DO RELATÓRIO ANUAL DO COMITÊ DE AUDITORIA 2015

O Comitê de Auditoria - CAU da Companhia Paranaense de Energia - Copel realizou nove 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 Externa 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 2015 foi focada na avaliação dos sistemas de controles internos e administração de riscos; análise dos trabalhos da Auditoria Externa - KPMG Auditores Independentes, que atendeu a Companhia em 2015 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) Análise sobre a participação da Companhia em leilões de geração e transmissão e em processos de aquisição de novos empreendimentos; b) Apreciação do Planejamento dos trabalhos da Auditoria Independente para 2015; c) Análise sobre a contratação de outros serviços que possam ser prestados por empresas de auditoria independente que estejam auditando as demonstrações contábeis e financeiras da Companhia; d) Apreciação e aprovação do planejamento anual dos trabalhos da Auditoria Interna para 2015; e) Estabelecimento de procedimentos para atuação do Comitê de Auditoria; f) Análise do Relatório Anual da Administração, Balanço Patrimonial e demais Demonstrações Financeiras relativas ao exercício de 2014; g) Análise e aprovação do Relatório Anual das atividades do Comitê de Auditoria 2014; h) Acompanhamento dos trabalhos do Comitê de Gestão Integrada de Riscos Corporativos; i) Acompanhamento dos trabalhos da Auditoria Interna e verificação de suas recomendações; j) Análise e aprovação do Relatório do 20-F - 2014/2015; 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) Apresentação sobre a evolução do orçamento da Companhia; n) Revisão das Demonstrações Financeiras - ITRs 1º trimestre 2015; o) Atestado de Independência da Auditoria Externa; p) Apresentação da carta comentário da KPMG Auditores Independentes e verificação de suas recomendações; q) Acompanhamento do Canal de Comunicação Confidencial; r) Revisão das políticas de avaliação e administração de riscos da Companhia; s) Revisão das demonstrações financeiras da Companhia - 2º trimestre/2015; t) Aprovação do Relatório de Atividades do Comitê de Auditoria -1º semestre de 2015; u) Adequação do regimento interno do Comitê de

Auditoria; v) Contratação de outros serviços que possam ser prestados por empresas de auditoria independente que estejam auditando as demonstrações contábeis e financeiras da Companhia; w) Acompanhamento do andamento dos trabalhos de Auditoria Interna contratada pelas sociedades de propósito específico - SPEs Matrinchã Transmissora de Energia S.A. e Guaraciaba Transmissora de Energia S.A.; x) Acompanhamento do andamento dos trabalhos da Auditoria Externa de apuração de responsabilidades relativas às SPEs Matrinchã Transmissora de Energia S.A. e Guaraciaba Transmissora de Energia S.A.; y) Verificação das recomendações feitas pelo próprio Comitê de Auditoria; z) Revisão das demonstrações financeiras da Companhia - 3º trimestre/2015; aa) Apresentação das considerações da KPMG Auditores Independentes sobre temas de interesse do Conselho Fiscal; bb) Apresentação do diagnóstico dos negócios da Companhia; cc) Calendário de reuniões para 2016; dd) Acompanhamento e supervisão das atividades da Auditoria Interna da Copel; e ee) Autoavaliação anual do Comitê de Auditoria 2015.

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. No âmbito das Sociedades de Propósito Específico - SPEs, entretanto, identifica-se a necessidade de aprofundamento dos trabalhos de estabelecimento de controles mais eficazes.

Com base nos exames e nas informações fornecidas pela KPMG Auditores Independentes, 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 31.12.2015 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 2015, descritos no presente relatório de atividades deste Colegiado, está arquivada eletronicamente na Secretaria de Governança Corporativa - SEC da Copel e permanece à disposição para consulta.

Curitiba, 15 de março de 2016

Carlos Homero Giacomini

Presidente

José Richa Filho

Mauro Ricardo Machado Costa

PARECER DO CONSELHO FISCAL SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015

Os membros do Conselho Fiscal da Companhia Paranaense de Energia - Copel, abaixo assinados, dentro de suas atribuições e responsabilidades legais, procederam ao exame das Demonstrações Financeiras, do Relatório Anual da Administração e da Proposta da Administração para Destinação do Lucro Líquido referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2015 e, com base em análises efetuadas e esclarecimentos adicionais prestados pela Administração, considerando, ainda, o Relatório dos Auditores Independentes, KPMG 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, 16 de março de 2016

OSNI RISTOW

GEORGE HERMANN RODOLFO TORMIN

NELSON LEAL JUNIOR

MASSAO FABIO OYA

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 2016, aprovado na 151ª reunião ordinária do Conselho de Administração da Companhia Paranaense de Energia, realizada em 09.12.2015, bem como a origem dos recursos.

PROGRAMA DE INVESTIMENTOS	**R$ Mil**
Geração e Transmissão	1.695.130
Distribuição	570.000
Telecomunicações	146.000
Empreendimentos Eólicos (a)	719.724
Outros (b)	18.972
TOTAL	**3.149.826**

(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	**2.333.942**
BNDES	216.226
Outras Instituições Financeiras	2.117.716
Recursos Próprios, oriundos de retenção de lucros e geração de caixa das operações da Companhia	**815.884**
TOTAL	**3.149.826**

COPEL
Companhia Paranaense de Energia

PARANÁ
GOVERNO DO ESTADO

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, de 07.12.2009, declaram que:

(I) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no parecer da KPMG Auditores Independentes relativamente às demonstrações financeiras da Copel referentes ao exercício social findo em 31.12.2015; e

(II) reviram, discutiram e concordam com as demonstrações financeiras da Copel relativas ao exercício social findo em 31.12.2015.

Curitiba, 15 de março de 2016

LUIZ FERNANDO LEONE VIANNA

Diretor Presidente

GILBERTO MENDES FERNANDES

Diretor de Gestão Empresarial

LUIZ EDUARDO DA VEIGA SEBASTIANI

Diretor de Finanças e de Relações com Investidores

JONEL NAZARENO IURK

Diretor de Desenvolvimento de Negócios

CRISTIANO HOTZ

Diretor de Relações Institucionais