



Resultados 4T15

Copel registra lucro líquido de R\$ 402,1 milhões no trimestre

Teleconferência de
Resultados 4T15
18.03.2016 - 10h00
(horário de Brasília)
Telefone para acesso
(11) 3127-4971
(11) 3728-5971
Código: COPEL

- ☄ Aumento de 46,1% no Lucro Líquido;
- ☄ LAJIDA de R\$ 957,9 milhões no 4T15;
- ☄ Reversão em provisões de R\$ 286,3 milhões;
- ☄ Repactuação GSF – Recuperação de R\$134,7 milhões nos custos;
- ☄ Retração de 4,2% no mercado cativo no 4T15;
- ☄ Dividendos e JCP propostos de R\$ 326,8 milhões.

	4T15 (1)	3T15 (2)	4T14 (3)	Var.% (1/3)	2015 (4)	2014 (5)	Var. % (4/5)
Receita Operacional Líquida (R\$ milhões)	3.337,0	3.245,2	4.462,4	(25,2)	14.728,1	13.918,5	5,8
Resultado Operacional (R\$ milhões)	519,6	113,7	366,4	41,8	1.797,8	1.857,6	(3,2)
Lucro Líquido (R\$ milhões)	402,1	91,4	275,2	46,1	1.265,6	1.335,6	(5,2)
LPA (Lucro Líquido por ação) - R\$	1,45	0,32	0,87	66,8	4,36	4,41	(1,1)
LAJIDA (R\$ milhões)	957,9	299,2	540,2	77,3	2.585,2	2.357,0	9,7
Rentabilidade do Patrimônio Líquido (anualizada) ¹	12,3%	2,7%	8,8%	39,7	9,2%	10,3%	(10,5)
Fornecimento de Energia Elétrica (GWh)	6.954	6.807	7.273	(4,4)	27.949	28.224	(1,0)
Programa de Investimentos ² (R\$ milhões)	794,0	586,8	388,8	104,2	2.364,7	2.239,2	5,6
Margem LAJIDA	28,7%	9,2%	12,1%	137,1	17,6%	16,9%	3,7
Margem Operacional	15,6%	3,5%	8,2%	89,6	12,2%	13,3%	(8,5)
Margem Líquida	12,1%	2,8%	6,2%	95,4	8,6%	9,6%	(10,5)

¹ Calculado considerando o Patrimônio Líquido inicial do exercício.

² Inclui aportes, adiantamentos para futuros investimentos e aumentos de capital.
Valores sujeitos a arredondamentos.

Tarifas Médias (R\$/MWh)	dez/15	set/15	jun/15	mar/15	dez/14
Tarifa Média de Compra - Copel Dis	187,06	204,25	213,44	202,95	192,42
Tarifa Média de Fornecimento - Copel Dis ¹	433,91	433,92	376,65	367,54	281,28
Tarifa Média de Suprimento - Copel GeT	154,59	152,10	151,78	147,23	151,38

Indicadores Econômico-Financeiros	dez/15	set/15	jun/15	mar/15	dez/14
Patrimônio Líquido (R\$ mil)	14.584.478	14.262.309	14.156.143	14.131.518	13.682.780
Dívida Líquida (R\$ mil)	5.782.870	5.773.279	5.575.269	5.081.599	4.722.942
Valor Patrimonial por Ação (R\$)	53,30	52,12	51,73	51,64	50,00
Endividamento do PL	53,2%	49,7%	49,4%	46,4%	44,2%
Liquidez Corrente	1,4	1,7	1,6	1,3	1,3

¹ Não considera as bandeiras tarifárias.

CPLE3 | R\$ 16,00
CPLE6 | R\$ 24,30

ELP | US\$ 5,87
XCOP | € 5,46

Valor de Mercado | R\$ 5,5 bi

* Cotações em 31.12.2015



ÍNDICE

1. Principais Eventos no Período	3
2. Desempenho Econômico-Financeiro	7
2.1 Receita Operacional	7
2.2 Custo e Despesa Operacional	8
2.3 Resultado de Equivalência Patrimonial	10
2.4 LAJIDA	10
2.5 Resultado Financeiro	11
2.6 Lucro Líquido Consolidado	12
2.7 Demonstração do Resultado Consolidado – DRE	13
3. Principais Contas e Variações do Balanço Patrimonial	14
3.1 Principais Contas	14
3.2 Endividamento	15
4. Desempenho das Principais Empresas	19
4.1 Copel Geração e Transmissão	19
4.2 Copel Distribuição	20
4.3 Copel Telecomunicações	22
4.4 UEG Araucária	23
4.5 Informações Contábeis	23
5. Programa de Investimentos	24
6. Mercado de Energia e Tarifas	25
6.1 Mercado Cativo – Copel Distribuição	25
6.2 Mercado Fio (TUSD)	26
6.3 Fornecimento de Energia Elétrica	26
6.4 Total de Energia Vendida	26
6.5 Fluxos de Energia	28
6.6 Tarifas	30
7. Mercado de Capitais	31
7.1 Capital Social	31
7.2 Desempenho das Ações	32
7.3 Dividendos e JCP	33
8. Performance Operacional	34
8.1 Geração	34
8.2 Transmissão	39
8.3 Distribuição	41
8.4 Telecomunicações	43
8.5 Participações	44
8.6 Novos Projetos	45
9. Outras Informações	47
9.1 Recursos Humanos	47
9.2 Principais Indicadores Físicos	48
9.3 Teleconferência sobre Resultados do 4T15	49
Anexos I – Fluxo de Caixa Consolidado	50
Anexos II – Demonstrações Financeiras - Subsidiárias Integrais	51
Anexos III – Demonstrações Financeiras por Empresa	54

1. Principais Eventos no Período

A Copel apresentou Lucro Líquido de R\$ 402,1 milhões no 4T15, montante 46,1% superior aos R\$ 275,2 milhões apurados no 4T14, enquanto que o LAJIDA cresceu 77,3%, atingindo R\$ 957,9 milhões. A seguir são apresentados os principais eventos do período.

Reversão de provisão para litígio - Ivaí Engenharia

Em outubro de 2015, a segunda turma do Superior Tribunal de Justiça (STJ) determinou o retorno do processo ao Tribunal de Justiça do Paraná (TJ-PR) para que este proceda a revisão da decisão que condenava a Copel Geração e Transmissão a pagar uma indenização à Ivaí Engenharia relativa às obras da PCH Derivação do Rio Jordão (PR), nos anos 1990. O STJ entendeu que houve equívoco na definição do cálculo de atualização da condenação da Companhia. Com isso, houve reversão parcial de R\$ 209,9 milhões no 4T15, restando o saldo de R\$ 139,1 milhões registrado como perda provável.

Reversão de *Impairment*

No 4T15 a Companhia revisou o valor recuperável de seus ativos de geração em decorrência das recentes mudanças regulatórias (repactuação do risco hidrológico), mercadológicas e macroeconômicas, o que resultou na reversão de R\$ 66,0 milhões do *impairment* reconhecido em 2014 (R\$ 807,3 milhões).

Repactuação do Risco Hidrológico (GSF) no ACR

A Companhia optou por repactuar o risco hidrológico dos contratos elegíveis de venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) da Copel GeT (324,1 MW médios) e da Elejor (134,3 MW médios). A adesão ao produto SP100 foi aprovada pela Aneel através dos Despachos nº 84/16 e 43/16, respectivamente. Em decorrência disso, a Companhia reconheceu R\$ 134,7 milhões no 4T15 como recuperação do custo com compra de energia. Além disso, a repactuação permitiu a extensão do prazo de outorga de algumas usinas, conforme demonstrado a seguir:

Usinas	Montante Repactuado (MW médios)	Produto	Prêmio (R\$/MWh)	Ressarcimento 2015 (R\$/MWh)	Postergação do pagamento de Prêmio	Extensão da outorga em dias ¹
UHE Mauá ²	97,4	SP100	9,50	33,55	4 anos e 6 meses	-
UHE Foz do Areia ³	226,7	SP100			1 ano	117
Elejor ⁴ UHE Santa Clara UHE Fundão	134,3	SP100			3 anos e 4 meses	216

¹ O prazo de extensão de outorga considerou a recontração da energia no ACR e o montante integral da garantia física no centro de gravidade. No período de extensão da outorga será recolhido o prêmio de risco de R\$9,50/MWh, devidamente atualizado.

² Proporcional a participação da Copel GeT no empreendimento. A cessão de direitos e obrigações associados ao risco hidrológico à CCRBT ocorrerá entre jan.2016 e dez.2040 (término do CCEAR).

³ A cessão de direitos e obrigações associados ao risco hidrológico à CCRBT ocorrerá no ano de 2016 e no período de postergação da outorga.

⁴ A cessão de direitos e obrigações associados ao risco hidrológico à CCRBT ocorrerá entre jan.2016 e abr.2019, e no período de postergação da outorga.

Variação Cambial de Itaipu - Reclassificação Contábil

No 4T15 a Companhia reclassificou a variação cambial sobre a compra de energia de Itaipu para receita e/ou despesa financeira, antes registrada em custos operacionais, o que resultou em um efeito líquido negativo no resultado financeiro em 2015 no valor de R\$ 71,0 milhões e de R\$ 17,1 milhões negativo em 2014. Tal procedimento tem o objetivo de apresentar as informações de forma mais apropriada e alinhada ao Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica.

Renovação da Concessão da Copel Distribuição – Reclassificação Contábil

Em dezembro de 2015, a Companhia assinou o quinto termo aditivo ao Contrato de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 46/1999 da Copel Distribuição S.A., o qual prorroga a concessão até 07 de julho de 2045. Em razão disso, R\$ 4,1 bilhões foram reclassificados 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.

Dividendos

Serão propostos na Assembleia Geral Ordinária (AGO), que ocorrerá no dia 27 de Abril de 2016, a distribuição do montante de R\$ 326,8 milhões na forma de dividendos (R\$ 128,8 milhões) e JCP (R\$ 198,0 milhões).

UHE Colíder – Liminar contra a Usina

Em novembro de 2015, a 2ª Vara Cível da Comarca de Colíder acolheu o pedido de antecipação de tutela do Ministério Público do Estado de Mato Grosso e determinou à Secretaria de Estado de Meio Ambiente que se abstenha de renovar ou conceder licença de operação em favor do empreendimento da UHE Colíder, em decorrência de questões ambientais. A Companhia recorreu da decisão e aguarda julgamento do recurso. Com isso, a entrada em operação comercial da unidade 1, prevista para o segundo semestre de 2016, passou para início de 2017. Ver mais detalhes no [item 8.1](#).

UHE Baixo Iguaçu – Excludente de Responsabilidade

Em janeiro de 2016, a Aneel reconheceu excludente de responsabilidade de 626 dias, a partir de 1º de setembro de 2016, referente ao atraso na entrada em operação da UHE Baixo Iguaçu, conforme Nota Técnica nº 766/2015-SCG/ANEEL, e afastou a aplicação de penalidades e quaisquer obrigações decorrentes do referido atraso. A Agência determinou à CCEE que promova a alteração do início do suprimento nos contratos de operação comercial e recomendou ao Ministério de Minas e Energia que prorrogue o prazo de outorga da usina pelo mesmo período reconhecido no excludente de responsabilidade. Ver mais detalhes no [item 8.1](#).

UHE Governador Parigot de Souza (GPS) – Concessão até 2046

Em novembro de 2015 a Copel GeT conquistou o direito de operar e manter a Usina Hidrelétrica Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza – UHE GPS (260,0 MW de potência e garantia física de 109,0 MW médios),

empreendimento cuja concessão fazia parte do parque gerador da Copel GeT e teve o seu vencimento em 07 de julho de 2015. A usina foi arrematada mediante pagamento do bônus de outorga no valor de R\$ 574,8 milhões e proporcionará uma receita anual de prestação de serviço de R\$ 130,9 milhões. O contrato de concessão foi assinado no dia 05 de janeiro de 2016 e tem prazo de 30 anos. Ver mais detalhe no [item 8.1](#).

Leilão de transmissão 005/2015 – RAP de R\$ 97,9 milhões

Em novembro de 2015 a Copel GeT conquistou o direito de construir e operar 3 subestações e 230 km de linhas de transmissão no Paraná e em Santa Catarina. O empreendimento, que foi conquistado sem deságio, conta com uma RAP de R\$ 97,9 milhões. O investimento previsto pela Aneel é de R\$ 580,6 milhões e o início da operação comercial deve ocorrer em setembro de 2019 e março de 2021. Ver mais detalhes no [item 8.2](#).

Planejamento Estratégico

Em dezembro de 2015, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a revisão do Planejamento Estratégico Integrado da Copel para o período de 2016 a 2026. O novo referencial estratégico define como missão da Copel “prover energia e soluções para o desenvolvimento com sustentabilidade” e estabelece as diretrizes para a Companhia atingir sua nova visão de “ser referência nos negócios em que atua, gerando valor de forma sustentável”.

Copel Distribuição - Novo Diretor Presidente

O Sr. Antonio Sergio de Souza Guetter é o novo Diretor Presidente da Copel Distribuição. Funcionário de carreira da Copel, o Sr. Guetter é graduado em Engenharia Civil pela Universidade Federal do Paraná, tem MBA Executivo em Finanças (pelo ISPG) e Administração (pela PUC/ISAD), além de especialização em diversas áreas, como Gestão Estratégica e Marketing (Texas University - 1998), Qualidade (JUSE – Japanese Union of Scientists and Engineers - 1999), Gestão e Planejamento (Drexel University of Philadelphia - 2000) e Finanças (New York University - 2001 e Wharton School - 2012).

Ao longo de sua carreira na Companhia, o Sr. Guetter desempenhou as funções de Diretor de Finanças e de Relações com Investidores, Diretor Presidente da Copel Renováveis, Diretor Adjunto da Copel Participações, além de ter atuado na Fundação Copel de Previdência e Assistência Social, entidade na qual exerceu as funções de Diretor Presidente e Diretor de Administração e Seguridade. Recentemente ocupava o cargo de Gerente Assistente do Diretor Presidente da Copel Distribuição.

BM&FBovespa mantém a Copel no Índice de Sustentabilidade Empresarial - ISE em 2016

Em 2016 a Copel permanece no grupo seletivo das 35 empresas mais sustentáveis da Bolsa de Valores e Mercado Futuro de São Paulo (BM&FBovespa). A Companhia esteve presente em dez das onze edições do índice, que reúne as ações de empresas comprovadamente comprometidas com os princípios da sustentabilidade (eficiência econômica, equilíbrio ambiental, justiça social e governança corporativa). Representando 16 setores,



a nova carteira reúne 40 ações que somam R\$ 960,5 bilhões em valor de mercado.

Copel Comercialização

Em 28 de janeiro de 2016, o Conselho de Administração da Companhia aprovou os ajustes no Estatuto Social da Copel Participações S.A. com a finalidade de alterar a denominação e o objeto social da Companhia, que se denominará Copel Comercialização S.A., com o objetivo principal de comercializar energia e prestar serviços correlatos. A instituição da comercializadora visa reforçar o posicionamento da Copel no mercado e melhorar a eficiência, permitindo maior agilidade e flexibilidade na comercialização de energia.

BNDES aprova novo financiamento

O BNDES aprovou o apoio financeiro ao Complexo Eólico Brisa Potiguar (183,6 MW), construído pela Copel no Rio Grande do Norte, em operação comercial desde outubro de 2015. O apoio se dará através da emissão privada de Debêntures, as quais serão subscritas pelo BNDES e BNDESPar e divididas em duas séries, sendo 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.

2. Desempenho Econômico-Financeiro

As análises apresentadas a seguir abordam o quarto trimestre de 2015 (4T15) e o acumulado do ano em comparação ao mesmo período de 2014.

2.1 Receita Operacional

A receita operacional atingiu R\$ 3.337,0 milhões, apresentando retração de 25,2% no 4T15 em relação ao mesmo período do ano anterior, refletindo, principalmente, o menor resultado de ativos e passivos financeiros setoriais, que foi negativo em R\$ 121,2 milhões no 4T15 em comparação com o resultado positivo de R\$ 1.033,9 no 4T14. Cabe ressaltar que o resultado negativo verificado no 4T15 é decorrente da amortização de R\$ 401,8 milhões no período, reflexo, sobretudo, da recuperação via tarifa dos diferimentos realizados em 2013 e 2014, os quais haviam sido registrados quando o reconhecimento do resultado de ativos ou passivos financeiros setoriais passou a ser obrigatório. Destacam-se ainda as seguintes variações:

- (i) redução de 45,1% na conta “suprimento de energia elétrica” em função da menor receita na CCEE, resultado do menor despacho da UTE Araucária no 4T15 e do menor Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) no período (R\$ 166,85/MWh no 4T15 comparado à R\$ 712,43/MWh no 4T14);
- (ii) aumento de 22,3% na receita de “fornecimento de energia elétrica” em decorrência da Revisão Tarifária Extraordinária – RTE que reajustou em 36,8% as tarifas da Copel Distribuição a partir de 02 de março de 2015, e do reajuste de 15,3% aplicado às tarifas da Copel Distribuição a partir de 24 de junho de 2015, parcialmente compensado pelo aumento de encargos do consumidor, que representaram 26,9% dos reajustes praticados, e pela retração de 4,2% no mercado cativo da Copel Distribuição e de 5,3% no mercado livre da Copel GeT;
- (iii) crescimento de 14,0% na rubrica disponibilidade da rede elétrica (composta por TUSD e TUST), em razão do reajuste tarifário aplicado pela Copel Distribuição em junho de 2015 e da entrada em operação de novos ativos de transmissão, parcialmente compensada pela retração de 5,3% no mercado fio;
- (iv) acréscimo de 30,0% na “receita de telecomunicações” em virtude da ampliação do atendimento a novos clientes – a base de clientes passou de 27.614 em dezembro de 2014, para 47.987 em dezembro de 2015; e
- (v) registro de R\$ 23,5 milhões em “outras receitas operacionais”, decorrente, principalmente, de receitas com arrendamentos e aluguéis. No 4T14 essa rubrica registrou saldo negativo devido à reclassificação dos valores referentes ao ressarcimento da indisponibilidade de geração de energia elétrica, conforme Despacho Aneel 4.786/2014.

R\$ mil

Demonstrativo da Receita	4T15 (1)	3T15 (2)	4T14 (3)	Var.% (1/3)	2015 (4)	2014 (5)	Var.% (4/5)
Fornecimento de energia elétrica	1.588.176	1.409.586	1.298.782	22,3	5.746.920	4.371.153	31,5
Suprimento de energia elétrica	621.625	751.190	1.131.857	(45,1)	3.707.441	4.370.792	(15,2)
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD/ TUST)	671.154	641.614	588.746	14,0	2.388.505	2.237.470	6,8
Receita de construção	372.646	282.484	307.014	21,4	1.196.324	1.279.010	(6,5)
Receita de telecomunicações	56.244	54.778	43.278	30,0	209.927	165.461	26,9
Distribuição de gás canalizado	124.879	140.843	118.898	5,0	526.399	391.285	34,5
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	(121.173)	(59.678)	1.033.866	-	858.170	1.033.866	(17,0)
Outras receitas operacionais	23.452	24.371	(60.054)	-	94.445	69.480	35,9
Receita operacional	3.337.003	3.245.188	4.462.387	(25,2)	14.728.131	13.918.517	5,8

Considerando o resultado acumulado em 2015, a receita operacional da Copel atingiu R\$ 14.728,1 milhões, aumento de 5,8% em relação ao registrado no ano anterior, refletindo, principalmente, os reajustes aplicados às tarifas da Copel Distribuição (Revisão Tarifária Extraordinária em março/2015 e Reajuste Tarifário Anual em junho/2015) e o crescimento do mercado de distribuição de gás natural e de telecomunicações em decorrência da ampliação da base de clientes, parcialmente compensado pela queda de 25,5% no volume de energia despachada pela UTE Araucária (2.465 GWh em 2015 contra 3.308 GWh em 2014) e pela redução do PLD.

2.2 Custo e Despesa Operacional

No 4T15, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 2.493,8 milhões, redução de 39,6% em comparação ao mesmo período de 2014, refletindo, principalmente, o registro de reversões de R\$ 286,3 milhões no 4T15, dos quais R\$ 209,9 milhões referem-se à revisão das perdas estimadas na ação da Ivaí Engenharia, contra o registro de provisões de R\$ 927,8 milhões no 4T14 relacionadas, em grande parte, ao *impairment* dos ativos de geração. Destacam-se ainda as seguintes variações:

(i) redução de 36,2% na conta “energia elétrica comprada para revenda” em função (a) do reconhecimento de R\$ 134,7 milhões como recuperação do custo com compra de energia devido à repactuação do risco hidrológico (GSF), (b) do menor Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) no período (R\$ 166,85/MWh no 4T15 comparado a R\$ 712,43/MWh no 4T14), e (c) do menor custo com aquisição de energia nos leilões (CCEAR) em decorrência do maior volume de contrato de cotas, parcialmente compensado pelo maior custo com aquisição de energia de Itaipu, em razão do reajuste da tarifa. No 4T15, o efeito da variação cambial decorrente do contrato de compra de energia de Itaipu foi reclassificado de custos operacionais para resultado financeiro.

	R\$ mil						
Energia Elétrica Comprada para Revenda	4T15	3T15	4T14	Var. %	2015	2014	Var. %
	(1)	(2)	(3)	(1/3)	(4)	(5)	(4/5)
Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	822.038	821.588	954.978	(13,9)	3.812.509	3.394.222	12,3
Itaipu Binacional	349.007	491.764	192.411	81,4	1.567.844	739.002	112,2
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	(77.746)	213.530	604.331	-	982.388	2.281.328	(56,9)
(-) Repasse CDE e Conta ACR- CCEE	-	-	(95.819)	-	-	(1.253.436)	-
Proinfa	44.286	44.410	45.832	(3,4)	177.946	183.617	(3,1)
Contratos bilaterais	3.869	3.786	16.993	(77,2)	30.557	177.149	(82,8)
(-) PIS/Pasep and Cofins	(123.797)	(127.189)	(123.622)	0,1	(538.328)	(441.288)	22,0
TOTAL	1.017.657	1.447.889	1.595.104	(36,2)	6.032.916	5.080.594	18,7

(ii) redução de 70,2% na rubrica “gás natural e insumos para operação de gás” resultado, principalmente, do menor despacho da UTE Araucária, parcialmente compensado pelo reajuste nos preços de gás;

(iii) registro de R\$ 296,3 milhões em “encargos de uso da rede elétrica”, em razão, basicamente, do maior custo com encargos dos serviços do sistema (ESS) devido ao maior despacho de usinas térmicas fora da ordem de mérito, e do reajuste da tarifa de transmissão da energia de Itaipu. A reversão apresentada nessa conta no 4T14 é resultado da reclassificação contábil referente à Conta de Energia de Reserva – CONER, conforme Despacho Aneel 4.786/14 e Resolução Normativa Aneel 613/14;

	R\$ mil						
Encargos de uso da rede elétrica	4T15	3T15	4T14	Var.%	2015	2014	Var.%
	(1)	(2)	(3)	(1/3)	(4)	(5)	(4/5)
Encargos de uso do sistema	145.763	147.349	151.537	(3,8)	605.341	516.284	17,2
Encargos de transporte de Itaipu	22.893	21.499	18.416	24,3	84.344	67.263	25,4
Encargo de Energia de Reserva - EER	-	31.561	-	-	31.561	4.554	593,0
Encargos dos serviços do sistema - ESS	147.595	31.961	(213.836)	-	268.810	(160.841)	-
(-) PIS / Pasep e Cofins sobre encargos de uso da rede elétrica	(19.930)	(15.612)	2.868	-	(70.268)	(42.414)	65,7
TOTAL	296.321	216.759	(41.015)	-	919.788	384.846	139,0

(iv) aumento de 40,7% em “serviços de terceiros” em decorrência do aumento de custos com manutenção do sistema elétrico devido ao grande número de intempéries climáticas no período, além dos maiores gastos com comunicação, processamento e transmissão de dados;

(v) crescimento de 10,5% em “pessoal e administradores”, em linha com a inflação do período; e

(vi) aumento de 15,0% em “plano previdenciário e assistencial”, reflexo, principalmente, dos maiores gastos com o plano assistencial no período.

	R\$ mil						
Custos e Despesas Operacionais	4T15 (1)	3T15 (2)	4T14 (3)	Var.% (1/3)	2015 (4)	2014 (5)	Var.% (4/5)
Energia elétrica comprada para revenda	1.017.657	1.447.889	1.595.104	(36,2)	6.032.916	5.080.594	18,7
Encargos de uso da rede elétrica	296.321	216.759	(41.015)	-	919.788	384.846	139,0
Pessoal e administradores	421.190	253.890	381.187	10,5	1.168.850	1.052.811	11,0
Planos previdenciário e assistencial	65.718	62.711	57.169	15,0	254.327	201.542	26,2
Material	18.903	19.573	18.462	2,4	76.702	74.435	3,0
Matéria-prima e insumos para produção de energia	11.303	54.966	58.422	(80,7)	199.323	150.848	32,1
Gás natural e insumos para operação de gás	122.013	298.099	409.256	(70,2)	1.176.090	1.469.842	(20,0)
Serviços de terceiros	161.539	124.373	114.829	40,7	519.503	424.464	22,4
Depreciação e amortização	173.117	178.245	167.478	3,4	676.472	629.943	7,4
Provisões e reversões	(286.310)	93.447	927.769	-	210.829	1.203.682	(82,5)
Custo de construção	386.664	302.261	314.169	23,1	1.251.004	1.285.902	(2,7)
Outros custos e despesas operacionais	105.716	131.150	126.746	(16,6)	426.134	392.524	8,6
TOTAL	2.493.831	3.183.363	4.129.576	(39,6)	12.911.938	12.351.433	4,5

Considerando o resultado acumulado em 2015, os custos e despesas operacionais totalizaram R\$12.911,9 milhões, crescimento de 4,5% em relação a 2014, refletindo, principalmente, (a) maior custo com aquisição de energia, consequência do fim do repasse de recursos da CDE e Conta ACR, que totalizaram R\$ 1.253,4 milhões em 2014, e (b) dos maiores gastos com encargos do uso da rede, reflexo do maior despacho de usinas térmicas por segurança energética, parcialmente compensado por menor saldo de provisões devido à reversão parcial referente à Ivaí Engenharia (R\$ 209,9 milhões) e à reversão parcial do *impairment* dos ativos de geração (R\$ 66,0 milhões).

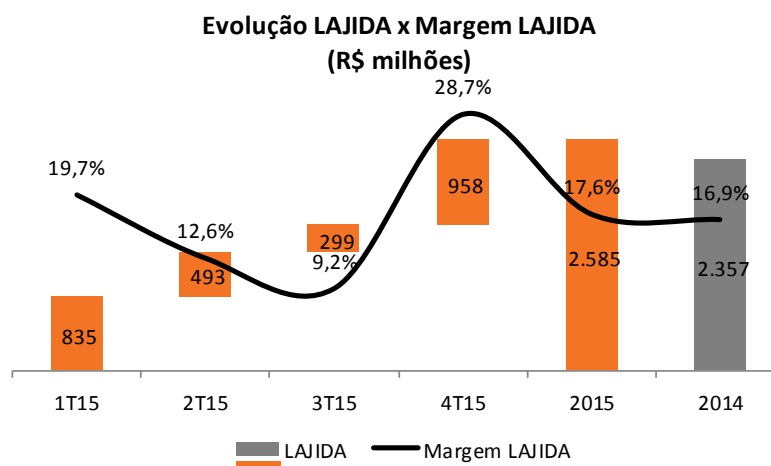
2.3 Resultado de Equivalência Patrimonial

O resultado de equivalência patrimonial reflete os ganhos e perdas nos investimentos realizados nas coligadas da Copel. No 4T15, o resultado foi negativo em R\$ 58,4 milhões devido, principalmente, ao prejuízo verificado nas SPEs Matrinchã e Guaraciaba, o qual é decorrente de baixas no ativo financeiro (reclassificação dos encargos de dívida), parcialmente compensado pelos ganhos na Sanepar, Dominó Holdings, e Foz do Chopim Energética. Em 2015, o resultado de equivalência patrimonial atingiu R\$ 92,5 milhões, queda de 42,1% em relação aos R\$ 160,0 milhões de 2014.

2.4 LAJIDA

No 4T15, o lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização atingiu R\$ 957,9 milhões, montante 77,3% superior ao apresentado no mesmo período do ano anterior (R\$ 540,2 milhões), e reflete, principalmente a reversão parcial de litígios (R\$ 259,3 milhões), a adesão à repactuação do risco hidrológico/GSF (R\$ 134,7 milhões), os testes de *impairment* (reversão de R\$ 66,0 milhões contra um reconhecimento de R\$ 807,3 milhões no 4T14), e a reclassificação da variação cambial sobre compra de energia de Itaipu para despesa financeira

(antes registrada como custo operacional), parcialmente compensado pelo resultado da UTE Araucária (R\$58,5 milhões negativo no 4T15 contra R\$ 218,6 milhões positivo no 4T14) em razão do menor despacho no período. Em 2015, o LAJIDA atingiu R\$ 2.585,2 milhões, crescimento de 9,7% em comparação com 2014, quando foi registrado R\$2.357,0 milhões.



Desconsiderando os efeitos não recorrentes dos períodos, o LAJIDA ajustado seria de R\$ 547,3 milhões no 4T15, montante 17,2% superior ao registrado no mesmo período do ano anterior, enquanto que em 2015 o LAJIDA ajustado seria de R\$ 2.174,6 milhões, redução de 21,0% em relação a 2014. A tabela abaixo apresenta os itens considerados no cálculo do LAJIDA ajustado.

	4T15 (1)	4T14 (2)	Var.% (1/2)	2015 (3)	2014 (4)	Var.% (3/4)
LAJIDA Ajustado						
LAJIDA	957.933	540.193	77,3	2.585.210	2.356.982	9,7
(-) Repactuação GSF	(134.620)	-	-	(134.620)	-	-
(-) Reversão Provisão - Ivaí Engenharia	(209.948)	-	-	(209.948)	-	-
(-)/+ Teste de Impairment	(66.029)	807.281	-	(66.029)	807.281	-
(-) Reconhecimento inicial CVA	-	(1.033.866)	-	-	(1.033.866)	-
(+) CVA do Período	-	153.522	-	-	623.094	-
LAJIDA Ajustado	547.336	467.130	17,2	2.174.613	2.753.491	(21,0)

2.5 Resultado Financeiro

No 4T15, as receitas financeiras totalizaram R\$ 238,6 milhões, crescimento de 17,6% em relação ao mesmo período de 2014, decorrente (a) da maior variação monetária registrada sobre contas a receber vinculadas à concessão e sobre a CRC, reflexo da maior inflação (IGP-M e IGP-DI respectivamente) no período, (b) crescimento de 135,4% em acréscimos moratórios sobre faturas de energia, devido aos reajustes aplicados às tarifas da Copel Distribuição, e (c) do registro de R\$ 31,6 milhões em remuneração de ativos e passivos setoriais. As despesas financeiras registradas no 4T15 totalizaram R\$ 503,8 milhões, valor 140,8% maior ao verificado no mesmo período do ano anterior, em função, basicamente, do aumento dos encargos de dívidas decorrentes do

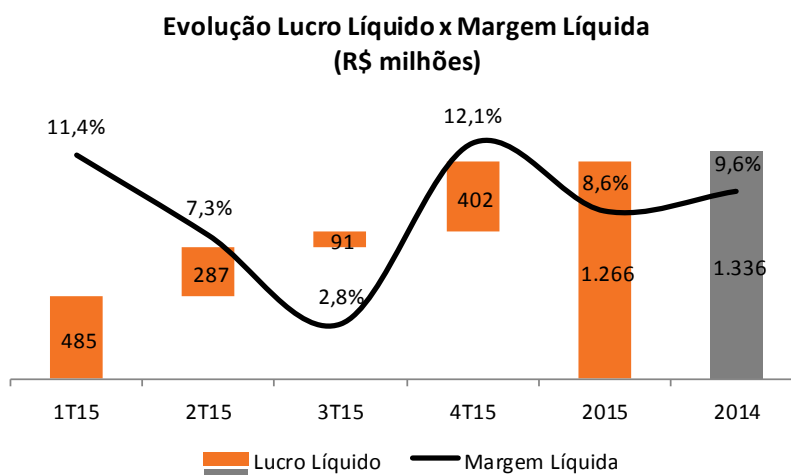
maior saldo de financiamentos e debêntures, da elevação dos juros no período, e da variação cambial sobre a compra de energia de itaipu.

Assim, o resultado financeiro do 4T15 foi negativo em R\$ 116,2 milhões ante os R\$ 10,8 milhões positivo verificado no mesmo período do ano anterior.

	4T15 (1)	3T15 (2)	4T14 (2)	Var% (1/2)	2015 (3)	2014 (4)	Var.% (3/4)
R\$ mil							
Receitas Financeiras	238.614	220.215	202.926	17,6	987.340	701.978	40,7
Renda e variação monetária sobre repasse CRC	66.294	52.462	49.185	34,8	217.722	157.422	38,3
Renda de aplicações financeiras mantidas para negociação	37.153	44.878	45.556	(18,4)	139.056	184.468	(24,6)
Variação monetária sobre contas a receber vinculadas à concessão	81.757	42.868	40.028	104,2	217.713	76.989	182,8
Acréscimos moratórios sobre faturas de energia	51.160	44.318	21.734	135,4	168.796	138.578	21,8
Var. monetária e juros sobre contas a receber vinculadas à indenização da concessão	(76.537)	6.988	7.578	-	20.363	50.271	(59,5)
Renda de aplicações financeiras disponíveis para venda	3.503	3.938	7.810	(55,1)	16.160	26.658	(39,4)
Remuneração de ativos e passivos setoriais	31.592	11.667	7.278	334,1	121.401	7.278	-
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	25.198	-	7.455	238,0	25.198	7.455	-
Outras receitas financeiras	18.494	13.096	16.302	13,4	60.931	52.859	15,3
Despesas Financeiras	(503.825)	(227.476)	(209.225)	140,8	(1.098.298)	(571.386)	92,2
Encargos de dívidas	(303.880)	(185.334)	(110.523)	174,9	(751.524)	(366.686)	105,0
Var. monetária e reversão de juros - contas a pagar vinc.concessão - UBP	(32.324)	(21.806)	(20.138)	60,5	(101.072)	(63.000)	60,4
Variação Cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	(96.162)	-	(24.580)	291,2	(96.162)	(24.580)	291,2
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	(42.627)	-	(27.662)	54,1	(42.627)	(28.404)	50,1
Variações monetárias e cambiais	(301)	(7.860)	(2.483)	(87,9)	(16.560)	(29.092)	(43,1)
Juros sobre P&D e PEE	(9.413)	(9.477)	(6.773)	39,0	(34.060)	(23.399)	45,6
Outras despesas financeiras	(19.118)	(2.999)	(17.066)	12,0	(56.293)	(36.225)	55,4
Resultado Financeiro	(265.211)	(7.261)	(6.299)	-	(110.958)	130.592	-

2.6 Lucro Líquido Consolidado

No 4T15, a Copel registrou lucro líquido de R\$ 402,1 milhões, valor 46,1% superior ao apresentado no mesmo período de 2014 (R\$ 275,2 milhões), enquanto que em 2015, o lucro líquido totalizou R\$ 1.265,6 milhões, queda de 5,2% em comparação com 2014 (R\$ 1.335,6 milhões).



2.7 Demonstração do Resultado Consolidado – DRE

	R\$ mil						
Demonstração do Resultado	4T15 (1)	3T15 (2)	4T14 (3)	Var.% (1/3)	2015 (4)	2014 (5)	Var.% (4/5)
RECEITA OPERACIONAL	3.337.003	3.245.188	4.462.387	(25,2)	14.728.131	13.918.517	5,8
Fornecimento de energia elétrica	1.588.176	1.409.586	1.298.782	22,3	5.746.920	4.371.153	31,5
Suprimento de energia elétrica	621.625	751.190	1.131.857	(45,1)	3.707.441	4.370.792	(15,2)
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD/ TUST)	671.154	641.614	588.746	14,0	2.388.505	2.237.470	6,8
Receita de construção	372.646	282.484	307.014	21,4	1.196.324	1.279.010	(6,5)
Receita de Telecomunicações	56.244	54.778	43.278	30,0	209.927	165.461	26,9
Distribuição de gás canalizado	124.879	140.843	118.898	5,0	526.399	391.285	34,5
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	(121.173)	(59.678)	1.033.866	-	858.170	1.033.866	(17,0)
Outras receitas operacionais	23.452	24.371	(60.054)	-	94.445	69.480	35,9
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(2.493.831)	(3.183.363)	(4.129.576)	(39,6)	(12.911.938)	(12.351.433)	4,5
Energia elétrica comprada para revenda	(1.017.657)	(1.447.889)	(1.595.104)	(36,2)	(6.032.916)	(5.080.594)	18,7
Encargos de uso da rede elétrica	(296.321)	(216.759)	41.015	-	(919.788)	(384.846)	139,0
Pessoal e administradores	(421.190)	(253.890)	(381.187)	10,5	(1.168.850)	(1.052.811)	11,0
Planos previdenciário e assistencial	(65.718)	(62.711)	(57.169)	15,0	(254.327)	(201.542)	26,2
Material	(18.903)	(19.573)	(18.462)	2,4	(76.702)	(74.435)	3,0
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(11.303)	(54.966)	(58.422)	(80,7)	(199.323)	(150.848)	32,1
Gás natural e insumos para operação de gás	(122.013)	(298.099)	(409.256)	(70,2)	(1.176.090)	(1.469.842)	(20,0)
Serviços de terceiros	(161.539)	(124.373)	(114.829)	40,7	(519.503)	(424.464)	22,4
Depreciação e amortização	(173.117)	(178.245)	(167.478)	3,4	(676.472)	(629.943)	7,4
Provisões e reversões	286.310	(93.447)	(927.769)	-	(210.829)	(1.203.682)	(82,5)
Custo de construção	(386.664)	(302.261)	(314.169)	23,1	(1.251.004)	(1.285.902)	(2,7)
Outros custos e despesas operacionais	(105.716)	(131.150)	(126.746)	(16,6)	(426.134)	(392.524)	8,6
RESULTADO DE EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	(58.356)	59.092	39.904	-	92.545	159.955	(42,1)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FIN. E TRIBUTOS	784.816	120.917	372.715	110,6	1.908.738	1.727.039	10,5
RESULTADO FINANCEIRO	(265.211)	(7.261)	(6.299)	-	(110.958)	130.592	-
Receitas financeiras	238.614	220.215	202.926	17,6	987.340	701.978	40,7
Despesas financeiras	(503.825)	(227.476)	(209.225)	140,8	(1.098.298)	(571.386)	92,2
LUCRO OPERACIONAL	519.605	113.656	366.416	41,8	1.797.780	1.857.631	(3,2)
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(117.493)	(22.223)	(91.178)	28,9	(532.229)	(522.016)	2,0
Imposto de Renda e Contribuição Social	(126.168)	(101.481)	(72.943)	73,0	(698.023)	(747.869)	(6,7)
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	8.675	79.258	(18.235)	-	165.794	225.853	(26,6)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	402.112	91.433	275.238	46,1	1.265.551	1.335.615	(5,2)
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	395.822	87.609	237.142	66,9	1.192.738	1.205.950	(1,1)
Atribuído aos acionistas não controladores	6.290	3.824	33.605	(81,3)	72.813	129.665	(43,8)
LAJIDA	957.933	299.162	540.193	77,3	2.585.210	2.356.982	9,7



3. Principais Contas e Variações do Balanço Patrimonial

A seguir descrevemos as principais contas e variações observadas no Balanço Patrimonial em relação a dezembro de 2014. Informações adicionais podem ser obtidas nas Notas Explicativas de nossa DFP.

3.1 Principais Contas

Caixa, Equivalentes de Caixa e Títulos e Valores Mobiliários

Em 31 de dezembro de 2015, as disponibilidades das subsidiárias integrais e controladas da Copel (caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários) totalizaram R\$ 1.978,1 milhões, montante 48,6% superior aos R\$ 1.331,5 milhões registrados em 2014, reflexo do ingresso de novos empréstimos e financiamentos e da recuperação dos diferimentos tarifários da Copel Distribuição a partir de junho de 2015. Tais recursos estavam aplicados, majoritariamente, em Certificados de Depósitos Bancários (CDB) e operações compromissadas. As aplicações foram remuneradas, em média, à taxa de variação do Certificado de Depósito Interbancário (CDI) do período.

Clientes

Em 2015, a conta “clientes” registrou crescimento de 39,2% em comparação com 2014, totalizando R\$ 3.107,9 milhões, reflexo, principalmente, dos reajustes nas tarifas da Copel Distribuição ao longo de 2015, parcialmente compensado pela constituição de provisão para créditos de liquidação duvidosa de R\$ 339,7 milhões, dos quais R\$ 119,7 milhões, referem-se à diferenças entre os preços de venda de energia negociada nos CCEARs da UHE Colíder e o PLD no período.

Repasse CRC ao Estado do Paraná

Através do quarto termo aditivo, assinado em 21 de janeiro de 2005, a Companhia renegociou com o Governo do Estado do Paraná o saldo da Conta de Resultados a Compensar (CRC) em 31 de dezembro de 2004, no montante de R\$ 1.197,4 milhões, em 244 prestações mensais recalculadas pelo sistema price de amortização, atualizado pela variação do IGP-DI, e juros de 6,65% a.a. O vencimento da primeira parcela ocorreu em 30 de janeiro de 2005 e as demais têm vencimentos subsequentes e consecutivos até abril de 2025. O saldo atual da CRC é de R\$ 1.383,2 milhões.

O Governo do Estado vem cumprindo o pagamento das parcelas renegociadas conforme estabelecido no quarto termo aditivo, que também prevê a garantia por dividendos das amortizações desse financiamento.

Ativos Financeiros Setoriais Líquidos

A partir de 31 de dezembro de 2014, a Copel Distribuição passou a reconhecer os ativos e/ou passivos financeiros setoriais em suas demonstrações contábeis em decorrência da alteração no contrato de concessão que garante que os valores residuais de itens da Parcela A e outros componentes financeiros não

recuperados ou devolvidos via tarifa serão incorporados, ou descontados, no cálculo da indenização de ativos não amortizados ao término da concessão. Em 31 de dezembro de 2015, o saldo de ativos financeiros setoriais líquidos totalizou R\$ 1.045,7 milhões, reflexo, principalmente, dos maiores custos com compra de energia de Itaipu, da diferença entre a cota de CDE paga mensalmente e a prevista na tarifa de energia, e dos diferimentos tarifários. Mais detalhe em nossa DFP (nota explicativa 9).

Contas a Receber Vinculadas à Concessão

Em 31 de dezembro de 2015 o saldo da conta totalizou R\$ 219,5 milhões, 69,1% menor que o registrado em 2014, reflexo da transferência de R\$ 4.056,4 milhões para o intangível referente à renovação da concessão da Copel Distribuição.

Essa conta refere-se a créditos a receber relacionados aos contratos de concessão da atividade de transmissão e distribuição de energia elétrica. Os montantes são relativos aos investimentos em infraestrutura e remuneração financeira que não foram ou não serão recuperados por meio da tarifa e/ou da RAP até o vencimento da concessão.

Contas a Receber Vinculadas à Indenização da Concessão

Em 31 de dezembro de 2015, o montante registrado nessa conta era de R\$ 219,0 milhões, composto por (a) R\$ 160,2 milhões referente ao valor contábil dos ativos de transmissão existentes em 31 de maio de 2000 (RBSE), e (b) R\$ 59,3 milhões em decorrência do valor residual dos ativos de geração que tiveram a concessão vencida em 2015 (UHE Rio dos Patos, UHE GPS e UHE Mourão I).

Investimento, Imobilizado e Intangível

O saldo na conta “investimentos” apresentou expansão de 34,0% até 31 de dezembro de 2015, reflexo da equivalência patrimonial e dos aportes registrados no período. A conta “imobilizado” cresceu 4,7% em função da entrada de novos ativos, conforme o programa de investimentos da Companhia, líquido da quota de depreciação do período. Já a conta “intangível” foi impactada pela reclassificação de R\$ 4.056,4 milhões do Contas a Receber Vinculadas à Concessão em decorrência da prorrogação do contrato de concessão da Copel Distribuição até 07 de julho de 2045.

3.2 Endividamento

Dívida Bruta

O total da dívida consolidada da Copel somava R\$ 7.761,0 milhões em 31 de dezembro de 2015, aumento de 28,2% em comparação com os R\$ 6.054,4 milhões registrados em 2014, reflexo (a) da emissão de Debêntures da Copel GeT no montante de R\$ 1.000,0 milhões em maio, e da Copel Telecom no valor de R\$ 160,0 milhões em outubro, (b) emissão de notas promissórias da Copel GeT no valor de R\$ 500,0 milhões (para o pagamento de outorga da UHE GPS) em dezembro, e (c) R\$ 158,9 milhões em financiamento junto ao BNDES para a

implantação das linhas de transmissão Assis – Paraguaçu Paulista II e Londrina – Figueira/Salto Osório – Foz do Chopim, e para a construção dos parques eólicos Santa Maria e Santa Helena.

Em 2015, o endividamento bruto da Companhia representava 53,2% do patrimônio líquido consolidado, o qual, ao final do período, era de R\$ 14.584,5 milhões, equivalente a R\$ 53,30 por ação (Valor Patrimonial por Ação – VPA). A composição dos saldos de empréstimos, financiamentos e debêntures está demonstrada na tabela a seguir:

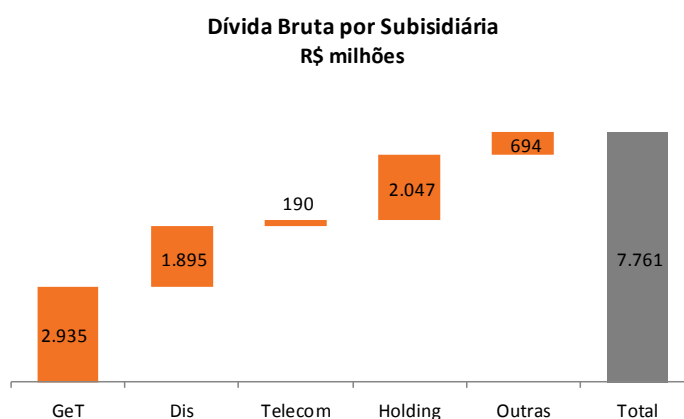
		R\$ mil	
		Total	Composição %
Moeda Estrangeira	Tesouro Nacional	104.434	1,3
	Total	104.434	1,3
Moeda Nacional	Eletrobras - COPEL	81.632	1,1
	FINEP	27.538	0,4
	BNDES	1.701.758	21,9
	Banco do Brasil S/A e outros	1.665.004	21,5
	Debêntures e Notas Promissórias	4.180.622	53,9
	Total	7.656.554	98,7
TOTAL		7.760.988	100,0

A seguir demonstramos o vencimento das parcelas dos empréstimos, financiamentos e debêntures:

		R\$ mil						
	Curto Prazo	Longo Prazo						Total
	jan/16 - dez/16	jan/17 - dez/17	2018	2019	2020	2021	A partir de 2022	
Moeda Nacional	1.231.680	1.686.953	1.503.075	930.197	487.124	146.555	1.670.970	7.656.554
Moeda Estrangeira	887	-	-	-	-	-	103.547	104.434
TOTAL	1.232.567	1.686.953	1.503.075	930.197	487.124	146.555	1.774.517	7.760.988

Dívida Bruta por Subsidiária

O gráfico a seguir apresenta a dívida bruta das subsidiárias:



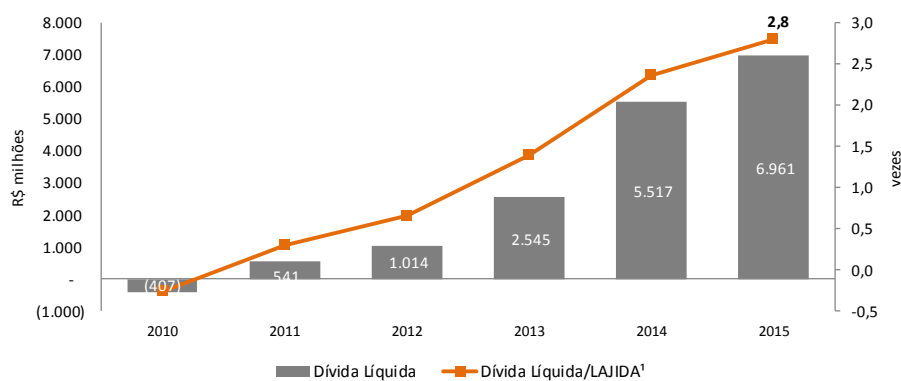
Avais e Garantias

Até 31 de dezembro de 2015 a Companhia concedeu R\$ 1.177,7 milhões em avais e garantias, conforme tabela a seguir.

	R\$ mil
Avais e Garantias ¹	dez/15
SPEs	1.135.570
Transmissora Sul Brasileira	67.559
Caiuá Transmissora	41.246
Integração Maranhense	68.514
Matrinchã Transmissora	322.784
Guaraciaba Transmissora	196.846
Costa Oeste	16.859
Mata de Santa Genebra	245.356
Paranaíba	134.263
Marumbi	42.143
Voltaia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.	146.719
Eol Carnaúbas	42.456
Eol Reduto	43.602
Eol Santo Cristo	30.331
Eol São João	30.331
TOTAL	1.177.713

¹ Proporcional à participação da Copel nos empreendimentos.

A dívida líquida consolidada da Copel (empréstimos, financiamentos, debêntures, avais e garantias, menos disponibilidades) e a relação Dívida Líquida/LAJIDA são demonstradas no gráfico a seguir:



¹ LAJIDA 12 meses.

Dívida Líquida por Subsidiária

A tabela a seguir apresenta a dívida líquida das subsidiárias:

	R\$ mil					
	GeT	DIS	Telecom	Holding	Outras	Total
Dívida Total	2.935	1.895	190	2.047	694	7.761
Avais e Garantias	224	-	-	954	-	1.178
Disponibilidade	750	418	123	26	662	1.978
Dívida Líquida	2.409	1.478	67	2.975	31	6.961

Contas a pagar vinculadas à concessão – Utilização do Bem Público

Refere-se aos encargos de outorga de concessão pela Utilização do Bem Público (UBP) incorridos a partir da assinatura do contrato de concessão do empreendimento até a data final da concessão.

						R\$ mil
Mauá	Colíder	Baixo Iguaçu	PCHs ¹	Elejor	Total	
15.437	21.493	5.557	2.645	490.533	535.665	

¹Referente às PCHs Cavernoso, Apucarantina, Chopim I, Chaminé e Derivação Rio Jordão.

Provisões para Litígios

A Companhia responde por diversos processos judiciais perante diferentes tribunais e instâncias. A Administração da Copel, fundamentada na opinião de seus assessores legais, mantém provisão para litígios sobre as causas cuja probabilidade de perda é considerada provável. Os saldos das provisões para litígios são os seguintes:

	R\$ mil				
Perdas Prováveis - Consolidado	dez/15 (1)	set/15 (2)	dez/14 (3)	Var % (1/2)	Var % (1/3)
Fiscais	327.048	327.294	291.844	(0,1)	12,1
Trabalhistas	408.133	393.595	326.246	3,7	25,1
Benefícios a Empregados	104.480	104.671	114.543	(0,2)	(8,8)
Cíveis	598.637	841.048	755.077	(28,8)	(20,7)
Fornecedores	-	34.950	60.680	-	-
Cíveis e direito administrativo	325.217	301.554	256.169	7,8	27,0
Servidões de passagem	62.869	43.791	25.407	43,6	147,4
Desapropriações e patrimoniais	196.895	444.904	402.219	(55,7)	(51,0)
Consumidores	13.656	15.849	10.602	(13,8)	28,8
Ambientais	868	563	479	54,2	81,2
Regulatórias	55.770	51.295	58.443	8,7	(4,6)
TOTAL	1.494.936	1.718.466	1.546.632	(13,0)	(3,3)

As causas classificadas como perdas possíveis, estimadas pela Companhia e suas controladas ao final do período, totalizaram R\$ 3.971,6 milhões, montante 45,0% maior ao registrado em dezembro de 2014 (R\$ 2.738,8 milhões), distribuídos em ações das seguintes naturezas: fiscais - R\$ 1.476,8 milhões; cíveis - R\$

1.170,0 milhões; trabalhistas - R\$ 605,1 milhões; regulatórias - R\$ 646,4 milhões, e benefícios a empregados - R\$ 73,3 milhões.

O principal aumento refere-se (a) ao mandado de segurança impetrado pela Abradee visando a anulação do processo promovido pela Energia Sustentável do Brasil S.A. – ESBR, que a isenta da responsabilização dos prejuízos resultantes dos atrasos no cronograma da UHE Jirau e expõem as distribuidoras ao Mercado de Curto Prazo. A liminar proferida no mandado de segurança desobrigou a Copel Dis do desembolso de R\$ 607,5 milhões referentes à liquidação da competência de agosto/2015, e (b) à revisão das perdas estimadas da ação da Ivaí Engenharia, sendo considerado como perda provável o valor do direito de crédito da autora corrigido pelo índice oficial do TJ-PR (média do IGP-DI/INPC) acrescido de juros de mora de 1% ao mês e, como perda possível o valor do débito corrigido pela cumulação da taxa Selic com outros índices de juros no período que antecedeu o laudo pericial.

4. Desempenho das Principais Empresas

4.1 Copel Geração e Transmissão

No 4T15, a receita operacional da Copel GeT atingiu R\$ 726,3 milhões, valor 11,0% superior aos R\$ 654,2 milhões registrados no mesmo período do ano anterior, em decorrência (a) do crescimento de 36,7% na receita de disponibilidade da rede elétrica, reflexo da entrada em operação de novos ativos de transmissão e do reajuste da RAP em julho de 2015, (b) do aumento de 142,8% em receita de construção, resultado dos investimentos em serviços de construção e melhoria da infraestrutura de transmissão, e (c) do crescimento de 5,4% na receita de fornecimento, resultado do reajuste dos contratos, parcialmente compensado pela redução de 2,3% da receita de suprimento de energia, reflexo do menor PLD no período.

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 35,4 milhões, redução de 97,6% em relação ao 4T14, quando foram registradas provisões relacionadas ao *impairment* dos ativos de geração (R\$ 807,3 milhões). Não obstante, os custos e despesas operacionais do 4T15 também foram influenciados positivamente (a) pelo reconhecimento de R\$ 134,7 milhões como recuperação do custo com compra de energia, (b) pela reversão de R\$ 209,9 milhões em provisão para litígio referente à Ivaí Engenharia, e (c) pela reversão de R\$ 66,0 milhões do *impairment* realizado no ano anterior.

O resultado de equivalência patrimonial foi negativo em R\$ 80,7 milhões frente ao resultado positivo de R\$ 110,5 milhões registrado no mesmo período de 2014, motivado, principalmente pelo resultado negativo da UTE Araucária (prejuízo de R\$ 35,5 milhões no 4T15) e da reclassificação dos encargos da dívida nas SPEs de transmissão.

No 4T15 a Copel GeT apresentou lucro líquido de R\$ 323,0 milhões e LAJIDA de R\$ 680,9 milhões.

Principais Indicadores	4T15 (1)	3T15 (2)	4T14 (3)	Var.% (1/3)	2015 (4)	2014 (5)	Var.% (4/5)
Receita Operacional Líquida (R\$ milhões)	726,3	596,0	654,2	11,0	2.890,7	2.948,7	(2,0)
Resultado Operacional (R\$ milhões)	370,1	230,2	(665,3)	-	1.296,4	700,4	85,1
Lucro Líquido (R\$ milhões)	323,0	172,1	(304,4)	-	1.027,4	682,4	50,6
LAJIDA (R\$ milhões)	680,9	312,2	(608,5)	-	1.754,7	866,5	102,5
Margem Operacional	51,0%	38,6%	-	-	44,8%	23,8%	88,8
Margem Líquida	44,5%	28,9%	-	-	35,5%	23,1%	53,6
Margem LAJIDA	93,7%	52,4%	-	-	60,7%	29,4%	106,6
Programa de Investimento (R\$ milhões)	512,2	353,6	145,8	251,3	1.335,6	758,4	76,1

Considerando o resultado acumulado em 2015, a Copel GeT atingiu uma receita operacional de R\$ 2.890,7 milhões, redução de 2,0% em comparação ao mesmo período do ano anterior, enquanto que os custos e despesas operacionais apresentaram uma redução de 41,2%, totalizando R\$ 1.603,6 milhões. O lucro líquido atingiu R\$ 1.027,4 milhões e o LAJIDA totalizou R\$ 1.754,7 milhões, aumento, respectivamente, de 50,6% e 102,5% em relação ao verificado em 2014.

Copel GeT – LAJIDA ajustado por eventos não recorrentes

Desconsiderando os efeitos não recorrentes, o LAJIDA ajustado da Copel GeT seria de R\$ 309,6 milhões no 4T15, 55,8% superior ao registrado no 4T14, refletindo os menores gastos com a compra de energia decorrente da redução do PLD (R\$ 166,85/MWh no 4T15 contra R\$ 712,43/MWh no 4T14) e do menor déficit de geração hídrica no período (GSF de 94,7% no 4T15 e de 87,8% no 4T14). Já no acumulado de 2015, o LAJIDA ajustado seria de R\$ 1.383,4 milhões, montante 17,3% menor que o registrado em 2014, consequência do maior déficit de geração hídrica (GSF de 85,3% em 2015 contra 90,6% em 2014). A tabela a seguir apresenta o LAJIDA ajustado do período.

	R\$ mil					
LAJIDA Ajustado	4T15 (1)	4T14 (2)	Var.% (1/2)	2015 (3)	2014 (4)	Var.% (3/4)
LAJIDA	680.853	(608.524)	-	1.754.665	866.508	102,5
(-) Repactuação GSF	(95.251)	-	-	(95.251)	-	-
(-) Reversão Provisão - Ivaí Engenharia	(209.948)	-	-	(209.948)	-	-
(-)/+ Teste de Impairment	(66.029)	807.281	-	(66.029)	807.281	-
LAJIDA Ajustado	309.625	198.757	55,8	1.383.437	1.673.789	(17,3)

4.2 Copel Distribuição

No 4T15 a receita operacional líquida da Copel Distribuição atingiu R\$ 2.363,5 milhões, valor 21,7% inferior aos R\$ 3.019,6 milhões registrados no mesmo período do ano anterior, em decorrência, principalmente, do menor resultado de ativos e passivos financeiros setoriais, que foi negativo em R\$ 121,2 milhões no 4T15 em comparação com o resultado positivo de R\$ 1.033,9 milhões no 4T14. Destaca-se que o resultado negativo

verificado no 4T15 é decorrente da amortização de R\$ 401,8 milhões no período, reflexo, sobretudo, da recuperação via tarifa dos diferimentos realizados em 2013 e 2014, os quais haviam sido registrados quando o reconhecimento do resultado de ativos ou passivos financeiros setoriais passou a ser obrigatório. Além disso, a queda na receita foi impactada pela retração do mercado de energia no período (queda de 4,2% e 5,3% no mercado cativo e mercado fio, respectivamente).

Os custos e despesas operacionais aumentaram 8,8%, alcançando R\$ 2.275,2 milhões no período e refletem, principalmente, (a) o maior custo com encargos de uso da rede em razão da entrada em operação de novos ativos no sistema, e do maior custo com encargos dos serviços do sistema (ESS) devido ao maior despacho de usinas térmicas fora da ordem de mérito, (b) o registro de R\$ 58,4 milhões em provisões e reversões, das quais R\$ 38,2 milhões referem-se à PCLD e R\$ 15,4 milhões à litígios trabalhistas, (c) o crescimento de 13,7% em custo de construção (R\$ 270,2 milhões no 4T15), reflexo dos investimentos realizado no período, (d) aumento de 15,2% nos custos com os planos previdenciários e assistencial, refletindo os maiores gastos com o plano assistencial, enquanto que os custos com pessoal e administradores apresentaram acréscimo de 9,6%, em linha com a inflação do período. Cabe ressaltar que o aumento nos custos foi compensado (a) pelo menor custo com aquisição de energia nos CCEARs, em decorrência do maior volume de contrato de cotas, e (b) pela redução de 86,8% em outros custos e despesas operacionais, reflexo da recuperação de custos referentes ao Programa Morar Bem.

O resultado financeiro foi positivo em R\$ 51,7 milhões, impactado, sobremaneira, pela atualização monetária do ativo financeiro, pelo acréscimo moratório sobre faturas, e pela remuneração de ativos e passivos regulatórios, parcialmente compensado pelo reconhecimento de R\$ 96,2 milhões em despesa financeira referente à variação cambial sobre a compra de energia de Itaipu, antes registrada como custo operacional. Com isso, a Copel Distribuição registrou lucro líquido de R\$ 107,9 milhões e LAJIDA de R\$ 149,0 milhões no 4T15.

Principais Indicadores	4T15 (1)	3T15 (2)	4T14 (3)	Var.% (1/3)	2015 (4)	2014 (5)	Var.% (4/5)
Receita Operacional Líquida (R\$ milhões)	2.363,5	2.136,5	3.019,6	(21,7)	9.580,8	8.347,0	14,8
Resultado Operacional (R\$ milhões)	140,1	(109,3)	935,3	(85,0)	295,6	671,0	(55,9)
Lucro Líquido (R\$ milhões)	107,9	(73,1)	615,4	(82,5)	206,1	437,9	(52,9)
LAJIDA (R\$ milhões)	149,0	(85,5)	985,8	(84,9)	308,1	827,8	(62,8)
Margem Operacional	5,9%	-	31,0%	(80,9)	3,1%	8,0%	(61,6)
Margem Líquida	4,6%	-	20,4%	(77,6)	2,2%	5,2%	(59,0)
Margem LAJIDA	6,3%	-	32,6%	(80,7)	3,2%	9,9%	(67,6)
Programa de Investimento (R\$ milhões)	170,1	169,1	83,7	103,2	656,4	857,7	(23,5)

Considerando o resultado acumulado em 2015, a Copel Distribuição registrou uma receita líquida de R\$ 9.580,8 milhões, crescimento de 14,8% em relação a 2014, enquanto que os custos e despesas operacionais apresentaram crescimento de 22,9%, atingindo R\$ 9.516,4 milhões. O lucro líquido atingiu R\$ 206,1 milhões, queda de 52,9% frente aos R\$ 437,9 milhões apresentados em 2014, enquanto que o LAJIDA atingiu R\$ 308,1 milhões no período, montante 62,8% inferior aos R\$ 827,8 milhões apresentados no ano anterior.

Copel Distribuição – LAJIDA ajustado por CVA

Considerando apenas o movimento dos ativos e passivos regulatórios de 2014, o LAJIDA da Copel Distribuição seria 41,4% superior ao registrado no 4T14, e 26,1% inferior ao registrado em 2014. A tabela a seguir apresenta o resultado de 2015 comparado ao resultado de 2014 ajustado por ativos e passivos setoriais líquidos.

	R\$ mil					
LAJIDA Ajustado	4T15 (1)	4T14 (2)	Var.% (1/3)	2015 (4)	2014 (5)	Var.% (4/5)
LAJIDA	149.028	985.775	(84,9)	308.078	827.786	(62,8)
(-) Reconhecimento inicial CVA	-	(1.033.866)	-	-	(1.033.866)	
(+) CVA do Período	-	153.522	-	-	623.094	
LAJIDA Ajustado	149.028	105.431	41,4	308.078	417.014	(26,1)

4.3 Copel Telecomunicações

A receita operacional da Copel Telecomunicações atingiu R\$ 68,1 milhões no 4T15, valor 10,8% superior aos R\$ 61,5 milhões registrados no mesmo período do ano anterior em decorrência, principalmente, da ampliação da área de atuação e do atendimento a novos clientes. Os custos e despesas operacionais tiveram aumento de 33,6%, alcançando R\$ 64,1 milhões no 4T15, influenciados pelo crescimento de 85,8% nos custos com serviços de terceiros, os quais são necessários para a ampliação da área de atuação, e de 17,2% nos custos com pessoal, incluindo os gastos com planos previdenciário e assistencial, devido a reestruturação ocorrida na Companhia no segundo semestre de 2014 e ao reajuste salarial aplicado em outubro de 2015. O lucro líquido do período foi de R\$ 11,2 milhões, retração de 28,0% em relação ao 4T14, enquanto que o LAJIDA teve uma redução de 40,2%, alcançando R\$ 12,4 milhões ante os R\$ 20,7 milhões verificados no mesmo período do ano anterior.

Principais Indicadores	4T15 (1)	3T15 (2)	4T14 (3)	Var.% (1/3)	2015 (4)	2014 (5)	Var.% (4/5)
Receita Operacional Líquida (R\$ milhões)	68,1	71,5	61,5	10,8	272,2	213,2	27,7
Resultado Operacional (R\$ milhões)	2,4	21,4	13,7	(82,1)	67,8	78,7	(13,8)
Lucro Líquido (R\$ milhões)	11,2	14,3	15,6	(28,0)	54,6	58,6	(6,7)
LAJIDA (R\$ milhões)	12,4	29,0	20,7	(40,2)	99,9	104,0	(4,0)
Margem Operacional	3,6%	29,9%	22,3%	(83,9)	24,9%	36,9%	(32,5)
Margem Líquida	16,5%	19,9%	25,4%	(35,0)	20,1%	27,5%	(27,0)
Margem LAJIDA	18,2%	40,6%	33,7%	(46,0)	36,7%	48,8%	(24,8)
Programa de Investimento (R\$ milhões)	25,9	28,8	35,5	(27,0)	105,4	107,5	(1,9)

Considerando o resultado acumulado em 2015, a Copel Telecom registrou crescimento de 27,7% na receita operacional em comparação como mesmo período de 2014, totalizando R\$ 272,2 milhões. Já os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 203,9 milhões, crescimento de 48,4% no período. O lucro líquido alcançou R\$ 54,6 milhões, retração de 6,7% em relação aos R\$ 58,6 milhões reportados em 2014, enquanto que o LAJIDA apresentou queda de 4,0% no período, totalizando R\$ 99,9 milhões.

4.4 UEG Araucária

No 4T15, a UEG Araucária apresentou uma receita líquida de R\$ 27,4 milhões, redução de 95,6% em relação ao registrado no 4T14, reflexo do menor volume de energia despachada no período (45 GWh no 4T15 contra 983 GWh no 4T14). Os custos e despesas operacionais registraram retração de 78,1% devido, principalmente, aos menores gastos com matéria-prima e insumos para produção de energia em decorrência do menor despacho. Com isso, a UEG Araucária registrou prejuízo de R\$ 35,5 milhões frente ao lucro líquido de R\$ 154,7 milhões no 4T14. O LAJIDA ficou negativo em R\$ 58,5 milhões, enquanto que no mesmo período de 2014 foi positivo em R\$ 218,6 milhões.

Considerando o resultado acumulado em 2015, a UTE Araucária registrou queda de 32,8% na receita operacional, totalizando R\$ 1.434,2 milhões frente aos R\$ 2.134,8 milhões registrados em 2014. Já os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 1.120,5 milhões, retração de 26,0% em comparação com o mesmo período de 2014. O lucro líquido foi de R\$ 242,9 milhões e o LAJIDA alcançou R\$ 343,9 milhões, retração de 48,5% e 47,5%, respectivamente.

Principais Indicadores	4T15	3T15	4T14	Var.%	2015	2014	Var.%
	(1)	(2)	(3)	(1/3)	(4)	(5)	(4/5)
Receita Operacional Líquida (R\$ milhões)	27,4	286,6	625,9	(95,6)	1.434,2	2.134,8	(32,8)
Resultado Operacional (R\$ milhões)	(55,8)	32,9	225,0	-	363,6	649,3	(44,0)
Lucro Líquido (R\$ milhões)	(35,5)	23,1	154,7	-	242,9	471,7	(48,5)
LAJIDA (R\$ milhões)	(58,5)	16,4	218,6	-	343,9	655,1	(47,5)
Margem Operacional	-	11,5%	35,9%	-	25,3%	30,4%	(16,7)
Margem Líquida	-	8,1%	24,7%	-	16,9%	22,1%	(23,4)
Margem LAJIDA	-	5,7%	34,9%	-	24,0%	30,7%	(21,9)

A UTE Araucária não possui contrato de disponibilidade e opera sob a modalidade “*merchant*”, sendo que a energia produzida é comercializada no mercado de curto prazo. A Copel consolida todo o resultado da UEGA, sendo que a parcela da Petrobras é identificada na linha “lucro atribuído aos acionistas não controladores”. Ver mais detalhes no [Anexo III](#).

4.5 Informações Contábeis

Na tabela a seguir apresentamos informações contábeis de 2015 referentes às principais participações da Copel:

	R\$ mil			
Participações -dez/15	Ativo Total	Patrimônio Líquido ¹	Rec. Oper. Líquida	Lucro Líquido
Controladas (Consolida com Copel)				
Compagas S.A.	481.303	295.721	1.390.786	23.068
Elejor S.A.	743.254	74.000	237.719	43.121
UEG Araucária Ltda	1.048.507	858.240	1.434.180	242.860
Controladas em Conjunto (Equivalência Patrimonial)				
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	106.485	63.984	20.634	14.720
Caiuá Transmissora de Energia S.A.	237.263	104.637	33.802	17.511
Cantareira Transmissora S.A.	143.693	122.664	90.201	3.164
Dominó Holdings S.A.	516.611	495.210	-	50.547
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP Sul) S.A.	1.080.290	609.791	219.858	(15.349)
Integração Maranhense Transmissora de Energia S.A.	473.129	208.030	107.415	29.281
Marumbi Transmissora de Energia S.A.	164.324	94.894	47.663	16.321
Mata de Santa Genebra S.A.	612.267	53.698	320.948	(4.001)
Matrinchã Transmissora de Energia (TP Norte) S.A.	2.240.755	1.329.554	678.806	44.195
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	1.043.392	411.126	611.495	14.491
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	706.250	337.815	73.863	(31.964)
Voltalia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.	147.700	147.446	-	(204)
Coligada (Equivalência Patrimonial)				
Sanepar	8.151.851	4.087.483	2.971.185	444.369
Dona Francisca Energética S.A.	156.042	139.964	67.080	(4.677)
Foz do Chopim Energética Ltda	50.361	43.538	47.556	33.537

¹ Dados ajustados às práticas da COPEL.

5. Programa de Investimentos

A Companhia realizou 91,8% dos investimentos previstos para 2015. A tabela a seguir apresenta o programa de investimento realizado em 2015:

Subsidiária / SPE	R\$ milhões		
	Realizado 4T15	Realizado 2015	Previsto 2015
Copel Geração e Transmissão	527,8	1.373,3	1.300,1
UHE Colíder	98,3	373,0	345,1
UHE Baixo Iguaçu	22,9	53,7	158,5
LT Araraquara / Taubaté	51,5	122,8	144,0
SE Paraguaçu Paulista	13,3	57,5	40,2
LT Bateias - Curitiba Norte	33,9	49,8	42,0
LT Foz do Chopim - Realeza	4,0	6,0	17,5
SPE Matrinchã Transmissora de Energia ¹	122,1	254,3	104,9
SPE Guaraciaba Transmissora de Energia ¹	93,1	170,0	96,9
SPE Mata de Santa Genebra Transmissão ¹	-	2,8	10,8
SPE Cantareira Transmissora de Energia ¹	20,3	43,7	45,3
Outros	68,3	239,8	264,6
Copel Distribuição	170,1	656,4	784,7
Copel Telecomunicações	25,9	105,4	107,7
Holding	-	-	5,5
Complexo Eólico Cutia	9,3	25,8	90,0
Complexo Eólico Bento Miguel	-	-	50,0
Complexo Eólico Voltalia São Miguel do Gostoso ¹	12,3	20,1	22,6
Outras Participações ²	48,8	183,7	116,3
TOTAL	794,0	2.364,7	2.476,9

¹ Referente à participação da COPEL nos Empreendimentos.

² Inclui os blocos de gás e demais parques eólicos em fase final de construção.

Para o ano de 2016, o programa de investimentos da Copel prevê o montante de R\$ 3.149,8 milhões, conforme detalhado a seguir:

	R\$ milhões
Subsidiária / SPE	Previsto 2016
Copel Geração e Transmissão	1.695,1
UHE Colíder	120,0
UHE Baixo Iguaçu	85,6
UHE Gov. Parigot de Souza (GPS) - Leilão nº 12/2015	574,8
LT Araraquara / Taubaté	161,6
SE Paraguaiçu Paulista	6,7
LT Bateias - Curitiba Norte	11,3
LT Foz do Chopim - Realeza	34,7
LT Assis - Londrina	82,8
LT Curitiba Leste / Blumenau	11,1
SPE Matrinchã Transmissora de Energia ₁	21,6
SPE Guaraciaba Transmissora de Energia ₁	74,7
SPE Mata de Santa Genebra Transmissão ₁	190,7
SPE Cantareira Transmissora de Energia ₁	94,3
SPE Paranaíba ₁	7,3
Outros	218,0
Copel Distribuição	570,0
Copel Telecomunicações	146,0
Copel Participações	0,1
Copel Renováveis	1,4
Holding	4,1
Copel Brisa Português	110,2
São Bento Energia	3,2
Cutia Empreendimentos Eólicos	601,3
Outras Participações₂	18,3
TOTAL	3.149,8

¹ Referente à participação da Copel nos Empreendimentos.

² Inclui SPE Paraná Gás, Voltaia São Miguel do Gostoso I Participações entre outros.

6. Mercado de Energia e Tarifas

6.1 Mercado Cativo – Copel Distribuição

A venda de energia para o mercado cativo da Copel Distribuição totalizou 24.043 GWh em 2015, redução de 0,7% em comparação a 2014, em decorrência, principalmente, da estagnação econômica e do aumento tarifário. A tabela a seguir apresenta o comportamento do mercado cativo por classe de consumo:

	Nº de consumidores			Energia vendida (GWh)					
	dez/15	dez/14	Var. %	4T15	4T14	Var. %	2015	2014	Var. %
Residencial	3.527.126	3.437.030	2,6	1.718	1.842	(6,7)	6.957	7.267	(4,3)
Industrial	88.276	91.068	(3,1)	1.757	1.801	(2,5)	6.929	6.838	1,3
Comercial	376.959	369.205	2,1	1.371	1.440	(4,8)	5.530	5.470	1,1
Rural	368.297	372.464	(1,1)	548	571	(3,9)	2.256	2.252	0,2
Outros	57.404	57.203	0,4	617	622	(0,9)	2.371	2.381	(0,4)
Mercado Cativo	4.418.062	4.326.970	2,1	6.011	6.276	(4,2)	24.043	24.208	(0,7)

A classe residencial teve a queda mais significativa (4,3% no acumulado do ano), enquanto que a classe industrial e comercial mitigaram o impacto da redução do consumo residencial, apresentando crescimento

de 1,3% e 1,1% no ano, respectivamente. Para mais detalhes acesse o Comunicado ao Mercado – RI 06/16 ([link](#)).

6.2 Mercado Fio (TUSD)

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 2015, conforme verificado na tabela abaixo:

	Nº de consumidores / Contratos			Energia vendida (GWh)					
	dez/15	set/15	Var. %	4T15	4T14	Var. %	2015	2014	Var. %
Mercado Cativo	4.418.062	4.391.770	2,1	6.011	6.276	(4,2)	24.043	24.208	(0,7)
Concessionárias e Permissionárias	4	6	-	186	190	(2,1)	755	738	2,3
Consumidores Livres ¹	131	127	(2,2)	987	1.121	(12,0)	4.045	4.483	(9,8)
Mercado Fio	4.418.197	4.391.903	2,1	7.184	7.587	(5,3)	28.843	29.429	(2,0)

¹ Total de consumidores livres atendidos pela Copel GeT e por outros fornecedores dentro da área de concessão da Copel DIS.

6.3 Fornecimento de Energia Elétrica

O fornecimento de energia elétrica da Copel, que representa o volume de energia vendido aos consumidores finais e é composto pelas vendas no mercado cativo da Copel Distribuição e pelas vendas no mercado livre da Copel Geração e Transmissão, registrou queda de 1,0% em 2015. A tabela a seguir apresenta o fornecimento de energia aberto por classe de consumo:

Classe	Mercado	Energia vendida (GWh)					
		4T15	4T14	Var. %	2015	2014	Var. %
Residencial		1.718	1.842	(6,7)	6.957	7.267	(4,3)
	Total	2.697	2.794	(3,5)	10.823	10.841	(0,2)
Industrial	Cativo	1.757	1.801	(2,5)	6.929	6.837	1,3
	Livre	940	993	(5,3)	3.894	4.004	(2,7)
	Total	1.374	1.443	(4,8)	5.542	5.482	1,1
Comercial	Cativo	1.371	1.440	(4,8)	5.530	5.470	1,1
	Livre	3	3	5,0	12	12	1,2
Rural		548	571	(3,9)	2.256	2.252	0,2
Outros		617	623	(1,0)	2.371	2.382	(0,5)
Fornecimento de Energia		6.954	7.273	(4,4)	27.949	28.224	(1,0)

6.4 Total de Energia Vendida

O total de energia vendida pela Copel, composto pelas vendas da Copel Distribuição e da Copel Geração e Transmissão em todos os mercados atingiu 44.196 GWh em 2015, com crescimento de 1,5% em relação ao mesmo período do ano passado. As vendas da Copel Geração e Transmissão alcançaram 17.391 GWh até dezembro, redução de 4,9% em relação a 2014. A tabela a seguir apresenta as vendas totais de energia da Copel abertas entre Copel Distribuição e Copel Geração e Transmissão:

	Nº de consumidores / contratos			Energia vendida (GWh)					
	dez/15	dez/14	Var. %	4T15	4T14	Var. %	2015	2014	Var. %
Copel DIS									
Mercado Cativo	4.418.062	4.326.970	2,1	6.011	6.276	(4,2)	24.043	24.208	(0,7)
Concessionárias e Permissionárias	4	4	-	172	177	(2,8)	699	699	-
CCEE (MCP)	-	-	-	574	93	518,5	940	368	155,4
Total Copel DIS	4.418.066	4.326.974	2,1	6.757	6.546	3,2	25.682	25.275	1,6
Copel GeT									
CCEAR (Copel DIS)	1	1	-	45	112	(59,9)	215	411	(47,7)
CCEAR (outras concessionárias)	39	39	-	1.124	1.199	(6,2)	4.457	4.695	(5,1)
Consumidores Livres	28	29	(3,4)	943	996	(5,3)	3.906	4.016	(2,7)
Contratos Bilaterais ¹	25	30	(16,7)	1.590	1.858	(14,4)	6.675	7.392	(9,7)
CCEE (MCP) ²	-	-	-	330	275	19,9	2.137	1.773	20,5
Total Copel GeT	93	99	(6,1)	4.033	4.440	(9,2)	17.391	18.287	(4,9)
Copel Renováveis									
CCEAR (outras concessionárias)	112	-	-	212	-	-	766	-	-
CER	3	-	-	90	-	-	357	-	-
Total Copel Ren	115	-	-	302	-	-	1.123	-	-
Total Copel Consolidado	4.418.274	4.327.073	2,1	11.092	10.986	1,0	44.196	43.562	1,5

Obs.: Não considera a energia disponibilizada através do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia).

¹ Inclui Contratos de Venda no Curto Prazo.

² Garantia Física alocada no período, não considera o impacto do GSF.

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica / CCEAR: Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado / MCP: Mercado de Curto Prazo / CER: Contrato de Energia de Reserva.

Adicionalmente, a energia produzida pela UTE Araucária foi vendida no mercado de curto prazo (MCP) e totalizou 2.465 GWh no período. O montante de energia produzido em 2015 pela termelétrica é demonstrado no quadro a seguir:

	GWh					
UTE Araucária (UEGA)	4T15	4T14	Var. %	2015	2014	Var. %
Geração Própria ¹	45	983	(95,4)	2.465	3.308	(25,5)

Fonte: ONS

¹ Valor da geração bruta verificada pelo ONS, sem considerar as perdas da Rede Básica associadas ao empreendimento.

6.5 Fluxos de Energia

Fluxo de Energia – Copel Dis

	GWh		
Fluxo de Energia - Copel Dis	2015	2014	Var. %
Itaipu	5.941	5.870	1,2
CCEAR – Copel Geração e Transmissão	215	411	(47,7)
CCEAR – Outras	14.435	16.281	(11,3)
CCEAR – Leilão de ajuste	1.303	-	-
CCEE (MCP)	399	1.573	(74,6)
Angra	1.051	1.046	0,5
CCGF	3.873	1.315	194,5
Itiquira	-	452	-
Proinfa	609	599	1,7
Elejor S.A	1.186	1.186	-
Disponibilidade	29.012	28.733	1,0
Mercado cativo	24.043	24.208	(0,7)
Concessionárias	699	699	-
CCEE (MCP)	940	368	155,4
Perdas e diferenças	3.330	3.458	(3,7)
Rede básica	566	541	4,6
Distribuição	2.422	2.598	(6,8)
Alocação de contratos no CG	342	319	7,2

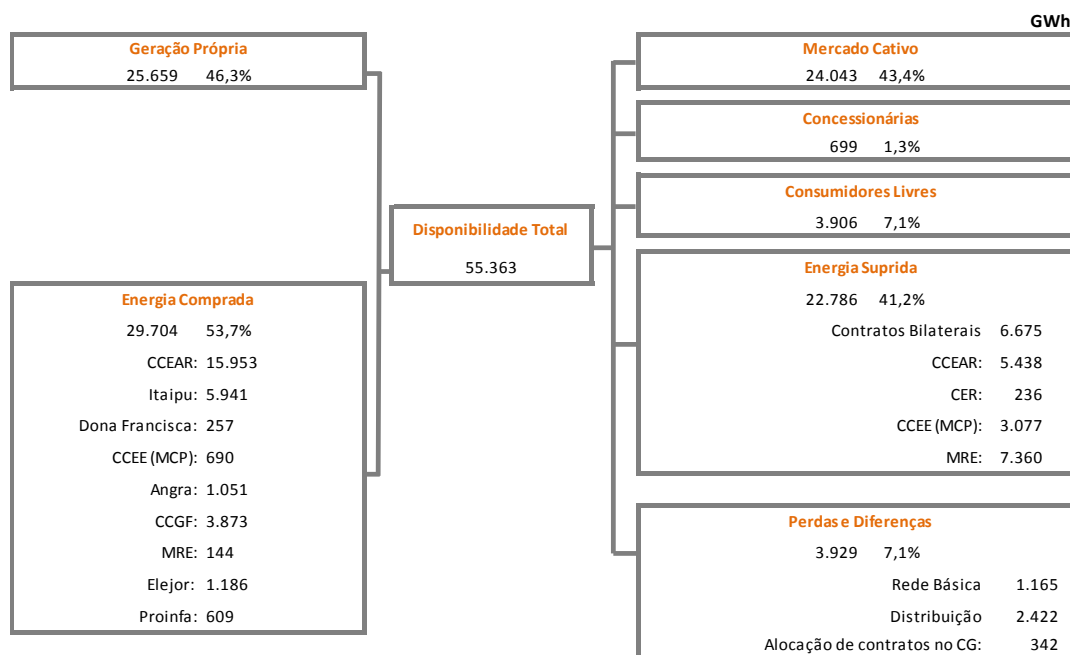
Fluxo de Energia – Copel GeT

	GWh		
Fluxo de Energia - Copel GeT	2015	2014	Var. %
Geração Própria	24.960	24.605	1,4
CCEE (MCP)	-	-	-
MRE	144	-	-
Dona Francisca	257	612	(58,0)
Disponibilidade Total	25.361	25.217	0,6
Contratos Bilaterais	6.675	7.392	(9,7)
CCEAR – COPEL Distribuição	215	411	(47,7)
CCEAR – Outras	4.458	4.695	(5,0)
Consumidores Livres	3.906	4.016	(2,7)
CCEE (MCP)	2.137	1.773	20,5
MRE	7.360	6.197	18,8
Perdas e diferenças	610	733	(16,8)

Fluxo de Energia – Parques Eólicos

GWh	
Fluxo de Energia - São Bento Energia	
2015	
Geração Própria	364
CCEE (MCP)	61
Disponibilidade Total	425
CCEAR – COPEL Distribuição	-
CCEAR – Outras	382
CCEE (MCP)	-
Perdas e diferenças	43
GWh	
Fluxo de Energia - Brisa Potiguar	
2015	
Geração Própria	335
CCEE (MCP)	230
Disponibilidade Total	565
CCEAR – COPEL Distribuição	-
CCEAR – Outras	383
CER	236
CCEE (MCP)	-
Perdas e diferenças	(54)

Fluxo de Energia Consolidado (Jan/ Dez 2015)



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).

6.6 Tarifas

Tarifas médias de Suprimento de Energia – Copel Geração e Transmissão

Tarifas	Quantidade MW médio	dez/15	set/15	dez/14	Var. %	Var. %
		(1)	(2)	(3)	(1/2)	(1/3)
Copel Geração e Transmissão	525	154,59	152,10	151,38	1,6	2,1
Leilão – CCEAR 2007 - 2014	-	-	-	119,91	-	-
Leilão – CCEAR 2008 - 2015	76	137,11	135,33	127,63	1,3	7,4
Leilão – CCEAR 2009 - 2016	227	156,69	154,38	145,73	1,5	7,5
Leilão – CCEAR 2011 - 2040 (UHE Mauá)	98	178,63	176,16	166,30	1,4	7,4
Leilão – CCEAR 2013 - 2042 (Cavernoso II) ¹	-	205,35	195,28	177,91	5,2	15,4
Leilão - CCEAR 2014 (12 meses)	-	-	-	191,80	-	-
Leilão - CCEAR 2015 - 2045 (UHE Colíder)	124	142,47	139,96	-	1,8	-
Copel Distribuição						
Concessionárias no Estado do Paraná	81	280,38	272,32	196,30	3,0	42,8
Total / Tarifa Média Ponderada de Suprimento	606	171,46	168,38	160,38	1,8	6,9

¹ A operação comercial da PCH Cavernoso II está suspensa desde 24.09.2014.

Tarifas Médias de Compra de Energia – Copel Distribuição

Tarifas	Quantidade MW médio	dez/15	set/15	dez/14	Var. %	Var. %
		(1)	(2)	(3)	(1/2)	(1/3)
Itaipu ¹	639	327,65	396,08	143,91	(17,3)	127,7
Leilão 2007 - 2014	-	-	-	157,87	-	-
Leilão 2008 - 2015	51	143,97	143,93	132,79	-	8,4
Leilão 2010 - H30	70	194,04	194,04	178,89	-	8,5
Leilão 2010 - T15 ²	65	205,46	205,46	189,41	-	8,5
Leilão 2011 - H30	58	199,22	199,22	183,66	-	8,5
Leilão 2011 - T15 ²	54	226,55	226,55	208,85	-	8,5
Leilão 2012 - T15 ²	115	203,23	203,23	187,36	-	8,5
Leilão CCEAR 2014 - 2019 ³	109	240,10	331,11	395,11	(27,5)	(39,2)
Leilão CCEAR 2014 - 2019 ⁴	272	292,93	292,93	270,81	-	8,2
Leilão 2014 - 12M	-	-	-	191,41	-	-
Leilão 2014 - 18M	10	-	-	165,20	-	-
Leilão 2014 - 36M	159	159,60	159,60	149,99	-	6,4
Angra	120	164,88	170,38	146,48	(3,2)	12,6
CCGF ⁵	442	28,78	30,31	31,78	(5,1)	(9,5)
Santo Antônio	126	123,48	123,48	113,83	-	8,5
Jirau	203	108,61	108,61	100,12	-	8,5
Outros Leilões ⁶	527	132,07	129,80	314,61	1,7	(58,0)
Bilaterais	135	210,32	210,32	203,12	-	3,5
Total / Tarifa Média de Compra	3.156	187,06	204,25	192,42	(8,4)	(2,8)

¹ Transporte de Furnas não incluído.

² Preço médio do leilão corrigido pelo IPCA. Na prática o preço é formado por 3 componentes: parcela fixa, parcela variável e despesa na CCEE. O custo dos dois últimos itens depende do despacho das usinas conforme programação do Operador Nacional do Sistema (ONS).

³ Disponibilidade.

⁴ Quantidade.

⁵ Contrato de cotas de garantia física das UHEs que tiveram suas concessões prorrogadas nos termos da Lei 12.783/13.

⁶ Preço médio ponderado dos produtos.

Tarifas Médias de Fornecimento de Energia Copel Distribuição – sem ICMS

Tarifas ¹	R\$ / MWh				
	dez/15 (1)	set/15 (2)	dez/14 (3)	Var. % (1/2)	Var. % (1/3)
Industrial ²	418,49	418,28	263,69	0,1	58,7
Residencial	492,25	492,11	326,31	-	50,9
Comercial	463,32	462,49	300,88	0,2	54,0
Rural	315,70	316,44	199,78	(0,2)	58,0
Outros	357,84	357,86	231,68	-	54,5
Tarifa média de fornecimento	433,91	433,92	281,28	-	54,3

¹ Não considera as bandeiras tarifárias.

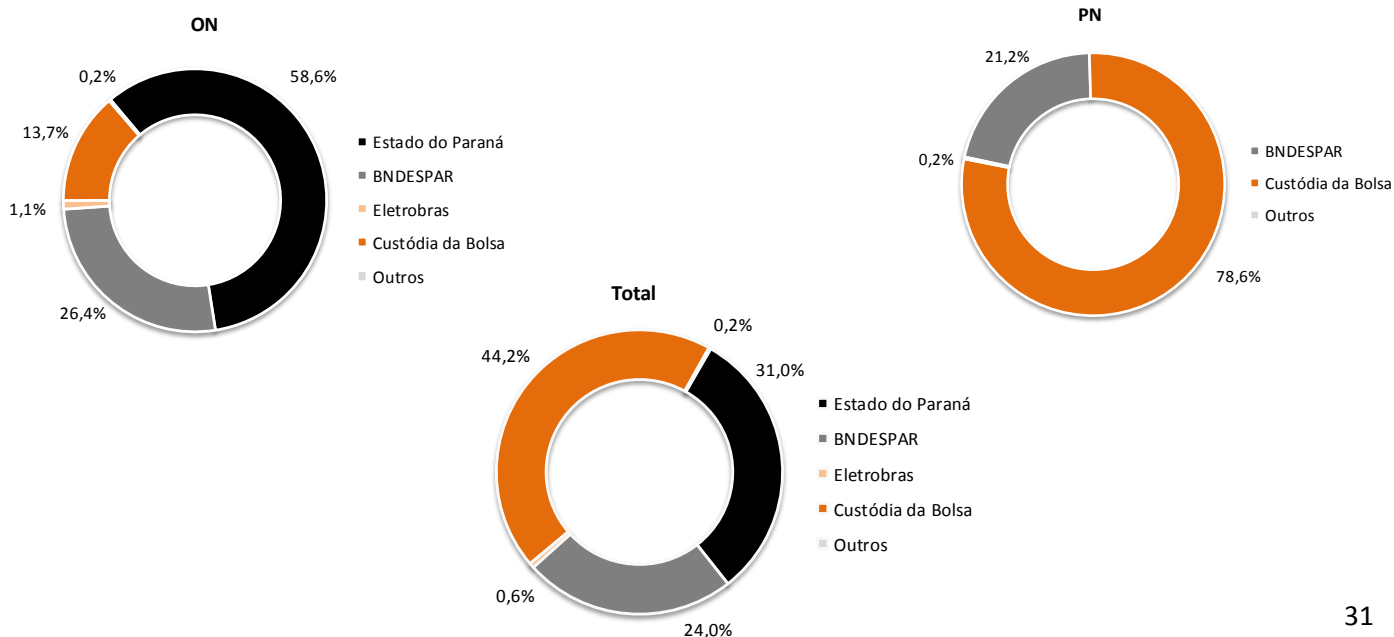
² Não inclui consumidores livres.

7. Mercado de Capitais

7.1 Capital Social

O capital social da Copel é de R\$ 6.910,0 milhões, composto por ações sem valor nominal e o número atual de acionistas é de 24.879. Em dezembro de 2015, o capital da Companhia estava assim representado:

Acionistas	Mil ações							
	ON	%	PNA	%	PNB	%	TOTAL	%
Estado do Paraná	85.029	58,6	-	-	-	-	85.029	31,0
BNDESPAR	38.299	26,4	-	-	27.282	21,3	65.581	24,0
Eletrobras	1.531	1,1	-	-	-	-	1.531	0,6
Custódia da Bolsa	19.876	13,7	128	33,8	100.915	78,7	120.919	44,2
BM&FBovespa	18.721	12,9	128	33,8	64.877	50,6	83.726	30,6
NYSE	1.155	0,8	-	-	35.962	28,0	37.117	13,6
LATIBEX	-	-	-	-	76	0,1	76	0,0
Outros	296	0,2	252	66,2	47	0,0	595	0,2
TOTAL	145.031	100,0	380	100,0	128.244	100,0	273.655	100,0



* Valores sujeitos a arredondamentos.

7.2 Desempenho das Ações

Desempenho das Ações (Jan -Dez/ 15)		ON (CPLE3 / ELPVY)		PNB (CPLE6 / ELP / XCOP)	
		Total	Média diária	Total	Média diária
		BM&FBovespa	Negócios	51.687	210
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 (Euro mil)	-	-	3.388	14
	Presença nos Pregões	-	-	242	95%

Em 2015 as ações em circulação totalizaram 44,2% do capital da Companhia. Ao final de 2015, o valor de mercado da Copel, considerando as cotações de todos os mercados, ficou em R\$ 5.399,5 milhões. Dos 66 papéis que compõem a carteira teórica do Ibovespa, as ações PNB da Copel participam com 0,4% e com índice Beta de 0,9. Na carteira do IEE (Índice Setorial de Energia Elétrica), a Copel participa com 5,6%. No Índice de Sustentabilidade Empresarial da BM&FBovespa (ISE), a Copel PNB tem participação de 0,7% e a Copel ON de 0,1%.

Na BM&FBovespa as ações ON (CPLE3) e as ações PNB (CPLE6) da Copel estiveram presentes em 100% dos pregões. As ações ON fecharam o período cotadas a R\$ 16,00 e as ações PNB a R\$ 24,30, com variações negativa de 35,7% e 32,3% respectivamente. No mesmo período o Ibovespa apresentou variação negativa de 13,3%. Na Bolsa de Valores de Nova Iorque (NYSE), as ações PNB (ELP) são negociadas no “Nível 3” na forma de ADS’s, as quais estiveram presentes em 100% dos pregões, fechando o período cotadas a US\$ 5,87 com variação negativa de 55,4%. Neste mesmo período o índice Dow Jones teve variação negativa de 2,2%.

No Latibex (Mercado de Valores Latino-Americano em Euros), vinculado à Bolsa de Valores de Madri, as ações PNB da Companhia são negociadas sob o código XCOP, as quais estiveram presentes em 95% dos pregões, fechando o período cotadas a € 5,46 com variação negativa de 50,9%. No mesmo período o índice Latibex All Shares teve variação negativa de 39,2%.

A tabela a seguir sintetiza o comportamento das ações da Copel em 2015.

Cotações em 31.12.2015	Código / Índice	Preço / Pontos		Var. (%)
		31.12.2015	31.12.2014	
BM&FBovespa	CPLE3	R\$ 16,00	R\$ 24,90	(35,7)
	CPLE6	R\$ 24,30	R\$ 35,90	(32,3)
	Ibovespa	43.350	50.007	(13,3)
NYSE	ELP	US\$ 5,87	US\$ 13,17	(55,4)
	Dow Jones	17.425	17.823	(2,2)
LATIBEX	XCOP	€ 5,46	€ 11,13	(50,9)
	Latibex	1.059	1.742	(39,2)

7.3 Dividendos e JCP

Na tabela a seguir estão discriminadas as distribuições de Dividendos e/ou JCP a partir de 2010:

Tipo de Provento	Exercício	Aprovado	Pagamento	Valor Bruto R\$ Mil	R\$ por Ação		
					ON	PNA	PNB
Total	2010			281.460	0,98027	2,52507	1,07854
JCP ¹	2010	17/08/10	20/09/10	85.000	0,29662	0,32638	0,32638
Dividendos	2010	28/04/11	23/05/11	81.460	0,28328	1,04782	0,31167
JCP	2010	28/04/11	23/05/11	115.000	0,40037	1,15087	0,44049
Total	2011			421.091	1,46833	2,52507	1,61546
JCP ¹	2011	11/08/11	15/09/11	225.814	0,78803	0,86706	0,86706
JCP	2011	26/04/12	29/05/12	195.277	0,68030	1,65801	0,74840
Total	2012			268.554	0,93527	2,52507	1,02889
JCP ¹	2012	19/12/12	15/01/13	138.072	0,47920	2,52507	0,52720
Dividendos	2012	25/04/13	23/05/13	130.482	0,45607	-	0,50169
Total	2013			560.537	1,95572	2,52507	2,15165
JCP ¹	2013	13/11/13	16/12/13	180.000	0,62819	0,69111	0,69111
Dividendos ¹	2013	13/11/13	16/12/13	145.039	0,50617	0,55688	0,55688
Dividendos	2013	24/04/14	28/05/14	235.498	0,82136	1,27708	0,90366
Total	2014			622.523	2,17236	2,52507	2,39000
JCP ¹	2014	24/10/14	21/11/14	30.000	0,10469	0,11519	0,11519
Dividendos ¹	2014	24/10/14	21/11/14	350.770	1,22416	1,34678	1,34678
Dividendos	2014	23/04/15	22/06/15	241.753	0,84351	1,06310	0,92803

¹ Antecipação

8. Performance Operacional

8.1 Geração

Em Operação

Copel Geração e Transmissão

A seguir são apresentadas as principais informações do parque gerador da Copel GeT e a energia produzida em 2015.

Usinas	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Geração (GWh)	Vencimento da Concessão
Hidrelétricas	4.732,1	2.057,7	24.884,3	
Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia)	1.676,0	576,0	7.231,2	23.05.2023
Gov. Ney Aminthas de B. Braga (Segredo)	1.260,0	603,0	7.263,7	15.11.2029
Gov. José Richa (Salto Caxias)	1.240,0	605,0	7.753,9	04.05.2030
Gov. Pedro V. Parigot de Souza (Capivari-Cachoeira) ⁽¹⁾⁽²⁾	260,0	109,0	710,2	07.07.2015
Mauá ⁽³⁾	185,2	100,8	1.439,1	03.07.2042
Guaricana	36,0	16,1	176,1	16.08.2026
Cavernoso II ⁽⁴⁾	19,0	10,6	-	27.02.2046
Chaminé	18,0	11,6	104,6	16.06.2026
Apucarantina	10,0	6,7	65,4	12.10.2025
Mourão ⁽¹⁾⁽²⁾	8,2	5,3	23,1	07.07.2015
Derivação do Rio Jordão	6,5	5,9	51,6	15.11.2029
Marumbi	4,8	2,4	22,9	⁽⁵⁾
São Jorge	2,3	1,5	16,6	03.12.2024
Chopim I ⁽⁶⁾	2,0	1,5	8,2	07.07.2015
Cavernoso	1,3	1,0	6,1	07.01.2031
Melissa	1,0	0,6	6,7	⁽⁷⁾
Salto do Vau	0,9	0,6	3,0	⁽⁷⁾
Pitangui	0,9	0,1	1,9	⁽⁷⁾
Termelétrica	20,0	10,3	71,9	
Figueira	20,0	10,3	71,9	26.03.2019
Eólica	2,5	0,5	3,6	
Eólica de Palmas ⁽⁸⁾	2,5	0,5	3,6	28.09.2029
TOTAL	4.754,6	2.068,5	24.959,8	

(1) Usina Hidráulica Cotista conforme portaria ANEEL nº 189/2015. Geração considerada até a data de 07.07.2015.

(2) Garantia Física da usina considerada até a data de vencimento da Concessão em 07.07.2015.

(3) Corresponde a parcela da Copel (51% do empreendimento de 363 MW).

(4) Usina em manutenção desde junho/2014, devido inundação.

(5) Em homologação na ANEEL.

(6) Extinção da Concessão a partir de 07.07.2015, para registro conforme REA ANEEL nº 5.373/2015.

(7) Usinas dispensadas de concessão, apenas com registro na ANEEL.

(8) Garantia Física considerada a geração média da eólica.

No dia 07 de julho de 2015 ocorreu o vencimento dos contratos de concessão da UHE Governador Parigot de Souza (260 MW) e da PCH Mourão I (8,2 MW), que estavam sob a titularidade da Copel Geração e Transmissão.

Essas usinas permaneceram sob a responsabilidade da Copel GeT para a prestação do serviço de geração de energia elétrica e, a partir de então, a Copel GeT passou a receber uma Receita Anual de Geração (RAG) total de R\$ 34,2 milhões, dos quais (i) R\$ 31,5 milhões correspondem à UHE Governador Parigot de Souza, (ii) R\$ 2,1 milhões à PCH Mourão I, e (iii) R\$ 631,9 mil à PCH Rio dos Patos (cujo contrato de concessão expirou em 14 de fevereiro de 2014). As respectivas RAGs são válidas para o período de 08 de julho de 2015 a 30 de junho de 2016, ou até que essas usinas sejam transferidas aos vencedores do leilão em que essas concessões foram licitadas, o que ocorrer primeiro. A Energia gerada pelo empreendimento é cotizada e, por essa razão não integra a garantia física da Copel GeT.

Em novembro de 2015 a Copel GeT conquistou o direito de operar e manter a UHE Governador Parigot de Souza, mediante pagamento do bônus de outorga no valor de R\$ 574,8 milhões. O contrato de concessão foi assinado no dia 05 de janeiro de 2016, tem prazo de 30 anos e proporcionará uma receita anual de prestação de serviço de R\$ 130,9 milhões.

A Lei 13.097/15, publicada em janeiro de 2015, alterou o limite de potência para as Centrais Geradoras de Hidroeletricidade – CGHs e para as Pequenas Centrais Hidroelétricas – PCHs. Com a alteração, o limite para as CGHs passou de 1 MW para 3 MW. Dessa forma, a usina Chopim I, anteriormente classificada como PCH passou a ser considerada CGH, sendo dispensada de concessão, necessitando apenas de registro na Aneel.

Copel Renováveis

A Copel possui 11 parques eólicos em operação comercial, que geraram 662 GWh em 2015, conforme apresentado na tabela a seguir:

Complexo Eólico	Leilão ¹	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MWméd)	Geração (GWh)	Preço ²	Vencimento da Autorização
São Bento		94,0	46,3	360,8	194,20	
Boa Vista		14,0	6,3	46,5	199,21	abr.46
Olho d'Água	2º LFA	30,0	15,3	108,3	193,41	mai.46
São Bento do Norte	(26/08/2010)	30,0	14,6	116,6	193,41	mai.46
Farol		20,0	10,1	89,4	193,41	abr.46
Copel Brisa Potiguar		183,6	92,6	301,2	170,00	
Asa Branca I		27,0	13,2	66,9	195,48	abr/46
Asa Branca II	2º LFA	27,0	12,8	66,9	195,48	mai.46
Asa Branca III	(26/08/2010)	27,0	12,5	38,0	195,48	mai.46
Eurus IV		27,0	13,7	39,6	195,48	abr.46
Santa Maria		29,7	15,7	21,4	137,31	mai.47
Santa Helena	4º LER	29,7	15,7	36,0	137,31	abr.47
Ventos de Santo Uriel	(18/08/2011)	16,2	9,0	32,4	136,24	abr.47
Total		277,6	138,9	662,0	178,06	

¹LFA - Leilão de Fontes Alternativas/ LER - Leilão de Energia de Reserva.

² Preço atualizado até dezembro/2015.

Participação em Empreendimentos de Geração

A Copel tem participação em seis empreendimentos de geração de energia elétrica em fase operacional com capacidade instalada total de 1.786,6 MW, sendo 606 MW ajustados à participação da Copel, conforme demonstrado a seguir:

Empreendimento	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Sócios	PPA assinado com	Vencimento da Concessão
UTE Araucária (UEG Araucária)	484,1	365,2	COPEL - 20% COPEL GeT - 60% Petrobras - 20%	1	dez/29
UHE Santa Clara (Elejor)	123,4	72,4	COPEL - 70% Paineira Participações - 30%	COPEL Dis Consumidores Livres	out/36
UHE Fundão (Elejor)	122,5	67,9	COPEL - 70% Paineira Participações - 30%	COPEL Dis Consumidores Livres	out/36
UHE Dona Francisca (DFESA)	125,0	78,0	COPEL - 23,03% Gerdau - 51,82% Celesc - 23,03% Desenvix - 2,12%	COPEL Gerdau Celesc Desenvix	ago/33
PCH Júlio de Mesquita Filho (Foz do Chopim)	29,1	20,4	COPEL - 35,77% Silea Participações - 64,23%	Consumidores livres	abr/30
UHE Lajeado (Investco S.A.)	902,5	526,6	COPEL - 0,82% CEB Lajeado - 16,98% Paulista Lajeado Energia S.A. - 5,94% EDP Energias do Brasil S.A. - 4,57% Lajeado Energia S.A. - 62,39% Furnas Centrais Elétricas S.A. - 0,21% Outros - 9,09%	2	dez/32

¹ A partir de 1º de fevereiro de 2014 a operação da Usina voltou a estar sob responsabilidade da UEGA. A UTE Araucária não possui contrato de disponibilidade e opera sob a modalidade "merchant".

² Os ativos da UHE Lajeado estão arrendados às demais concessionárias da mesma em frações ideais dos ativos existentes.

Participação em Parques Eólicos

A Copel possui 49% de participação no Complexo Eólico Voltalia São Miguel do Gostoso I, localizado no Estado do Rio Grande do Norte. O Complexo é composto por 4 parques eólicos com 108 MW de capacidade instalada. A energia foi comercializada no 4º Leilão de Energia de Reserva ao preço médio de R\$ 98,92 /MWh em contratos de 20 anos com início de suprimento em julho de 2015, conforme tabela a seguir.

Empreendimento	Capacidade Instalada ¹ (MW)	Garantia Física (MW méd)	Preço ²	Início de Suprimento	CAPEX ³ (R\$ milhões)	Participação (%)	Localização do Parque	Vencimento da Autorização
Voltalia - São Miguel do Gostoso I Participações S.A. ⁴								
Carnaúbas	27,0	13,1	133,19	jun/15	127,1	49% COPEL 51% Voltalia	São Miguel do Gostoso (RN)	abr/47
Reduto	27,0	14,4			128,9			abr/47
Santo Cristo	27,0	15,3			128,9			abr/47
São João	27,0	14,3			128,9			mar/47
Total	108,0	57,1	133,19		513,9			

¹ A capacidade instalada prevista no Leilão foi alterada de acordo com as características dos equipamentos da Acciona Windpower, respeitando o volume de energia vendido

² Preço atualizado até Dezembro/2015.

³ CAPEX estimado pela Aneel na data do leilão

⁴ Empreendimentos aptos à operação comercial, aguardando conclusão de obras de transmissão.

Em abril de 2015 foram concluídas as obras desses parques eólicos. Através dos Despachos nº 2.233, de 09 de julho de 2015, e nº 2.538, de 05 de agosto de 2015, a Aneel considerou aptas à operação comercial as unidades geradoras dos Parques Eólicos Reduto, Carnaúbas, Santo Cristo e São João. No entanto, a operação comercial só terá início após a conclusão das obras das instalações de transmissão (ICG Touros) de responsabilidade do agente de transmissão, prevista para o primeiro semestre de 2016.

Em Construção

Copel Geração e Transmissão

A Copel GeT está construindo duas usinas hidrelétricas que irão adicionar um total de 405 MW em capacidade instalada ao seu parque gerador.

Usinas	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Participação
UHE Colíder	300	179,6	100% Copel GeT
UHE Baixo Iguaçu	350	172,8	30% Copel GeT 70% Geração Céu Azul S.A
Total¹	405	231,4	

¹ Ajustado à Participação da Copel no empreendimento.

Usina Hidrelétrica Colíder

No Leilão de Energia Nova nº 03/2010, realizado no dia 30 de julho de 2010, a Copel GeT conquistou a concessão para implantação e exploração da UHE Colíder por 35 anos. O Contrato de Concessão nº 01/2011-MME-UHE Colíder, de uso de bem público para geração de energia elétrica, foi celebrado entre a União e a Copel GeT em 17 de janeiro de 2011.

A usina terá potência instalada de 300,0 MW e garantia física de 179,6 MW médios e está em implantação no rio Teles Pires, no Estado do Mato Grosso. O investimento é de R\$ 2,0 bilhões. Foram negociados 125 MW médios à tarifa de R\$ 103,40/MWh na data base de 1º de agosto de 2010, com atualização pela variação do IPCA. A energia vendida será fornecida por 30 anos a partir de janeiro de 2015, e a energia restante está disponível para comercialização.

Cerca de 90% das obras foram concluídas, o lançamento do revestimento do poço da unidade geradora três, dentro da casa de força, e os trabalhos de supressão vegetal da área do reservatório, de acordo com o Projeto Básico Ambiental, foram finalizados. No canteiro de obras continuam os trabalhos de montagem dos equipamentos eletromecânicos com os testes nas comportas da tomada d'água e montagem do rotor do gerador da Unidade 1. Em fevereiro de 2016, foi dado início às obras da linha de transmissão, com 63 km de extensão, que vai ligar a usina à subestação Cláudia.



Em decorrência de atos do poder público e de casos fortuitos e de força maior ocorridos ao longo da implantação da Usina Hidrelétrica Colíder, a Copel Geração e Transmissão está pleiteando junto à Aneel o reconhecimento de excludente de responsabilidade, no total de 644 dias, referente ao atraso da entrada em operação da usina, previsto inicialmente para 30 de dezembro de 2014.

A Copel GeT honrou com os CCEARs da UHE Colíder em 2015, que totalizam 125 MW médios, utilizando a energia disponível de outras usinas de seu portfólio. Para tanto, a Companhia deixou de vender energia no Mercado de Curto Prazo, ao PLD, para vender ao preço dos CCEARs.

Em outubro de 2015 a 5ª Turma do Tribunal Regional Federal da 1ª Região deferiu o pedido de antecipação da tutela recursal da Copel GeT, determinando que a Aneel se abstenha de impor à Companhia, até a apreciação do Processo Administrativo nº 48500.000623/2015, qualquer contabilização, depósito, oneração, pagamento, liquidação ou garantia, imputação de multa, débito ou inadimplência, redução de contratos, desconstituição de registro de contratos, desligamentos, gravames, penalidades e/ou restrição de direitos em decorrência da ultrapassagem dos marcos temporais do cronograma original do Contrato de Concessão de Uso de Bem Público para Geração de Energia nº 01/2011-MME-UHE Colíder, suspendendo-se, ainda, todos e quaisquer ônus a ele relativos.

Em novembro de 2015, a 2ª Vara Cível da Comarca de Colíder acolheu o pedido de antecipação de tutela do Ministério Público do Estado de Mato Grosso e determinou à Secretaria de Estado de Meio Ambiente que se abstenha de renovar ou conceder licença de operação em favor do empreendimento da UHE Colíder, em decorrência de questões ambientais. A Companhia recorreu da decisão e aguarda julgamento do recurso. Com isso, a entrada em operação comercial da unidade 1, prevista para o segundo semestre de 2016, passou para início de 2017.

Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu

A Copel GeT tem participação de 30% no Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu, responsável pela construção e operação da UHE Baixo Iguaçu. A Usina terá potência instalada de 350 MW, garantia física de 172,8 MW médios e está em construção no rio Iguaçu, entre os municípios de Capanema e Capitão Leônidas Marques, no sudoeste do Paraná. Parte da energia a ser produzida (121 MW médios) foi comercializada no 7º Leilão de Energia Nova, realizado em 30 de setembro de 2008, por R\$ 98,98/MWh.

O início da geração comercial da unidade 1 está previsto para 2018, devido ao reconhecimento, por parte da Aneel, do excludente de responsabilidade de 626 dias, a partir de 1º de setembro de 2016.

Copel Renováveis

Complexos Eólicos

A Copel Renováveis está ampliando sua matriz de geração de energia com fontes renováveis através da construção de Complexos Eólicos no Rio Grande do Norte, formado por 13 empreendimentos, que totalizam 332,0 MW de capacidade instalada estimada, conforme tabela a seguir:

Complexo Eólico Cutia	Leilão ¹	Capacidade Instalada (MW) ²	Garantia Física (MWméd)	Preço ³	Início de Suprimento	CAPEX (R\$ milhões) ⁴	Valor do Prêmio (R\$ milhões)	Localização do Parque	Vencimento da Autorização
Dreen Cutia		25,2	9,6	161,43		97,6		Pedra Grande	jan/42
Dreen Guajiru		21,6	8,3	161,43		83,8		Pedra Grande	jan/42
Esperança do Nordeste		30,0	9,1	161,43		116,1		São Bento do Norte	mai/50
GE Jangada	6º LER (31/10/2014)	30,0	10,3	161,43	out/17	114,9	9,4	São Bento do Norte	jan/42
GE Maria Helena		30,0	12,0	161,43		114,9		São Bento do Norte	jan/42
Paraíso dos Ventos do Nordeste		30,0	10,6	161,43		115,7		São Bento do Norte	mai/50
Potiguar		28,8	11,5	161,43		112,1		São Bento do Norte	mai/50
São Bento do Norte I		24,2	9,7	152,77				São Bento do Norte	ago/50
São Bento do Norte II		24,2	10,0	152,77				São Bento do Norte	ago/50
São Bento do Norte III	20º LEN (28/11/2014)	22,0	9,6	152,77	jan/19	532,2	14,2	São Bento do Norte	ago/50
São Miguel I		22,0	8,7	152,77				São Bento do Norte	ago/50
São Miguel II		22,0	8,4	152,77				São Bento do Norte	ago/50
São Miguel III		22,0	8,4	152,77				São Bento do Norte	ago/50
Total		332,0	126,2	157,67		1.287,2	23,6		

¹ Tipos de Leilões: LER - Leilão de Energia de Reserva / LEN - Leilão de Energia Nova.

² A capacidade instalada dos novos projetos poderá ser otimizada em relação à cadastrada nos leilões.

³ Preço atualizado até dezembro/2015.

⁴ O valor do CAPEX corresponde ao registrado na EPE.

8.2 Transmissão

Em operação

Em janeiro de 2016 entrou em operação comercial a nova subestação de energia e 41,5 km de linhas de transmissão da Copel GeT em Paraguaçu Paulista, na região sudoeste de São Paulo. Com investimento de R\$ 57,8 milhões, o empreendimento adiciona R\$ 7,0 milhões à RAP da Copel GeT. A tabela a seguir apresenta os contratos de concessão de transmissão e o dimensionamento do parque de subestações e linhas de transmissão em operação:

Subsidiária / SPE	Contrato de Concessão	Empreendimento	LT	SE	RAP ¹ (R\$ milhões)	Vencimento da Concessão	
			Extensão (km)	Quantidade			MVA
Copel GeT	060/2001 ²	Diversos	1.919	32	12.202	174,9	dez/42
Copel GeT	075/2001	LT Bateias - Jaguariaiva	137	-	-	17,2	jul/31
Copel GeT	006/2008	LT Bateias - Pilarzinho	32	-	-	0,9	mar/38
Copel GeT	027/2009 ³	LT Foz - Cascavel Oeste	116	-	-	10,2	nov/39
Copel GeT	015/2010	SE Cerquilha III	-	1	300	4,6	out/40
Copel GeT	022/2012	LT Foz do Chopim - Salto Osório LT Londrina - Figueira	98	-	-	5,1	ago/42
Copel GeT	002/2013	LT Assis — Paraguaçu Paulista II	42	-	-	7,0	fev/43
		SE Paraguaçu Paulista II	-	1	150		
Subtotal Copel GeT⁴			2.344	34	12.652	220,0	
Costa Oeste Copel GeT - 51% Eletrosul - 49%	001/2012	LT Cascavel Oeste - Umuarama Sul SE Umuarama Sul	143	1	300	5,8	jan/42
Transm. Sul Brasileira Copel GeT - 20% Eletrosul - 80%	004/2012	Nova Sta Rita - Camaquã	798	1	166	12,4	mai/42
Caiuá Transmissora Copel GeT - 49% Elecnor - 51%	007/2012	LT Guaira - Umuarama Sul LT Cascavel Norte - Cascavel Oeste SE Santa Quitéria / SE Cascavel Norte	136	2	700	10,8	mai/42
Integração Maranhense Copel GeT - 49% Elecnor - 51%	011/2012	LT Açailândia - Miranda II	365	-	-	16,5	mai/42
Marumbi Copel GeT - 80% Eletrosul - 20%	008/2012	LT Curitiba - Curitiba Leste	28	1	672	14,7	mai/42
Subtotal SPEs⁵			1.470	5	1.838	60,2	
Total			3.814	39	14.490	280,2	

¹ Proporcional à participação da Copel no empreendimento

² Contrato renovado conforme Lei 12.783/13

³ Valor da RAP atualizada conforme processo de revisão tarifária - Resolução Aneel 1.901/15

Em construção

A Copel GeT está ampliando significativamente a sua participação no segmento de transmissão por meio de investimentos próprios e parcerias em SPEs. Em conjunto, os empreendimentos equivalem a um total de 4.539 km de linhas de transmissão e 12 subestações que irão proporcionar uma RAP atualizada de R\$ 827,8 milhões, sendo R\$ 458,5 milhões referentes à participação da Copel GeT nos empreendimentos. A seguir estão descritas as principais obras de transmissão em andamento.

Subsidiária / SPE	Leilão	Assinatura do Contrato	Empreendimento	Local	km	SE	RAP ¹ (R\$ mi)	CAPEX ² (R\$ mi)	Entrada em operação estimada	Vencimento da Concessão	
Copel GeT	001/10	out/10	LT Araraquara II – Taubaté	SP	356	-	28,4	250,0	mar/17	out/40	
Copel GeT	007/13	jan/14	LT Bateias - Curitiba Norte	PR	33	1	7,7	69,0	abr/16	jan/44	
Copel GeT	001/14	set/14	LT Foz do Chopim - Realeza	PR	53	1	6,4	49,0	mar/17	set/44	
Copel GeT	001/14	set/14	LT Assis – Londrina	SP / PR	120	-	16,7	135,0	set/17	set/44	
Copel GeT	005/15	mar/16	LT Curitiba Leste - Blumenau LT Baixo Iguacu - Realeza	PR / SC	230	3	97,9	580,6	mar/21 set/19	mar/46	
Subtotal Copel GeT						792	5	157,1	1.083,6		
Matrinchã Copel GeT - 49% State Grid - 51%	002/12	mai/12	LT Paranaíta - Ribeirãozinho	MT	1.005	3	84,9	882,0	abr/16	mai/42	
Guaraciaba Copel GeT - 49% State Grid - 51%	002/12	mai/12	LT Ribeirãozinho - Marimondo	MT / GO / MG	600	1	44,5	441,0	mai/16	mai/42	
Paranaíba Copel GeT - 24,5% Furnas - 24,5% State Grid - 51%	007/12	mai/13	LT Barreiras II - Pirapora II	BA / MG / GO	967	-	29,4	235,2	mai/16	mai/43	
Mata de Santa Genebra Copel GeT - 50,1% Furnas - 49,9%	007/13	mai/14	LT Araraquara II - Bateias	SP / PR	847	3	100,6	784,6	nov/17	mai/44	
Cantareira Copel GeT - 49% Elecnor - 51%	001/14	set/14	LT Estreito - Fernão Dias	SP / MG	328	-	42,0	305,8	mar/18	set/44	
Subtotal SPEs						3.747	7	301,4	2.648,5		
Total						4.539	12	458,5	3.732,1		

¹ Atualizado de acordo com a Resolução Homologatória Aneel 1.918/2015 de 23.06.2015 (R\$ milhões) / Valor referente à participação da Copel no empreendimento.

² Valor de referência da ANEEL (R\$ milhões) / Valor referente à participação da Copel no empreendimento.

8.3 Distribuição

Contrato de concessão

Em dezembro de 2015, a Companhia assinou o quinto termo aditivo ao Contrato de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 46/1999 da Copel Distribuição S.A., o qual prorroga a concessão até 07 de julho de 2045.

O contrato de concessão impõem 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 cinco 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 5 anos da renovação:

Ano	Gestão Econômico-Financeira	Qualidade (Limite estabelecido) ¹	
		DEC _i ²	FEC _i ²
2016		13,61	9,24
2017	LAJIDA ≥ 0	12,54	8,74
2018	LAJIDA (-) QRR ³ ≥ 0	11,23	8,24
2019	{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR ³]} ≤ 1 / (0,8 * SELIC ⁴)	10,12	7,74
2020	{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR ³]} ≤ 1 / (1,11 * SELIC ⁴)	9,83	7,24

¹ Conforme NT 0335/2015 ANEEL

² DEC_i - Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora; e FEC_i - Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora.

³ 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.

⁴ Selic: limitada a 12,87% a.a.

Dados Operacionais

No negócio distribuição, a Copel atende mais de 4,4 milhões de consumidores de energia em 1.113 localidades, pertencentes a 394 municípios do Paraná e 1 em Santa Catarina. A Copel Distribuição opera e mantém as instalações nos níveis de tensão 13,8 kV, 34,5 kV, 69 kV, 138 kV e algumas de 230kV.

Tensão	Km de linhas	Quantidade de Subestações	MVA
13,8 kV	103.488	-	-
34,5 kV	83.347	224	1.517
69 kV	695	37	2.441
88 kV ¹	-	-	5
138 kV	5.867	102	6.779
230 kV	130	-	-
Total	193.527	363	10.742

¹ Não automatizada.

Redes Compactas

A Copel Distribuição vem implantando redes compactas em áreas urbanas com elevado grau de arborização nas proximidades das redes de distribuição. Essa tecnologia evita cortes e podas de árvores e melhora a qualidade do fornecimento, pois reduz o número de desligamentos. Ao final de 2015, a extensão das redes compactas de distribuição instaladas era de 7.929 km.

Redes Secundárias Isoladas

A Copel Distribuição também está investindo em redes secundárias isoladas em baixa tensão (127/220V), as quais apresentam vantagens significativas em relação à rede aérea convencional, tais como: melhorar os indicadores DEC e FEC, dificultar o roubo de energia, melhorar as condições do meio ambiente, reduzir a

área de podas, aumentar a segurança, reduzir a queda de tensão ao longo da rede e aumentar a vida útil dos transformadores pela redução do número de curtos-circuitos na rede, entre outras.

Ao final de 2015, a extensão das redes de distribuição secundárias isoladas instaladas totalizavam 14.817 km.

Qualidade de Fornecimento

Os dois principais indicadores da qualidade do fornecimento de energia elétrica são o DEC e o FEC. A maior severidade dos eventos climáticos em relação aos anos anteriores contribuíram para a elevação dos valores de DEC e FEC verificados em 2014 e 2015. O desempenho desses indicadores e o tempo total de atendimento é mostrado na tabela a seguir:

Jan-Dez	DEC ¹ (horas)	FEC ² (interrupções)	Tempo Total de Atendimento (horas)
2011	10,64	8,26	01:40
2012	10,25	7,84	01:51
2013	11,62	8,06	02:08
2014	14,01	9,08	01:49
2015	13,67	8,33	02:03

¹ DEC medido em horas e centesimal de horas

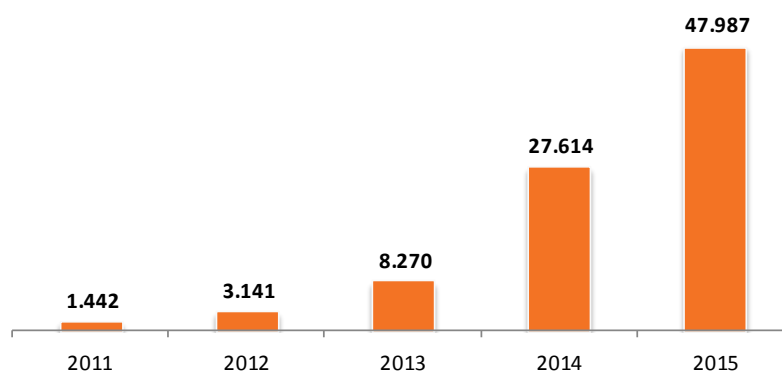
² FEC expresso em número de interrupções e centésimos do número de interrupções no acumulado do ano

8.4 Telecomunicações

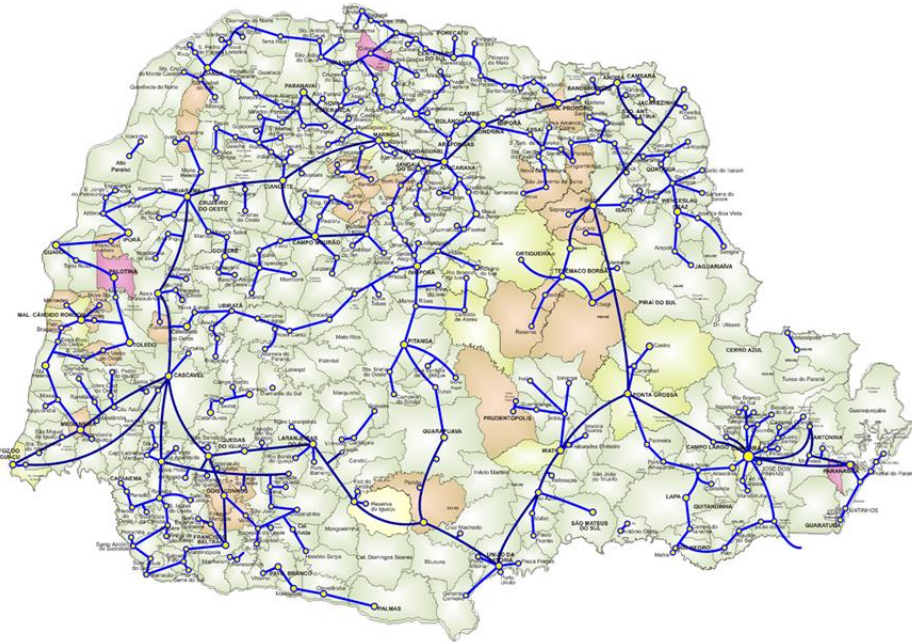
A Copel Telecomunicações possui um *backbone* óptico composto por uma rede de transmissão de altíssima capacidade e uma rede de acesso óptico de atendimento aos clientes. A rede de acesso pode ser multiponto (GPON) ou ponto a ponto, conectando assim os clientes à rede de transmissão da Copel Telecom e provendo os serviços contratados.

Em dezembro de 2015, a rede de cabos de *backbone* era de 9.868 km e de cabos de acesso 18.242 km. Atualmente são atendidos os 399 municípios do estado do Paraná e mais 2 em Santa Catarina. A Copel Telecom tem apresentado expansão significativa em sua base de clientes nos últimos anos, conforme gráfico a seguir.

Número de Clientes - Copel Telecomunicações



Rede de Fibra Óptica - Copel Telecomunicações Mapa do Estado do Paraná



8.5 Participações

Outros Setores

A Copel tem participação em empresas de gás, telecomunicações, saneamento e serviços, conforme apresentado na tabela a seguir:

Empreendimento	Setor	Sócios
Dominó Holdings S.A.	Saneamento	COPEL - 49,0% Andrade Gutierrez - 51,0%
Sanepar	Saneamento	COPEL - 7,6% Governo do Estado do Paraná - 58,7% Dominó Holdings S.A. - 12,2% Daleth Participações - 8,3% Andrade Gutierrez - 2,1% Outros - 11,1%
Compagas	Gás	COPEL - 51,0% Mitsui Gás - 24,5% Gaspetro - 24,5%
Paraná Gás Exploração e Produção S.A	Petróleo e gás natural	COPEL - 30,0% Petra Energia ¹ - 30,0% Bayar Participações - 30,0% Tucumann Engenharia - 10,0%
Sercomtel S.A. Telecom	Telecomunicação	COPEL - 45,0% Município de Londrina - 55,0%
Carbocampel S.A.	Exploração de Carvão	COPEL - 49,0% Carbonífera Cambuí - 51,0%
Escoelectric Ltda	Serviços	COPEL - 40,0% Lactec - 60,0%
Copel-Amec Ltda ²	Serviços	COPEL - 48,0% Amec - 47,5% Lactec - 4,5%

¹ Empresa Operadora

² Em liquidação

8.6 Novos Projetos

Projetos em Carteira

A Copel possui participação em diversos projetos de geração de energia. Esses empreendimentos, quando em operação comercial, acrescentarão 340,6 MW de capacidade instalada ao portfólio da Companhia.

Projeto	Capacidade Instalada Estimada (MW) ¹	Energia Assegurada Estimada (MW médio)	Participação da COPEL (%)
PCH	206,2	114,6	
PCH Bela Vista	29,0	18,0	36,0
PCH Dois Saltos	25,0	13,6	30,0
PCH Foz do Curucaca	29,5	16,2	15,0
PCH Salto Alemã	29,0	15,9	15,0
PCH São Luiz	26,0	14,3	15,0
PCH Pinhalzinho	10,9	5,9	30,0
PCH Alto Chopim	20,3	11,2	15,0
PCH Burro Branco	10,0	5,1	30,0
PCH Rancho Grande	17,7	9,7	15,0
PCH Foz do Turvo	8,8	4,7	30,0
UHE	331,0	165,5	
UHE São Jerônimo	331,0	165,5	41,2
EOL	159,0	70,2	
EOL Complexo Alto Oriente	60,0	27,4	100,0
EOL Complexo Jandaia	99,0	42,8	100,0
Total	696,2	350,3	

¹ A capacidade instalada dos novos projetos poderá ser otimizada em relação à cadastrada nos leilões.

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 no 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.

Geração Térmica

A Copel está desenvolvendo os estudos de viabilidade de quatro plantas termelétricas a serem construídas no Estado do Paraná que podem acrescentar até 1.800 MW de capacidade instalada ao portfólio da Companhia, conforme tabela a seguir.

Projeto	Capacidade Instalada Estimada (MW)	Combustível	Localização
UTE Araucária II ¹	400,0	Gás Natural	Araucária - PR
UTE Litoral	400,0	Gás Natural	Paranaguá - PR
UTE Litoral II	800,0	Gás Natural	Paranaguá - PR
UTE Norte Pioneiro	200,0	Carvão Mineral	Sapopema - PR
Total	1.800,0		

¹ Já possui Licença Ambiental Prévia e Licença de Instalação junto ao Instituto Ambiental do Paraná.

A viabilidade dos empreendimentos termelétricos a gás natural Litoral I e II está condicionada a construção de um terminal de regaseificação no litoral do Estado do Paraná, que, caso viabilizado, poderá também ser responsável pelo suprimento de gás natural para a UEGA e para o projeto da UTE Araucária II, e eventualmente até para a Compagas.

Participação em Estudo de Viabilidade

Aproveitamentos Hidrelétricos Inventariados no Rio Piquiri

As quatro usinas hidrelétricas que compõem o aproveitamento hidrelétrico do rio Piquiri, no Estado do Paraná, tiveram seus estudos de viabilidade apresentados pela Copel GeT e aceitos pela Aneel em 2012. A tabela a seguir lista essas usinas, que totalizam 459,3 MW de capacidade instalada:

Projeto	Capacidade Instalada Estimada (MW)
UHE Apertados	139,0
UHE Comissário	140,0
UHE Foz do Piquiri	93,2
UHE Ercilândia	87,1
Total	459,3

Em novembro de 2014 foram realizadas as audiências públicas dos aproveitamentos hidrelétricos Apertados e Ercilândia, cumprindo-se uma das condições legais para a emissão das licenças ambientais dos empreendimentos. Atualmente, os processos de licenciamento ambiental encontram-se em análise pelo Instituto Ambiental do Paraná. A licença ambiental prévia é condição para a habilitação técnica dos empreendimentos nos leilões de energia nova promovidos pela Aneel.

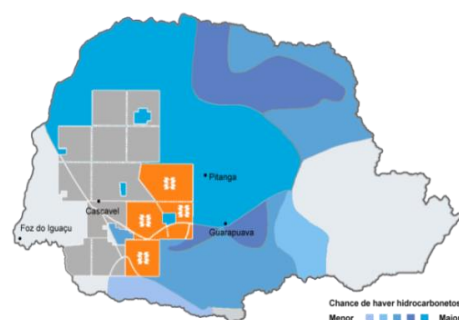
Complexo Hidrelétrico do Tapajós

A Copel assinou Acordo de Cooperação Técnica com outras oito empresas para desenvolver estudos nos rios Tapajós e Jamanxim, na região Norte do Brasil, compreendendo a avaliação ambiental da Bacia do rio Tapajós e estudos de viabilidade do Complexo do rio Tapajós, composto por cinco usinas, totalizando mais de 12 mil MW de capacidade instalada. As usinas que atualmente estão em estudo são: Jatobá, com 2.338 MW, e São Luiz do Tapajós, a maior delas, com 8.040 MW, ambas no rio Tapajós. Já no rio Jamanxim, serão estudadas futuramente

as Usinas de Cachoeira do Caí, Cachoeira dos Patos e Jamanxim. O Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica da Usina de São Luiz do Tapajós (EVTE) foi entregue à Aneel em abril de 2014, para análise. O documento apresenta o estudo das condições econômicas e técnicas que compõem um dos aspectos da viabilidade do empreendimento, e fará parte da documentação que subsidiará o edital de licitação da concessão da usina. Os Estudos de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA) foram concluídos e entregues ao IBAMA em maio de 2014, sendo aguardado o agendamento das audiências públicas. No momento a componente indígena está sob a análise de técnicos da FUNAI que estudam os eventuais impactos às comunidades indígenas.

Exploração e Produção de Petróleo e Gás

Na 12ª Rodada de Licitações da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), realizado no final de 2013, o consórcio formado pela Copel (30%), Bayar Participações (30%), Tucumann Engenharia (10%) e Petra Energia (30%), essa última na condição de empresa operadora, conquistou o direito de explorar (pesquisar), desenvolver e produzir petróleo e gás natural em 4 blocos localizados na região centro-sul do Estado do Paraná, numa área correspondente a 11.327 km². O investimento mínimo na primeira fase da pesquisa (exploração) é de cerca de R\$ 78,1 milhões para o prazo de 4 anos concedido pela ANP. A Copel e suas parceiras Bayar, Tucumann e Petra assinaram os contratos de concessão de 2 blocos em maio de 2014. No entanto, estes 2 blocos estão com suas atividades da primeira fase de exploração do consórcio paralisadas devido a uma Ação Civil Pública e mantém pendentes as assinaturas dos contratos de concessão.



Bônus de Assinatura: R\$ 12,5 milhões
Programa Exploratório: R\$ 78,1 milhões

9. Outras Informações

9.1 Recursos Humanos

O quadro de pessoal da Copel encerrou 2015 com 8.628 empregados. A tabela a seguir demonstra a evolução do quadro de pessoal da Companhia e suas subsidiárias nos últimos 4 anos:

Quadro de Pessoal	2012	2013	2014	2015
Geração e Transmissão	1.841	1.702	1.554	1.568
Distribuição	7.169	6.375	6.071	6.032
Telecomunicações	458	434	601	621
Holdings	-	136	329	347
Participações	-	-	11	10
Renováveis	-	-	26	50
TOTAL	9.468	8.647	8.592	8.628

Ao final de 2015, a Copel Distribuição contava com 4.418.062 consumidores cativos, cuja relação com o seu quadro de empregados é de 732 consumidores por empregado.

A Compagas, a Elejor e a UEG Araucária, empresas consolidadas com a Copel, contavam com 162, 7, e 16 empregados, respectivamente.

9.2 Principais Indicadores Físicos

Geração		Capacidade Instalada (MW)		Transmissão	
Copel GeT				Copel GeT	
Em operação		4.754,6		Em operação	
Hidrelétrica ¹	18	4.732,1		Linhas de Transmissão (km)	2.344
Termelétrica	1	20,0		Subestações (quantidade)	34
Eólica	1	2,5		Em construção	
Em construção		405,0		Linhas de Transmissão (km)	792
Hidrelétrica	2	405,0		Subestações (quantidade)	5
Copel Holding				Participações	
Em operação		277,6		Em operação	
Parques eólicos	11	277,6		Linhas de Transmissão (km)	1.470
Em construção		332,0		Subestações (quantidade)	5
Parques eólicos	13	332,0		Em construção	
Participações				Linhas de Transmissão (km)	3.747
Em operação		606,0		Subestações (quantidade)	7
Hidrelétrica	5	218,7		Distribuição	
Termelétrica	1	387,3		Linhas e redes de distribuição (km)	193.527
Em construção		52,9		Subestações	363
Parques eólicos ²	4	52,9		Potência instalada em subestações (MVA)	10.742
				Municípios atendidos	395
Telecomunicações				Localidades atendidas	1.113
Cabos ópticos de backbone - interurbano (km)		9.868		Consumidores cativos	4.418.062
Cabos ópticos de acesso - urbano (km)		18.242		Consumidores por empregado da Dis	732
Cidades atendidas no Paraná		399		DEC (em horas e centesimal de hora)	13,67
Cidades atendidas em Santa Catarina		2		FEC (em número de interrupções)	8,33
Cientes		47.987		Administração	
				Número total de empregados	
		8.628			
Copel Geração e Transmissão		1.568		Copel Participações	10
Copel Distribuição		6.032		Copel Renováveis	50
Copel Telecomunicações		621		Copel Holding	347

¹ A UHE Capivari-cachoeira e a UHE Mourão tiveram seus contratos de concessão vencidos em 07/07/2015

² O Complexo Eólico Voltalia São Miguel do Gostoso I Participações S.A. está apto a operar comercialmente, no entanto a operação só terá início após conclusão da obras de transmissão, de responsabilidade do agente de transmissão.



9.3 Teleconferência sobre Resultados do 4T15

Detalhes sobre a teleconferência que a Copel fará sobre os Resultados do trimestre:

- > Sexta-feira, 18 de março de 2016, às 10h00 (horário de Brasília)
- > **Telefone para acesso (11) 3127-4971 ou (11) 3728-5971**
- > **Código: Copel**

A teleconferência também será transmitida ao vivo pela internet no endereço eletrônico: www.copel.com/ri

Solicitamos conectar com 15 minutos de antecedência.

Relações com Investidores – Copel

[**ri@copel.com**](mailto:ri@copel.com)

Telefone: (41) 3222-2027

Informações contidas neste documento podem incluir considerações futuras e refletem a percepção atual e perspectivas da diretoria sobre a evolução do ambiente macroeconômico, condições da indústria, desempenho da Companhia e resultados financeiros. Quaisquer declarações, expectativas, capacidades, planos e conjecturas contidos neste documento, que não descrevam fatos históricos, tais como informações a respeito da declaração de pagamento de dividendos, a direção futura das operações, a implementação de estratégias operacionais e financeiras relevantes, o programa de investimento, os fatores ou tendências que afetem a condição financeira, liquidez ou resultados das operações são considerações futuras de significado previsto no “U.S. Private Securities Litigation Reform Act” de 1995 e contemplam diversos riscos e incertezas. Não há garantias de que tais resultados venham a ocorrer. As declarações são baseadas em diversos fatores e expectativas, incluindo condições econômicas e mercadológicas, competitividade da indústria e fatores operacionais. Quaisquer mudanças em tais expectativas e fatores podem implicar que o resultado real seja materialmente diferente das expectativas correntes.

Anexos I – Fluxo de Caixa Consolidado

	R\$ mil	
Fluxo de Caixa Consolidado	2015	2014
Fluxos de caixa das atividades operacionais		
Lucro líquido do exercício	1.265.551	1.335.615
Ajustes para a reconciliação do lucro líquido do período com a geração de caixa das atividades operacionais	1.140.727	1.794.726
Depreciação e Amortização	676.472	629.943
Variações monetárias e cambiais não realizadas - líquidas	399.484	322.768
Remuneração de contas a receber vinculadas à concessão	(110.893)	(58.782)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	(858.170)	(1.033.866)
Resultado da repactuação do risco hidrológico	(134.620)	-
Resultado da equivalência patrimonial	(92.545)	(159.955)
Imposto de Renda e Contribuição Social	698.023	747.869
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	(165.794)	(225.853)
Reversão de provisão para perdas com desvalorização de investimentos	-	(6.981)
Provisão e reversões operacionais líquidas	210.829	1.203.682
Apropriação do cálculo atuarial dos benefícios pós-emprego	143.202	102.108
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	133.428	118.392
Constituição para programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	128.898	115.368
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	40.757	23.884
Resultado das baixas de imobilizado	41.715	5.670
Resultado das baixas de intangíveis	29.941	10.479
Redução (aumento) dos ativos	472.123	(486.404)
Aumento (redução) dos passivos	(1.557.758)	(1.552.565)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	1.320.643	1.091.372
Fluxos de caixa das atividades de investimento		
Aplicações financeiras	76.883	(103.603)
Empréstimos concedidos a partes relacionadas	(29.400)	-
Recebimento de empréstimos concedidos a partes relacionadas	7.805	-
Aquisições de controladas - efeito líquido do caixa adquirido	-	149.760
Aquisições de investimentos	(528.629)	(628.621)
Aquisições de imobilizado	(752.529)	(894.575)
Aquisições de intangível	(968.802)	(1.254.570)
Participação financeira do consumidor	243.054	168.933
Alienação de intangíveis	85	-
Caixa líquido gerado (utilizado) nas atividades de investimento	(1.951.533)	(2.562.676)
Fluxos de caixa das atividades de financiamento		
Ingressos de empréstimos e financiamentos obtidos com terceiros	1.836.190	221.556
Ingressos de debêntures emitidas	1.168.633	1.383.378
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos	(1.170.987)	(425.554)
Amortizações de principal de debêntures	(154.822)	(40.608)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(307.528)	(668.969)
Caixa líquido utilizado pelas atividades de financiamento	1.371.486	469.803
Total dos efeitos no caixa e equivalentes a caixa	740.596	(1.001.501)
Saldo inicial de caixa e equivalentes a caixa	740.131	1.741.632
Saldo final de caixa e equivalentes a caixa	1.480.727	740.131
Varição no caixa e equivalentes a caixa	740.596	(1.001.501)

Anexos II – Demonstrações Financeiras - Subsidiárias Integrais

Demonstração do Resultado – Copel Geração e Transmissão

	R\$ mil						
Demonstração do Resultado	4T15	3T15	4T14	Var.%	2015	2014	Var.%
	(1)	(2)	(3)	(1/3)	(4)	(5)	(4/5)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	726.294	595.961	654.245	11,0	2.890.748	2.948.677	(2,0)
Fornecimento de energia elétrica	141.045	138.288	133.881	5,4	565.378	513.239	10,2
Suprimento de energia elétrica	405.061	349.285	414.527	(2,3)	1.795.910	1.986.217	(9,6)
Disponibilidade da rede elétrica (TUST)	72.710	54.844	53.181	36,7	252.315	197.563	27,7
Receita de construção	95.785	42.698	39.446	142,8	232.567	206.150	12,8
Outras receitas operacionais	11.693	10.846	13.210	(11,5)	44.578	45.508	(2,0)
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(35.356)	(409.184)	(1.451.450)	(97,6)	(1.603.627)	(2.728.708)	(41,2)
Energia elétrica comprada para revenda	97.267	(51.210)	(192.048)	-	(195.003)	(417.334)	(53,3)
Encargos de uso da rede elétrica	(66.994)	(65.690)	(58.734)	14,1	(253.225)	(223.274)	13,4
Pessoal e administradores	(87.039)	(53.736)	(80.789)	7,7	(249.262)	(227.530)	9,6
Planos previdenciário e assistencial	(14.540)	(14.222)	(14.825)	(1,9)	(57.231)	(52.304)	9,4
Material	(3.648)	(3.691)	(4.000)	(8,8)	(15.171)	(16.321)	(7,0)
Materia-prima e insumos para produção de energia	(5.433)	(7.433)	(7.199)	(24,5)	(26.522)	(23.090)	14,9
Serviços de terceiros	(28.467)	(22.557)	(29.054)	(2,0)	(104.003)	(110.090)	(5,5)
Depreciação e amortização	(70.645)	(67.574)	(78.132)	(9,6)	(279.918)	(296.127)	(5,5)
Provisões e reversões	318.923	(11.508)	(892.328)	-	67.715	(978.890)	-
Custo de construção	(109.803)	(62.475)	(46.601)	135,6	(287.247)	(213.042)	34,8
Outros custos e despesas operacionais	(64.977)	(49.088)	(47.740)	36,1	(203.760)	(170.706)	19,4
RESULTADO DE EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	(80.730)	57.802	110.549	-	187.626	350.412	(46,5)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS	610.208	244.579	(686.656)	-	1.474.747	570.381	158,6
RESULTADO FINANCEIRO	(240.061)	(14.363)	21.320	-	(178.378)	129.999	-
Receitas financeiras	(64.567)	19.589	29.569	-	75.868	165.268	(54,1)
Despesas financeiras	(175.494)	(33.952)	(8.249)	-	(254.246)	(35.269)	620,9
LUCRO OPERACIONAL	370.147	230.216	(665.336)	-	1.296.369	700.380	85,1
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(47.196)	(58.105)	360.918	-	(268.955)	(17.994)	-
Imposto de Renda e Contribuição Social	5.943	(86.069)	30.902	(80,8)	(380.794)	(456.686)	(16,6)
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	(53.139)	27.964	330.016	-	111.839	438.692	(74,5)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	322.951	172.111	(304.418)	-	1.027.414	682.386	50,6
LAJIDA	680.853	312.153	(608.524)	-	1.754.665	866.508	102,5

Demonstração do Resultado – Copel Distribuição

	R\$ mil						
Demonstração do Resultado	4T15 (1)	3T15 (2)	4T14 (3)	Var.% (1/3)	2015 (4)	2014 (5)	Var.% (4/5)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.363.512	2.136.489	3.019.618	(21,7)	9.580.830	8.347.036	14,8
Fornecimento de energia elétrica	1.448.367	1.272.494	1.165.629	24,3	5.185.981	3.860.461	34,3
Suprimento de energia elétrica	116.721	64.491	92.332	26,4	321.346	297.652	8,0
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD)	621.635	609.793	554.408	12,1	2.220.448	2.113.863	5,0
Receita de construção	270.166	224.453	237.644	13,7	896.924	991.356	(9,5)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	(121.173)	(59.678)	1.033.866	-	858.170	1.033.866	(17,0)
Outras receitas operacionais	27.796	24.936	(64.261)	-	97.961	49.838	96,6
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(2.275.161)	(2.289.454)	(2.090.504)	8,8	(9.516.397)	(7.740.651)	22,9
Energia elétrica comprada para revenda	(1.229.627)	(1.428.080)	(1.441.626)	(14,7)	(6.007.222)	(4.886.909)	22,9
Encargos de uso da rede elétrica	(241.733)	(160.636)	88.646	-	(706.680)	(209.066)	238,0
Pessoal e administradores	(260.760)	(150.365)	(237.971)	9,6	(699.891)	(633.236)	10,5
Planos previdenciário e assistencial	(42.129)	(40.966)	(36.569)	15,2	(165.635)	(126.961)	30,5
Material	(13.146)	(14.285)	(13.173)	(0,2)	(55.531)	(53.918)	3,0
Serviços de terceiros	(91.311)	(90.274)	(84.448)	8,1	(353.773)	(289.717)	22,1
Depreciação e amortização	(60.677)	(67.508)	(56.661)	7,1	(243.645)	(221.401)	10,0
Provisões e reversões	(58.398)	(63.559)	(16.267)	259,0	(268.736)	(185.207)	45,1
Custo de construção	(270.166)	(224.453)	(237.644)	13,7	(896.924)	(991.356)	(9,5)
Outros custos e despesas operacionais	(7.214)	(49.328)	(54.791)	(86,8)	(118.360)	(142.880)	(17,2)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS	88.351	(152.965)	929.114	(90,5)	64.433	606.385	-
RESULTADO FINANCEIRO	51.712	43.658	6.158	739,8	231.212	64.568	258,1
Receitas financeiras	201.406	109.894	78.100	157,9	571.651	261.150	118,9
Despesas financeiras	(149.694)	(66.236)	(71.942)	108,1	(340.439)	(196.582)	73,2
LUCRO OPERACIONAL	140.063	(109.307)	935.272	(85,0)	295.645	670.953	(55,9)
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(32.208)	36.174	(319.846)	(89,9)	(89.591)	(233.089)	(61,6)
Imposto de Renda e Contribuição Social	(131.618)	-	2.337	-	(131.618)	-	-
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	99.411	36.174	(322.183)	-	42.028	(233.089)	-
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	107.855	(73.133)	615.426	(82,5)	206.054	437.864	(52,9)
LAJIDA	149.028	(85.457)	985.775	(84,9)	308.078	827.786	(62,8)

Demonstração do Resultado – Copel Telecomunicações

Demonstração do Resultado	4T15 (1)	3T15 (2)	4T14 (3)	Var.% (1/3)	2015 (4)	2014 (5)	Var.% (4/5)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	68.106	71.504	61.482	10,8	272.247	213.163	27,7
Receita de Telecomunicações	63.520	61.873	48.147	31,9	238.309	195.224	22,1
Outras receitas operacionais	4.586	9.631	13.335	(65,6)	33.938	17.939	89,2
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(64.145)	(50.586)	(48.007)	33,6	(203.878)	(137.404)	48,4
Pessoal e administradores	(31.007)	(18.872)	(27.797)	11,5	(87.393)	(62.069)	40,8
Planos previdenciário e assistencial	(4.548)	(4.302)	(2.537)	79,3	(17.516)	(8.507)	
Material	(1.136)	(692)	(557)	103,9	(2.745)	(1.551)	77,0
Serviços de terceiros	(11.453)	(9.105)	(6.164)	85,8	(35.900)	(21.530)	66,7
Depreciação e amortização	(8.422)	(8.087)	(7.220)	16,6	(31.510)	(28.277)	11,4
Provisões e reversões	(886)	(1.441)	(496)	78,6	(4.729)	(3.036)	55,8
Outros custos e despesas operacionais	(6.693)	(8.087)	(3.236)	106,8	(24.085)	(12.434)	93,7
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS	3.961	20.918	13.475	(70,6)	68.369	75.759	(9,8)
RESULTADO FINANCEIRO	(1.515)	453	211	-	(520)	2.922	-
Receitas financeiras	3.695	949	1.230	200,4	5.939	4.508	31,7
Despesas financeiras	(5.210)	(496)	(1.019)	411,3	(6.459)	(1.586)	307,3
LUCRO OPERACIONAL	2.446	21.371	13.686	(82,1)	67.849	78.681	(13,8)
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	8.770	(7.112)	1.902	361,1	(13.205)	(20.097)	(34,3)
Imposto de Renda e Contribuição Social	8.763	(8.616)	570	0,0	(15.556)	(22.350)	(30,4)
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	7	1.504	1.332	(99,4)	2.351	2.253	-
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	11.216	14.259	15.588	(28,0)	54.644	58.584	(6,7)
LAJIDA	12.383	29.005	20.695	(40,2)	99.879	104.036	(4,0)

Anexos III – Demonstrações Financeiras por Empresa

Balço Patrimonial por Empresa

	R\$ mil									
Ativo - Dez/15	Geração e Transmissão	Distribuição	Telecom	Compagas	Elejr	UEG Araucária	Outras ¹	Holding	Elimin. e Reclassif.	Consolidado
CIRCULANTE	1.334.755	4.155.554	179.898	103.579	75.004	674.778	233.072	793.344	(616.587)	6.933.397
Caixa e equivalentes de caixa	654.438	416.086	122.667	29.321	41.655	132.854	58.053	25.653	-	1.480.727
Títulos e valores mobiliários	11.826	165	-	-	-	329.747	64.368	168	-	406.274
Cauções e depósitos vinculados	-	1.717	-	151	-	-	-	132	-	2.000
Clientes	397.151	2.353.136	25.486	62.125	21.187	186.707	32.530	-	(45.495)	3.032.827
Dividendos a receber	93.645	-	-	-	-	-	12.079	488.187	(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	109.590	272.652	4.278	714	2.951	24.422	49.950	13.018	(2.686)	474.889
Estoques	26.773	89.343	12.784	2.118	-	-	-	-	-	131.018
Imposto de Renda e Contribuição Social	-	20.592	10.864	7.088	-	-	1.624	154.076	-	194.244
Outros tributos a recuperar	14.214	49.988	3.768	1.632	-	1.048	75	-	-	70.725
Despesas Antecipadas	17.956	21.634	51	430	9.211	-	-	-	-	49.282
Partes relacionadas	-	19.482	-	-	-	-	14.393	447	(14.840)	19.482
NÃO CIRCULANTE	10.701.929	6.559.712	589.419	377.724	668.250	373.729	1.700.975	16.160.380	(15.117.858)	22.014.260
Realizável a Longo Prazo	1.436.140	1.426.826	59.031	71.016	46.070	680	85.597	2.016.306	(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	59.885	352.712	7.775	31.254	52	680	157	267.412	-	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
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	69.351	307.152	13.262	19.504	27.373	-	-	100.920	-	537.562
Outros tributos a recuperar	61.460	45.765	5.663	-	-	-	-	14	-	112.902
Despesas antecipadas	6.695	-	-	153	18.645	-	-	-	-	25.493
Partes relacionadas	-	-	-	-	-	-	85.440	297.237	(189.874)	192.803
Investimentos	2.979.400	1.374	-	-	-	-	447.619	14.140.573	(15.344.256)	2.224.710
Imobilizado	6.208.220	-	512.068	-	431.693	372.728	1.167.518	455	-	8.692.682
Intangível	78.169	5.131.512	18.320	306.708	190.487	321	241	3.046	416.272	6.145.076
TOTAL	12.036.684	10.715.266	769.317	481.303	743.254	1.048.507	1.934.047	16.953.724	(15.734.445)	28.947.657

¹ Parques Eólicos, Copel Renováveis e Copel Participações

* Valores sujeitos a arredondamentos.

Earnings Release 4T15

	R\$ mil									
Ativo - Dez/14	Geração e Transmissão	Distribuição	Telecom	Compagas	Elejor	UEG Araucária	Outras ¹	Holding	Elimin. e Reclassif.	Consolidado
CIRCULANTE	1.026.296	2.638.378	64.482	323.872	51.471	815.529	278.806	607.025	(587.683)	5.218.176
Caixa e equivalentes de caixa	155.865	160.417	5.820	99.424	28.732	2.962	252.049	34.862	-	740.131
Títulos e valores mobiliários	117.593	3	-	-	-	341.367	-	152	-	459.115
Cauções e depósitos vinculados	2.200	38	-	1.695	-	-	9.564	-	-	13.497
Clientes	262.164	1.387.792	33.295	182.491	20.885	470.268	7.989	-	(186.068)	2.178.816
Dividendos a receber	34.850	-	-	-	-	-	5.873	383.866	(398.257)	26.332
Repasse CRC ao 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 indenização da concessão	301.046	-	-	-	-	-	-	-	-	301.046
Outros créditos	94.545	302.782	3.494	359	1.740	932	193	12.695	(922)	415.818
Estoques	29.389	101.399	17.684	2.150	-	-	-	-	-	150.622
Imposto de Renda e Contribuição Social	239	18.814	667	3.950	-	-	2.492	78.912	-	105.074
Outros tributos correntes a recuperar	17.629	41.642	3.464	33.541	-	-	9	-	-	96.285
Despesas Antecipadas	3.346	16.193	58	262	114	-	126	34	-	20.133
Partes relacionadas	-	-	-	-	-	-	511	1.925	(2.436)	-
NÃO CIRCULANTE	8.740.125	6.385.321	525.065	310.349	668.150	421.309	1.337.236	15.027.703	(13.015.292)	20.399.966
Realizável a Longo Prazo	1.083.981	5.169.397	65.448	40.343	28.705	229	13.966	1.944.523	(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	52.859	398.877	5.499	4.779	31	229	43	273.936	-	736.253
Ativos financeiros setoriais líquidos	-	431.846	-	-	-	-	-	-	-	431.846
Contas a receber vinculadas à concessão	623.590	3.792.476	-	1.920	-	-	-	-	-	4.417.986
Contas a receber vinculadas à prorrogação da concessão	160.218	-	-	-	-	-	-	-	-	160.218
Outros créditos	62.427	18.899	-	3.695	-	-	-	303	-	85.324
Imposto de renda e contribuição social	545	13.875	-	-	-	-	-	114.195	-	128.615
Outros tributos correntes a recuperar	-	360.050	23.885	15.211	28.674	-	-	98.226	-	526.046
Imposto de renda e contribuição social diferidos	50.410	52.486	6.022	14.563	-	-	-	-	-	123.481
Despesas antecipadas	-	-	-	175	-	-	-	-	-	175
Partes relacionadas	-	-	-	-	-	-	13.923	208.334	(85.120)	137.137
Investimentos	1.569.251	1.374	-	-	-	-	363.624	13.079.795	(13.353.894)	1.660.150
Imobilizado	6.030.574	-	443.690	-	449.936	420.948	958.717	323	-	8.304.188
Intangível	56.319	1.214.550	15.927	270.006	189.509	132	929	3.062	423.722	2.174.156
TOTAL	9.766.421	9.023.699	589.547	634.221	719.621	1.236.838	1.616.042	15.634.728	(13.602.975)	25.618.142

¹ Parques Eólicos, Copel Renováveis e Copel Participações

* Valores sujeitos a arredondamentos.

Earnings Release 4T15

	R\$ mil									
Passivo -Dez/15	Geração e Transmissão	Distribuição	Telecom	Compagas	Elejr	UEG Araucária	Outras ¹	Holding	Elimin. e Reclassif.	Consolidado
CIRCULANTE	1.350.330	2.653.747	45.203	137.886	165.641	173.421	438.142	442.214	(617.466)	4.789.118
Obrigações sociais e trabalhistas	54.234	158.281	20.105	7.063	240	195	2.846	15.437	-	258.401
Partes Relacionadas	-	-	-	-	-	-	14.839	-	(14.839)	-
Fornecedores	395.038	988.683	11.062	98.100	4.551	9.712	151.553	2.601	(48.174)	1.613.126
Imposto de Renda e Contribuição Social	177.269	65.632	-	-	19.798	47.138	2.079	-	-	311.916
Outras obrigações fiscais	108.289	182.658	3.833	7.858	1.793	751	3.150	32.616	-	340.948
Empréstimos e financiamentos	111.910	101.141	5.914	-	-	-	28.692	61.788	(887)	308.558
Debêntures	95.580	523.967	1.778	18.878	40.490	-	223.815	19.497	-	924.005
Dividendos a pagar	292.813	133.950	-	5.479	34.093	115.359	7.857	310.022	(553.566)	346.007
Benefícios pós-emprego	11.041	30.722	1.521	-	-	-	18	21	-	43.323
Encargos do consumidor a recolher	16.036	261.422	-	-	-	-	-	-	-	277.458
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	49.321	113.524	-	-	4.900	136	-	-	-	167.881
Contas a pagar vinculadas à concessão - UBP	3.839	-	-	-	57.947	-	-	-	-	61.786
Outras contas a pagar	34.960	93.767	990	508	1.829	130	3.293	232	-	135.709
NÃO CIRCULANTE	3.780.935	2.457.846	227.140	47.696	503.612	16.847	480.024	2.265.783	(205.822)	9.574.061
Partes Relacionadas	-	-	11.900	-	-	-	90.368	-	(102.268)	-
Fornecedores	5.923	-	-	-	-	-	-	-	-	5.923
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	-	-	-	-	-	-	214	-	-	214
Obrigações Fiscais	170.690	79.343	4.765	-	-	841	168	1.466	-	257.273
Empréstimos e financiamentos	1.732.304	770.722	21.624	-	-	-	377.987	969.412	(103.547)	3.768.502
Debêntures	995.175	499.411	160.380	37.341	71.026	-	-	996.590	-	2.759.923
Benefícios pós-emprego	152.831	365.049	19.849	4.221	-	-	1.592	7.795	-	551.337
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	50.665	164.441	-	-	-	16.006	-	-	-	231.112
Contas a pagar vinculadas à concessão - UBP	41.293	-	-	-	432.586	-	-	-	-	473.879
Outras contas a pagar	15.865	-	-	5.409	-	-	9.695	-	(7)	30.962
Provisões para litígios	616.189	578.880	8.622	725	-	-	-	290.520	-	1.494.936
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	6.905.419	5.603.673	496.974	295.721	74.001	858.239	1.015.881	14.245.727	(14.911.157)	14.584.478
Atribuível aos acionistas da empresa controladora	6.905.419	5.603.673	496.974	295.721	74.001	858.239	1.015.881	14.245.727	(15.249.907)	14.245.728
Capital social	4.334.865	3.342.841	304.198	220.966	35.503	707.439	644.032	6.910.000	(9.589.844)	6.910.000
Adiantamentos para Futuro Aumento de Capital	95.033	834.000	-	-	-	-	408.734	-	(1.337.767)	-
Ajustes de avaliação patrimonial	1.072.427	75.990	8.308	(538)	256	-	7.939	1.177.372	(1.164.382)	1.177.372
Reserva Legal	382.668	167.490	14.754	22.391	7.101	35.441	1.847	744.783	(631.691)	744.784
Reserva de retenção de lucros	867.876	1.052.826	145.513	52.902	31.141	-	26.477	5.413.572	(2.176.735)	5.413.572
Dividendo adicional proposto	152.550	130.526	24.201	-	-	115.359	96	-	(422.732)	-
Lucros acumulados/ prejuízos acumulados	-	-	-	-	-	-	(73.244)	-	73.244	-
Atribuível aos acionistas não controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	338.750	338.750
TOTAL	12.036.684	10.715.266	769.317	481.303	743.254	1.048.507	1.934.047	16.953.724	(15.734.445)	28.947.657

¹ Parques Eólicos, Copel Renováveis e Copel Participações

* Valores sujeitos a arredondamentos.

Earnings Release 4T15

	R\$ mil									
Passivo -Dez/14	Geração e Transmissão	Distribuição	Telecom	Compagas	Elejor	UEG Araucária	Outras ¹	Holding	Elimin. e Reclassif.	Consolidado
CIRCULANTE	991.913	1.908.606	85.705	286.277	124.950	275.907	587.559	394.003	(599.527)	4.055.393
Obrigações sociais e trabalhistas	50.688	160.423	20.189	6.044	223	157	2.101	12.793	-	252.618
Partes Relacionadas	-	-	-	-	-	-	13.684	-	(13.684)	-
Fornecedores	312.340	843.512	19.733	252.541	21.429	147.332	175.221	2.087	(186.990)	1.587.205
Imposto de renda e contribuição social	221.609	-	-	-	117	85.254	459	2.442	-	309.881
Outras obrigações fiscais	31.688	77.572	6.682	3.915	1.632	9.198	1.045	5.597	-	137.329
Empréstimos e financiamentos	86.750	405.235	5.737	-	-	-	20.747	349.753	(596)	867.626
Debêntures	-	20.088	-	5.134	40.490	-	350.332	15.447	-	431.491
Dividendos a pagar	202.617	124.791	31.300	15.545	4.556	31.335	3.980	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	40.210	129.293	-	-	3.992	2.477	-	-	-	175.972
Contas a pagar vinc. à concessão - uso do bem público	3.508	-	-	-	51.447	-	-	-	-	54.955
Outras contas a pagar	26.174	104.702	751	3.098	1.064	154	19.985	2.060	-	157.988
NÃO CIRCULANTE	2.289.930	2.785.518	86.685	69.918	509.855	8.857	429.346	1.910.036	(210.176)	7.879.969
Partes relacionadas	-	-	-	-	-	-	139.575	-	(139.575)	-
Fornecedores	14.249	3.376	-	-	-	-	-	-	-	17.625
Obrigações fiscais	12.331	-	-	-	-	-	2.887	-	-	15.218
Imposto de renda e contribuição social diferidos	18.635	63.952	3.673	-	-	-	49	820	-	87.129
Empréstimos e financiamentos	1.233.946	517.804	27.431	-	-	-	284.081	608.663	(70.601)	2.601.324
Debêntures	-	998.949	-	48.420	111.550	-	-	995.038	-	2.153.957
Benefícios pós-emprego	218.812	576.575	50.277	4.844	-	-	2.510	8.196	-	861.214
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	49.152	101.783	-	-	-	8.857	-	-	-	159.792
Contas a pagar vinc. à concessão - uso do bem público	38.868	-	-	-	397.904	-	-	-	-	436.772
Outras contas a pagar	62	-	-	-	-	-	244	-	-	306
Provisões para litígios	703.875	523.079	5.304	16.654	401	-	-	297.319	-	1.546.632
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	6.484.578	4.329.575	417.157	278.026	84.816	952.074	599.138	13.330.689	(12.793.273)	13.682.780
Atribuível aos acionistas da empresa controladora	6.484.578	4.329.575	417.157	278.026	84.816	952.074	599.138	13.330.689	(13.145.364)	13.330.689
Capital social	3.505.994	2.624.841	240.398	135.943	35.503	707.440	599.431	6.910.000	(7.849.550)	6.910.000
Adiantamentos para Futuro Aumento de Capital	-	603.000	36.100	-	-	-	8.000	-	(647.100)	-
Reservas de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de avaliação patrimonial	1.104.327	(108.279)	(16.876)	(1.548)	256	-	(2.016)	976.964	(975.864)	976.964
Reserva legal	331.298	157.187	12.022	21.238	5.500	23.299	1.331	685.147	(551.875)	685.147
Reserva de retenção de lucros	1.324.415	1.052.826	145.513	122.393	43.557	177.670	18.270	4.516.825	(2.884.644)	4.516.825
Dividendo adicional proposto	218.544	-	-	-	-	43.665	-	241.753	(262.209)	241.753
Lucros acumulados	-	-	-	-	-	-	(25.878)	-	25.878	-
Atribuível aos acionistas não controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	352.091	352.091
TOTAL	9.766.421	9.023.699	589.547	634.221	719.621	1.236.838	1.616.043	15.634.728	(13.602.976)	25.618.142

¹ Parques Eólicos, Copel Renováveis e Copel Participações

* Valores sujeitos a arredondamentos.

Demonstração do resultado por empresa

Demonstração do Resultado 2015	R\$ mil										
	Geração e Transmissão		Distribuição	Telecom	Compagas	Elejor	UEG Araucária	Outras ¹	Holding	Elimin. e Reclausif.	Consolidado
	Geração	Transmissão									
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.389.361	501.387	9.580.830	272.247	1.390.786	237.719	1.434.181	202.936	-	(1.281.316)	14.728.131
Forneimento de energia elétrica	565.378	-	5.185.981	-	-	-	-	-	-	(4.439)	5.746.920
Suprimento de energia elétrica	1.795.910	-	321.346	-	-	237.719	1.434.177	202.938	-	(284.649)	3.707.441
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD/ TUST)	-	252.315	2.220.448	-	-	-	-	-	-	(84.258)	2.388.505
Receita de construção	-	232.567	896.924	-	66.833	-	-	-	-	-	1.196.324
Telecomunicações	-	-	-	238.309	-	-	-	-	-	(28.382)	209.927
Distribuição de gás canalizado	-	-	-	-	1.323.953	-	-	-	-	(797.554)	526.399
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	-	858.170	-	-	-	-	-	-	-	858.170
Outras receitas operacionais	28.073	16.505	97.961	33.938	-	-	4	(2)	-	(82.034)	94.445
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(1.209.612)	(394.015)	(9.516.397)	(203.878)	(1.360.357)	(61.638)	(1.120.472)	(199.692)	(127.303)	1.281.426	(12.911.938)
Energia elétrica comprada para revenda	(195.003)	-	(6.007.222)	-	-	-	-	(114.679)	-	283.988	(6.032.916)
Encargos de uso da rede elétrica	(253.225)	-	(706.680)	-	-	(9.863)	(20.192)	(11.380)	-	81.552	(919.788)
Pessoal e administradores	(169.389)	(79.873)	(699.891)	(87.393)	(30.715)	(2.956)	(2.427)	(19.541)	(76.665)	-	(1.168.850)
Planos previdenciário e assistencial	(38.754)	(18.477)	(165.635)	(17.516)	(3.264)	-	(280)	(1.920)	(8.481)	-	(254.327)
Material	(11.772)	(3.399)	(55.531)	(2.745)	(1.937)	(286)	(301)	(189)	(542)	-	(76.702)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(26.522)	-	-	-	-	-	(970.157)	-	-	797.356	(199.323)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(1.176.090)	-	-	-	-	-	(1.176.090)
Serviços de terceiros	(83.527)	(20.476)	(353.773)	(35.900)	(20.282)	(11.027)	(83.075)	(8.237)	(13.834)	110.628	(519.503)
Depreciação e amortização	(276.519)	(3.399)	(243.645)	(31.510)	(21.532)	(26.839)	(30.223)	(36.196)	(6.609)	-	(676.472)
Provisões e reversões	32.654	35.061	(268.736)	(4.729)	(8.293)	401	-	(8)	2.814	7	(210.829)
Custos de construção	-	(287.247)	(896.924)	-	(66.833)	-	-	-	-	-	(1.251.004)
Outros custos e despesas operacionais	(187.555)	(16.205)	(118.360)	(24.085)	(31.411)	(11.068)	(13.817)	(7.542)	(23.986)	7.895	(426.134)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	164.773	22.853	-	-	-	-	-	9.674	1.385.624	(1.490.379)	92.545
RESULTADO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS	1.344.522	130.225	64.433	68.369	30.429	176.081	313.709	12.918	1.258.321	(1.490.269)	1.908.738
RESULTADO FINANCEIRO	(201.993)	23.615	231.212	(520)	1.758	(108.490)	49.845	(37.534)	(68.754)	(97)	(110.958)
Receitas financeiras	42.670	33.198	571.651	5.939	15.656	2.928	54.107	18.066	245.347	(2.222)	987.340
Despesas financeiras	(244.663)	(9.583)	(340.439)	(6.459)	(13.898)	(111.418)	(4.262)	(55.600)	(314.101)	2.125	(1.098.298)
LUCRO OPERACIONAL	1.142.529	153.840	295.645	67.849	32.187	67.591	363.554	(24.616)	1.189.567	(1.490.366)	1.797.780
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(237.989)	(30.966)	(89.591)	(13.205)	(9.119)	(24.469)	(120.692)	(9.369)	3.171	-	(532.229)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	904.540	122.874	206.054	54.644	23.068	43.122	242.862	(33.985)	1.192.738	(1.490.366)	1.265.551
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	904.540	122.874	206.054	54.644	11.765	30.185	194.289	(33.985)	1.192.738	-	1.192.738
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	-	-	11.303	12.937	48.573	-	-	-	72.813
LAJIDA	1.621.041	133.624	308.078	99.879	51.961	202.920	343.932	49.114	1.264.930	(1.490.269)	2.585.210

¹ Parques Eólicos, Copel Renováveis e Copel Participações

* Valores sujeitos a arredondamentos.

Demonstração do Resultado 2014	R\$ mil										
	Geração e Transmissão		Distribuição	Telecom	Compagas	Elejor	UEG Araucária	Outras ¹	Holding	Elimin. e Reclassif.	Consolidado
	Geração	Transmissão									
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.535.329	413.348	8.347.036	213.163	1.748.045	241.205	2.134.822	19.301	-	(1.733.732)	13.918.517
Fornecimento de energia elétrica	513.239	-	3.860.461	-	-	-	-	-	-	(2.547)	4.371.153
Suprimento de energia elétrica	1.986.217	-	297.652	-	-	241.204	2.129.536	19.298	-	(303.115)	4.370.792
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD/ TUST)	-	197.563	2.113.863	-	-	-	-	-	-	(73.956)	2.237.470
Receita de construção	-	206.150	991.356	-	81.504	-	-	-	-	-	1.279.010
Telecomunicações	-	-	-	195.224	-	-	-	-	-	(29.763)	165.461
Distribuição de gás canalizado	-	-	-	-	1.664.586	-	-	-	-	(1.273.301)	391.285
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	-	1.033.866	-	-	-	-	-	-	-	1.033.866
Outras receitas operacionais	35.873	9.635	49.838	17.939	1.955	1	5.286	3	-	(51.050)	69.480
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(2.336.521)	(392.187)	(7.740.651)	(137.404)	(1.664.860)	(134.835)	(1.514.198)	(24.424)	(140.208)	1.733.855	(12.351.433)
Energia elétrica comprada para revenda	(417.334)	-	(4.886.909)	-	-	(79.553)	-	-	-	303.202	(5.080.594)
Encargos de uso da rede elétrica	(223.274)	-	(209.066)	-	-	(7.390)	(16.409)	(53)	-	71.346	(384.846)
Pessoal e administradores	(150.392)	(77.138)	(633.236)	(62.069)	(25.892)	(2.648)	(1.763)	(11.320)	(88.353)	-	(1.052.811)
Planos previdenciário e assistencial	(38.168)	(14.136)	(126.961)	(8.507)	(2.093)	-	(123)	(975)	(10.579)	-	(201.542)
Material	(12.457)	(3.864)	(53.918)	(1.551)	(1.410)	(161)	(160)	(444)	(470)	-	(74.435)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(23.090)	-	-	-	-	-	(1.401.057)	-	-	1.273.299	(150.848)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(1.469.842)	-	-	-	-	-	(1.469.842)
Serviços de terceiros	(89.720)	(20.370)	(289.717)	(21.530)	(19.374)	(8.243)	(50.098)	(3.116)	(6.591)	84.295	(424.464)
Depreciação e amortização	(288.137)	(7.990)	(221.401)	(28.277)	(16.921)	(26.828)	(34.467)	(5.167)	(755)	-	(629.943)
Provisões e reversões	(941.248)	(37.642)	(185.207)	(3.036)	(15.864)	(101)	-	-	(20.584)	-	(1.203.682)
Custos de construção	-	(213.042)	(991.356)	-	(81.504)	-	-	-	-	-	(1.285.902)
Outros custos e despesas operacionais	(152.701)	(18.005)	(142.880)	(12.434)	(31.960)	(9.911)	(10.121)	(3.349)	(12.876)	1.713	(392.524)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	282.993	67.419	-	-	-	-	-	5.613	1.410.276	(1.606.346)	159.955
RESULTADO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS	481.801	88.580	606.385	75.759	83.185	106.370	620.624	490	1.270.068	(1.606.223)	1.727.039
RESULTADO FINANCEIRO	48.768	81.231	64.568	2.922	1.832	(77.506)	28.648	11.808	(31.554)	(125)	130.592
Receitas financeiras	83.388	81.880	261.150	4.508	7.008	3.608	34.062	17.873	202.208	(1.790)	693.895
Despesas financeiras	(34.620)	(649)	(196.582)	(1.586)	(5.176)	(81.114)	(5.414)	(6.065)	(233.762)	1.665	(563.303)
LUCRO OPERACIONAL	530.569	169.811	670.953	78.681	85.017	28.864	649.272	12.298	1.238.514	(1.606.348)	1.857.631
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	7.883	(25.877)	(233.089)	(20.097)	(24.651)	(9.679)	(177.617)	(6.325)	(32.564)	-	(522.016)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	538.452	143.934	437.864	58.584	60.366	19.185	471.655	5.973	1.205.950	(1.606.348)	1.335.615
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	538.452	143.934	437.864	58.584	60.366	19.185	471.655	5.973	1.205.950	-	1.205.950
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	-	-	29.579	5.756	94.330	-	-	-	129.665
LAJIDA	769.938	96.570	827.786	104.036	100.106	133.198	655.091	5.657	1.270.823	(1.606.223)	2.356.982

* Valores sujeitos a arredondamentos.

Earnings Release 4T15

	R\$ mil									
Demonstração do Resultado 4T15	Geração e Transmissão	Distribuição	Telecom	Compagas	Elejor	UEG Araucária	Outras ¹	Holding	Elimin. e Reclassif.	Consolidado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	726.294	2.363.512	68.106	162.575	62.376	27.355	82.435	-	(155.650)	3.337.003
Fornecimento de energia elétrica	141.045	1.448.367	-	-	-	-	-	-	(1.236)	1.588.176
Suprimento de energia elétrica	405.061	116.721	-	-	62.376	27.355	82.437	-	(72.325)	621.625
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD/ TUST)	72.710	621.635	-	-	-	-	-	-	(23.191)	671.154
Receita de construção	95.785	270.166	-	6.695	-	-	-	-	-	372.646
Telecomunicações	-	-	63.520	-	-	-	-	-	(7.276)	56.244
Distribuição de gás canalizado	-	-	-	155.880	-	-	-	-	(31.001)	124.879
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	(121.173)	-	-	-	-	-	-	-	(121.173)
Outras receitas operacionais	11.693	27.796	4.586	-	-	-	(2)	-	(20.621)	23.452
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(35.356)	(2.275.161)	(64.145)	(160.182)	28.836	(91.245)	(30.198)	(18.008)	151.628	(2.493.831)
Energia elétrica comprada para revenda	97.267	(1.229.627)	-	-	44.801	-	(2.390)	-	72.292	(1.017.657)
Encargos de uso da rede elétrica	(66.994)	(241.733)	-	-	(2.381)	(5.415)	(3.473)	-	23.675	(296.321)
Pessoal e administradores	(87.039)	(260.760)	(31.007)	(7.627)	(737)	(623)	(6.081)	(27.316)	-	(421.190)
Planos previdenciário e assistencial	(14.540)	(42.129)	(4.548)	(1.580)	-	(84)	(455)	(2.382)	-	(65.718)
Material	(3.648)	(13.146)	(1.136)	(609)	(64)	(128)	(46)	(126)	-	(18.903)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(5.433)	-	-	-	-	(35.679)	-	-	29.809	(11.303)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	(122.013)	-	-	-	-	-	(122.013)
Serviços de terceiros	(28.467)	(91.311)	(11.453)	(7.532)	(2.734)	(39.380)	(3.529)	(4.799)	27.666	(161.539)
Depreciação e amortização	(70.645)	(60.677)	(8.422)	(6.019)	(6.711)	(5.391)	(13.007)	(2.245)	-	(173.117)
Provisões e reversões	318.923	(58.398)	(886)	7.534	-	-	(8)	23.097	(3.952)	286.310
Custos de construção	(109.803)	(270.166)	-	(6.695)	-	-	-	-	-	(386.664)
Outros custos e despesas operacionais	(64.977)	(7.214)	(6.693)	(15.641)	(3.338)	(4.545)	(1.209)	(4.237)	2.138	(105.716)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	(80.730)	-	-	-	-	-	22.640	493.145	(493.411)	(58.356)
RESULTADO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS	610.208	88.351	3.961	2.393	91.212	(63.890)	74.877	475.137	(497.433)	784.816
RESULTADO FINANCEIRO	(240.061)	51.712	(1.515)	732	(33.522)	8.108	(13.181)	(37.559)	75	(265.211)
Receitas financeiras	(64.567)	201.406	3.695	8.266	1.100	8.547	7.886	73.519	(1.238)	238.614
Despesas financeiras	(175.494)	(149.694)	(5.210)	(7.534)	(34.622)	(439)	(21.067)	(111.078)	1.313	(503.825)
LUCRO OPERACIONAL	370.147	140.063	2.446	3.125	57.690	(55.782)	61.696	437.578	(497.358)	519.605
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(47.196)	(32.208)	8.770	1.504	(20.614)	20.278	(6.271)	(41.756)	-	(117.493)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	322.951	107.855	11.216	4.629	37.076	(35.504)	55.425	395.822	(497.358)	402.112
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	(704.463)	107.855	11.216	2.361	25.953	(28.403)	55.425	395.822	-	395.822
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	-	2.268	11.123	(7.101)	-	-	-	6.290
LAJIDA	680.853	149.028	12.383	8.412	97.923	(58.499)	87.884	477.382	(497.433)	957.933

¹ Parques Eólicos, Copel Renováveis e Copel Participações

* Valores sujeitos a arredondamentos.

Demonstração do Resultado 4T14	Geração e Transmissão	Distribuição	Telecom	Compagas	Elejor	UEG Araucária	Outras ¹	Holding	Elimin. e Reclassef.	Consolidado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	654.245	3.019.618	61.482	477.651	59.033	625.920	19.301	-	(454.863)	4.462.387
Fornecimento de energia elétrica	133.881	1.165.629	-	-	-	-	-	-	(728)	1.298.782
Suprimento de energia elétrica	414.527	92.332	-	-	59.032	625.920	19.298	-	(79.252)	1.131.857
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD/ TUST)	53.181	554.408	-	-	-	-	-	-	(18.843)	588.746
Receita de construção	39.446	237.644	-	29.924	-	-	-	-	-	307.014
Telecomunicações	-	-	48.147	-	-	-	-	-	(4.869)	43.278
Distribuição de gás canalizado	-	-	-	447.727	-	-	-	-	(328.829)	118.898
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	1.033.866	-	-	-	-	-	-	-	1.033.866
Outras receitas operacionais	13.210	(64.261)	13.335	-	1	-	3	-	(22.342)	(60.054)
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(1.451.450)	(2.090.504)	(48.007)	(466.086)	(53.983)	(415.944)	(16.754)	(46.095)	454.872	(4.133.951)
Energia elétrica comprada para revenda	(192.048)	(1.441.626)	-	-	(40.772)	-	-	-	79.342	(1.595.104)
Encargos de uso da rede elétrica	(58.734)	88.646	-	-	(1.447)	(4.495)	(53)	-	17.098	41.015
Pessoal e administradores	(80.789)	(237.971)	(27.797)	(6.629)	(652)	(673)	(5.373)	(21.303)	-	(381.187)
Planos previdenciário e assistencial	(14.825)	(36.569)	(2.537)	(618)	-	(59)	(427)	(2.134)	-	(57.169)
Material	(4.000)	(13.173)	(557)	(79)	(37)	(61)	(438)	(117)	-	(18.462)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(7.199)	-	-	-	-	(379.626)	-	-	328.403	(58.422)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	(409.256)	-	-	-	-	-	(409.256)
Serviços de terceiros	(29.054)	(84.448)	(6.164)	(5.017)	(1.741)	(15.645)	(2.882)	(2.462)	28.209	(119.204)
Depreciação e amortização	(78.132)	(56.661)	(7.220)	(4.758)	(6.709)	(8.642)	(5.166)	(190)	-	(167.478)
Provisões e reversões	(892.328)	(16.267)	(496)	(26)	-	-	72	(18.724)	-	(927.769)
Custos de construção	(46.601)	(237.644)	-	(29.924)	-	-	-	-	-	(314.169)
Outros custos e despesas operacionais	(47.740)	(54.791)	(3.236)	(9.779)	(2.625)	(6.743)	(2.487)	(1.165)	1.820	(126.746)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	110.549	-	-	-	-	-	5.613	377.776	(454.034)	39.904
RESULTADO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS	(686.656)	929.114	13.475	11.565	5.050	209.976	8.160	331.681	(454.025)	368.340
RESULTADO FINANCEIRO	21.320	6.158	211	421	(23.845)	15.014	2.511	(28.079)	(10)	(6.299)
Receitas financeiras	29.569	78.100	1.230	2.292	722	15.322	8.392	59.233	(17)	194.843
Despesas financeiras	(8.249)	(71.942)	(1.019)	(1.871)	(24.567)	(308)	(5.881)	(87.312)	7	(201.142)
LUCRO OPERACIONAL	(665.336)	935.272	13.686	11.986	(18.795)	224.990	10.671	303.602	(454.035)	362.041
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	360.918	(319.846)	1.902	963	6.519	(70.267)	(5.023)	(66.344)	-	(91.178)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	(304.418)	615.426	15.588	12.949	(12.276)	154.723	5.648	237.258	(454.035)	270.863
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	(304.418)	615.426	15.588	6.604	(8.594)	123.780	5.648	237.258	-	237.258
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	-	6.345	(3.682)	30.943	-	-	-	33.605
LAJIDA	(608.524)	985.775	20.695	16.323	11.759	218.618	13.326	331.871	(454.025)	535.818

* Valores sujeitos a arredondamentos.