

Informativo Trimestral

Quarterly Report

Dezembro/ December 2013



COPEL

Aura Energia

60 anos

Principais Eventos / Main Events.....	2
Recursos Humanos / Human Resources.....	6
Geração / Generation.....	7
Transmissão / Transmission.....	10
Distribuição / Distribution.....	11
Telecomunicações / Telecommunications.....	13
Participações em Operação / Corporate Partnerships in Operation.....	13
Novos Projetos / New Projects.....	15
Fluxo de Energia / Energy Flow.....	18
Mercado de Energia / Power Market.....	19
Tarifas / Tariffs.....	21
Ações / Shares.....	23
Resultado Econômico Financeiro Consolidado / Consolidated Economic and Financial Performance.....	25
Resultado Econômico Financeiro Subsidiárias / Subsidiaries Economic and Financial Performance.....	35

Código / Ticker	Preço / Price 31/12/2013 12/31/2013	Var. % no ano / year	Índice / Index	Pontos / Points 31/12/2013/ 12/31/2013	Var. % no ano / year
CPLE3 (ordinária / BM&FBovespa) (common / BM&FBovespa)	R\$ 22,30	(11,5)	Ibovespa	51.507	(15,5)
CPLE6 (preferencial B / BM&FBovespa) (preferred B / BM&FBovespa)	R\$ 30,53	(3,7)	IEE	26.250	(8,8)
ELP (ADS / Nyse)	US\$ 13,14	(14,4)	Dow Jones	16.577	26,5
XCOP (preferencial B / Latibex) (preferred B / Latibex)	€ 9,50	(18,2)	Latibex	2.076	(20,0)

Resultado

No quarto trimestre de 2013, a COPEL obteve lucro líquido de R\$ 178,2 milhões. A receita atingiu R\$ 2.444,0 milhões no período e o LAJIDA (Lucro Antes de Juros, Depreciação e Amortização) foi de R\$ 262,3 milhões.

Efeitos de CVA

Caso os ativos e passivos regulatórios fossem contabilizados, o efeito bruto do movimento da Conta de Compensação da "Parcela A" (CVA) sobre o LAJIDA da COPEL Distribuição seria positivo em R\$ 297,7 milhões no 4T13 (ante R\$ 40,2 milhões positivo no 4T12). Para mais detalhes, consulte a Nota Explicativa 37 de nossas Demonstrações Financeiras Padronizadas (DFPs).

Recursos da CDE

O governo brasileiro emitiu o Decreto nº 7.945/2013 o qual prevê o repasse de recursos da CDE às concessionárias de distribuição para cobrir os custos decorrentes: (a) da exposição no mercado de curto prazo, limitado ao montante não atendido pela alocação de quotas; (b) do risco hidrológico das quotas; (c) do Encargo de Serviços do Sistema - ESS (despacho de usinas térmicas por segurança energética); (d) do resultado positivo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA nos processos tarifários realizados nos doze meses subsequentes à data de 8 de março de 2013. Os valores aportados pela CDE foram reconhecidos como ressarcimento de custos de energia e encargos de uso da rede, conforme detalhado nas Notas Explicativas 31.1 e 31.2 das nossas DFPs.

Ao longo de 2013, a Companhia recebeu R\$ 827,4 milhões em recursos da CDE, sendo (a) R\$ 294,1 milhões referentes à compensação de custos com energia, (b) R\$ 319,6 milhões referentes à compensação de custos com encargos, e (c) R\$ 213,7 milhões para a cobertura dos descontos incidentes sobre as tarifas, conforme previsto pela Decreto nº 7.891/2013.

Programa de Investimentos

Em 2014, a COPEL pretende realizar investimentos no montante de R\$ 2,6 bilhões, sendo que metade dos investimentos programados destina-se às obras de geração e transmissão de energia elétrica, incluindo a construção dos sete parques eólicos recentemente adquiridos e a participação em oito empreendimentos de transmissão (SPEs) já em andamento.

No segmento de Distribuição, estão planejados investimentos de R\$ 896 milhões em execução de obras de melhoria, modernização, ampliação e reforço do sistema de distribuição de energia elétrica no Paraná.

Os valores aprovados pelo Conselho de Administração da COPEL não contemplam eventuais aquisições ou novas obras que venham a ser conquistadas em leilões promovidos pela ANEEL, nem outros investimentos a serem realizados pelas empresas coligadas e controladas.

Results

In the fourth of 2013, COPEL posted net income of R\$ 178.2 million. Revenue totaled R\$ 2,444.0 million in the period and EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization) stood at R\$ 262.3 million.

CVA Effects

If the regulatory assets and liabilities were recognized, the gross effect of changes to the Account for Compensation of Portion A (CVA) on COPEL Distribuição's EBITDA would be a positive R\$ 297.7 million in 4Q13 (versus a positive R\$ 40.2 million in 4Q12). Please refer to Note 37 to our Standardized Financial Statements (DFPs) for further information.

CDE funds

The Brazilian government issued Decree 7945/2013, which prescribes the transfer of CDE funds to distribution concessionaires to cover costs arising from: (a) exposure to the short-term market, limited to the amount not covered by the allocation of quotas; (b) the hydrological risk of the quotas; (c) System Service Charges – ESS (dispatch of thermal power plants for energy security); (d) the positive result from the account for compensation of Portion A – CVAs in the tariff processes in the twelve months subsequent to March 8, 2013. The amounts contributed by CDE were recognized as compensation of electricity costs and charges for the use of the main transmission grid, as detailed in notes 31.1 and 31.2 of our Standardized Financial Statements (DFPs).

In 2013, the Company received R\$ 827.4 million in funds from CDE, (a) R\$ 294.1 million related to compensation of electricity costs, (b) R\$ 319.6 million to compensation of costs with charges, and (c) R\$ 213.7 million to cover tariff discounts, as set forth by Decree 7891/2013.

Investment Program

In 2014, COPEL intends to invest R\$ 2.6 billion, half of which in energy generation and transmission works, including the construction of the seven recently acquired wind farms and an interest in eight transmissions projects (SPCs) already in progress.

In the Distribution segment, we are planning to invest R\$ 896 million in works for the improvement, modernization, expansion and reinforcement of the electricity distribution system in Paraná State.

The amounts approved by COPEL's Board of Directors do not include any eventual acquisitions or new works that may be acquired at ANEEL auctions, or other investments to be made by the investees and subsidiaries.

Parques Eólicos

O Conselho de Administração aprovou, na 143ª Reunião Ordinária em 11 de dezembro de 2013, a aquisição, por R\$ 160 milhões, da carteira de projetos eólicos da Galvão Energia e Participações S.A., totalizando o equivalente a 553 MW, incluindo a participação de 50,1% na São Bento Energia (94 MW) – em fase operacional - e no projeto Complexo Eólico Cutia (129 MW), empreendimentos nos quais a COPEL já possui participação de 49,9%. Ver mais detalhes na página 9.

UTE Araucária – Contrato de Locação

Em 31 de janeiro de 2014, o contrato de locação da UTE Araucária, firmado entre a UEG Araucária e a PETROBRAS, expirou e não foi renovado. Com isso, desde o dia 1º de fevereiro de 2014, a operação da Usina voltou a estar sob responsabilidade da UEGA, empresa controlada pela COPEL, que possui 80% do seu capital social (os 20% restantes pertencem a PETROBRAS).

A UTE Araucária não possui contrato de disponibilidade e opera sob a modalidade “merchant”, no qual a receita depende da operação da usina. O custo variável unitário (CVU) da Usina é de R\$ 695,81/MWh, conforme aprovado pelo Despacho Aneel nº 476 de 27 de fevereiro de 2014.

Captação de R\$ 1 bilhão

No dia 26 de dezembro de 2013, o BNDES disponibilizou à COPEL o montante de R\$ 856,9 milhões, nos termos da Resolução BACEN nº 2.827, que serão destinados à construção da UHE Colíder (R\$ 839,3 milhões) e da SE Cerquillo III (R\$ 17,6 milhões). O contrato de financiamento prevê o pagamento em 16 anos, a partir de novembro de 2015, com remuneração equivalente à taxa de juros de longo prazo (TJLP) somada à taxa de 1,49% ao ano.

Adicionalmente, nos termos da instrução CVM nº 476, as sete subsidiárias da COPEL Renováveis (Nova Asa Branca I, II, III e Eurus IV, Santa Maria, Santa Helena e Ventos de Santo Uriel) emitiram um total de R\$ 150 milhões em notas promissórias para apoiar os investimentos necessários a seus projetos eólicos no Rio Grande do Norte, com 183,6 MW de capacidade instalada. A remuneração será equivalente ao Certificado de Depósito Interbancário (CDI) mais uma taxa de 0,9% ao ano. O vencimento ocorre em 24 de junho.

Alterações nas Diretorias da COPEL

Em 12 de março de 2014, o Sr. Antônio Sergio de Souza Guetter tomou posse como Diretor de Finanças e de Relações com Investidores da COPEL. O Sr. Guetter é Engenheiro civil, graduado pela Universidade Federal do Paraná, e exercia o cargo de Diretor Presidente da COPEL Renováveis S.A. Funcionário de carreira da COPEL, tem MBA Executivo em Finanças (pelo ISPG) e Administração (pela PUC/ISAD). Entre 2011 e 2013, atuava na Fundação Copel de Previdência e Assistência Social, entidade na qual exerceu as funções de Diretor Presidente e Diretor de Administração e Segurança. Na mesma data, o Sr. Luiz Antônio Leprevost tomou posse como Diretor Presidente da COPEL Renováveis. Advogado, o Sr.

Wind Farms

The 143th Board of Directors' Meeting held on December 11, 2013 approved the acquisition, for R\$ 160 million, of Galvão Energia e Participações S.A.'s wind farm portfolio, totaling 553 MW, including a 50.1% interest in São Bento Energia (94 MW) – in the operational stage – and the Cutia Wind Farm Complex (129 MW), projects in which COPEL already has a 49.9% interest. For further details, please see page 9.

Araucária Thermal Power Plant – Lease Agreement

On January 31, 2014, the lease agreement for the Araucária Thermal Power Plant, entered into between UEG Araucária and PETROBRAS expired and was not renewed. As a result, since February 1, 2014, the plant's operation has been under the responsibility of UEGA, a subsidiary of COPEL, which retains 80% of its capital (the remaining 20% is held by PETROBRAS).

The Araucária Thermal Power Plant does not have an availability agreement and operates under the merchant model, in which revenue depends on the plant's operation. The plant's unit variable cost is R\$ 695.81/MWh, as approved by Aneel Order 476, of February 27, 2014.

R\$ 1 Billion Funding

On December 26, 2013, the BNDES made R\$ 856.9 million available to COPEL GeT, pursuant to BACEN Resolution 2827, which will be allocated to the construction of the Colíder HPP (R\$ 839.3 million) and the Cerquillo III Substation (R\$ 17.6 million) The loan is at the long-term interest rate (TJLP) plus 1.49% p.y. and amortization is over 16 years as of November 2015.

Also, pursuant to CVM Instruction 476, COPEL Renováveis' seven subsidiaries (Nova Asa Branca I, II, III and Eurus IV, Santa Maria, Santa Helena and Ventos de Santo Uriel) issued R\$ 150 million in promissory notes to support the necessary investments in its wind farms in Rio Grande do Norte, with an installed capacity of 183.6 MW. They will yield the Interbank Deposit Certificate (CDI) rate plus 0.9% p.a. and will mature on June 24.

Changes in the Board of Executive Officers' COPEL

On March 12, 2014, Mr. Antonio Sergio de Souza Guetter took over as Director of Finance and Investor Relations Officer of COPEL. Mr. Guetter is civil engineer, graduated from the Universidade Federal do Paraná and was the Chief Executive Officer of COPEL Renováveis S.A. He made his career at COPEL, has an Executive MBA in Finance (from ISPG) and in Administration (from PUC/ISAD). Between 2011 and 2013, worked at Fundação Copel de Previdência e Assistência Social, an social security entity linked to COPEL, where he was Chief Executive Officer and Chief Administration and Security Officer.

On the same date, Mr. Luiz Antonio Leprevost took over as Chief Executive Officer of the COPEL Renováveis. Lawyer, Mr.

Leprevost atuava como Diretor Adjunto da mesma Companhia. Já em 10 de fevereiro de 2014, o Sr. Sergio Luiz Lamy assumiu como o novo Diretor Presidente da COPEL Geração e Transmissão (GeT). Engenheiro electricista de carreira da COPEL, o Sr. Lamy também foi superintendente do Consórcio Cruzeiro do Sul, responsável pela implantação da UHE Mauá.

Leilão de Transmissão

Em 14 de novembro de 2013, a COPEL (50,1%), em parceria com Furnas (49,9%), participou do Leilão de Transmissão ANEEL 07/2013 e arrematou o Lote A, composto por 3 linhas de transmissão (500 kV) que totalizam 847 km e 3 subestações a serem construídas nos estados do Paraná e São Paulo. As instalações de transmissão, quando em operação, proporcionarão uma RAP total de R\$ 174,4 milhões. O prazo para entrada em operação comercial das linhas é de 42 meses a partir da data de assinatura do contrato.

Adicionalmente, a COPEL conquistou o direito de construir e operar o Lote F, composto por 33 km de linhas de transmissão (230 kV) e 1 subestação (300 MVA) no estado do Paraná. O empreendimento terá RAP de R\$ 6,7 milhões e deve entrar em operação até julho de 2016. Ver detalhes na página 10.

Leilão ANP

Em 28 de novembro de 2013, na 12ª Rodada de Licitações da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 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, desenvolver e produzir petróleo e gás natural em quatro blocos localizados na região centro-sul do Estado do Paraná. O investimento total do consórcio será de cerca de R\$ 100 milhões na primeira fase da exploração, com previsão de duração de seis anos. Ver detalhes na página 17.

Índice de Sustentabilidade da BM&FBovespa – ISE

As ações da COPEL continuam, em 2014, integrando a carteira formada por papéis das empresas brasileiras sustentáveis e socialmente responsáveis da Bolsa de Valores de São Paulo – BM&FBovespa, resultado da permanente preocupação da Companhia com a sustentabilidade de seus negócios. A nona carteira do ISE é composta por 51 ações de 40 empresas de 18 diferentes setores, cujo valor de mercado ultrapassa a marca de R\$ 1,1 trilhão, equivalente a metade do valor de mercado das companhias com ações listadas na BM&FBovespa.

Andamento das Obras da UHE Baixo Iguaçu

As obras de implantação da UHE Baixo Iguaçu iniciaram em julho de 2013 e as atividades seguem o cronograma, com destaque para escavações do circuito de geração, na casa de força e na área de montagem, onde também ocorrem os recortes para fundações. A previsão é de que a UHE comece a gerar energia comercialmente em 2016. Ver mais detalhes na página 8.

Leprevost served as Deputy Director of the same company. As early as February 10, 2014, Mr. Sergio Luiz Lamy took over as the new Chief Executive Officer of COPEL GeT. Electrical engineer career within the Company, Mr. Lamy also as superintendent of the Consórcio Cruzeiro do Sul, responsible for Mauá HPP construction.

Transmission Auction

On November 14, 2013, COPEL (50.1%), in partnership with Furnas (49.9%), participated in ANEEL Transmission Auction 07/2013 and won Lot A, composed of three transmission lines (500 kV), totaling 847 km and three substations to be built in the States of Paraná and São Paulo. When the transmission facilities begin operations, they will generate total APR of R\$ 174.4 million. The term for the start-up of the lines is 42 months as of the agreement execution date.

COPEL GeT also won the right to build and operate Lot F, comprising 33 km of transmission lines (230kV) and one substation (300 MVA) in Paraná State. The project will have APR of R\$ 6.7 million and start-up is scheduled by July 2016. For further details, please refer to page 10.

ANP Auction

On November 28, 2013, in the 12th round of Bids of the National Petroleum Agency (ANP), the consortium formed by COPEL (30%), Bayar Participações (30%), Tucumann Engenharia (10%) and Petra Energia (30%) (the latter acting as operator) won the right to explore, develop and produce oil and natural gas in four blocks in the midwestern region of Paraná State. The consortium's total investment will come to R\$ 100 million in the first phase of exploration, with an estimated duration of six years. For further details, please refer to page 17.

ISE - BM&FBovespa's Corporate Sustainability Index

In 2014, COPEL's shares have remained in the São Paulo Stock Exchange – BM&FBovespa's portfolio of securities of sustainable and socially responsible Brazilian companies thanks to the Company's constant concern about the sustainability of its business. The ninth ISE portfolio comprises 51 shares of 40 companies from 18 different sectors, whose market cap exceeds R\$ 1.1 trillion, equivalent to half of the market cap of the companies listed on the BM&FBovespa.

Progress of Baixo Iguaçu HPP Works

The Baixo Iguaçu HPP works began in July 2013 and are moving ahead on schedule, with excavation of the generation circuit, powerhouse and assembly area, where we are also working on the foundations. Start-up is scheduled for 2016. For further details, please see page 8.

Andamento das Obras da UHE Colíder

Por conta da estação de chuvas, que dificulta a terraplenagem, os trabalhos estão concentrados nos serviços relacionados às estruturas de concreto e ao circuito de geração. Adicionalmente, estão em andamento a montagem eletromecânica de componentes da casa de força. Com capacidade instalada de 300 MW, a previsão é de que a usina comece a gerar energia em 2015. Ver mais detalhes na página 7.

Andamento das Obras da SE Cerquilha

As obras civis e a montagem dos equipamentos na Subestação Cerquilha estão em fase de conclusão. Os equipamentos de pátio estão montados e já passaram por comissionamento (testes que antecedem a operação). Os cabos de controle foram lançados e conectados aos painéis de controle e aos equipamentos externos. Com investimento de R\$ 44 milhões, a SE Cerquilha (230 kV) tem previsão para entrada em operação em abril de 2014. Ver mais detalhes na página 10.

SPE Costa Oeste

As instalações da linha de Transmissão Umuarama Sul – Cascavel Oeste (230 kV) seguem o cronograma, sendo que as torres estão em fase de montagem e mais de 80% das fundações estão prontas. A casa de comando da subestação Umuarama Sul (230 kV) está em construção, assim como a base e a parede corta-fogo para os bancos de transformadores e as fundações para os pórticos e outros equipamentos. Com investimento de R\$ 72 milhões, a linha de transmissão deve entrar em operação em maio deste ano. Ver mais detalhes na página 10.

Prêmio Líderes do Brasil

Em dezembro de 2013, a COPEL recebeu o prêmio Líderes do Brasil, promovido pelo LIDE - Grupo de Líderes Empresariais. A entrega foi no Palácio dos Bandeirantes, sede do governo paulista. O Líderes do Brasil premia todo ano homenageados de 23 categorias dos setores público e privado. A COPEL recebeu o prêmio de Líder em Energia, ao lado das empresas Cemig e AES Eletropaulo.

Venda de Energia

O fornecimento de energia elétrica da COPEL, composto pelas vendas no mercado cativo da COPEL Distribuição e as vendas no mercado livre da COPEL GeT, registrou expansão de 9,6% entre janeiro e dezembro. O mercado cativo apresentou uma queda de 1,4% e foi responsável pelo consumo de 22.248 GWh, enquanto que o mercado livre da COPEL GeT elevou-se 190,8%, consumindo 4.082 GWh no período.

No mercado cativo, a classe residencial apresentou um crescimento de 5,0%, a comercial 0,5% e a rural 2,8%, enquanto que a classe industrial caiu 10,8% em função da migração de consumidores para o mercado livre. Os gráficos a seguir apresentam o consumo mensal de energia elétrica faturado pela COPEL Distribuição no período de 2011 a 2013:

Progress of Colíder HPP Works

Due to the rainy season, which hinders earthworks, the works are concentrated in the services related to the concrete structures and the generation circuit. The electromechanical assembly of powerhouse components is also in progress. With an installed capacity of 300 MW, start-up is scheduled for 2015. For further details, please see page 7.

Progress of Cerquilha Substation Works

The construction works and the assembly of equipment at the Cerquilha Substation are at their final stage. The yard equipment has been assembled and commissioned (submitted to pre-operational tests). The control cables were launched and connected to the control panels and the external equipment. With investments of R\$ 44 million, the Cerquilha Substation (230 kV) is scheduled to begin operations in April 2014. For further details, please see page 10.

Costa Oeste SPC

The 230 kV Umuarama Sul – Cascavel Oeste transmission line works are on schedule, the towers are being assembled and more than 80% of the foundations are ready. The 230 kV Umuarama Sul substation control room is being built, along with the base and the firewall for transformer banks and the foundations for the porticos and other equipment. With investments of R\$ 72 million, the transmission line should begin operations in May 2014. For further details, please see page 10.

Líderes do Brasil (Brazil Leaders) Award

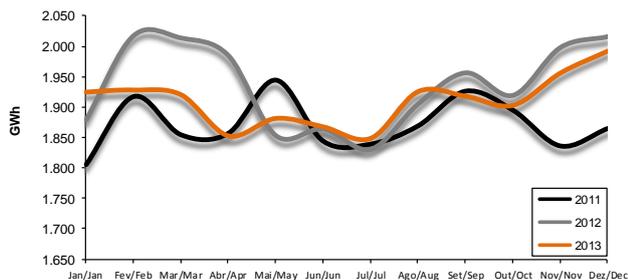
In December 2013, COPEL received the Brazil Leaders award, promoted by LIDE - Grupo de Líderes Empresariais (Group of Business Leaders). The award was delivered at Palácio dos Bandeirantes, where the São Paulo state government is based. Every year, Brazil Leaders awards public and private companies from 23 categories. COPEL received the Leader in Energy award, jointly with Cemig and AES Eletropaulo.

Electricity Sales

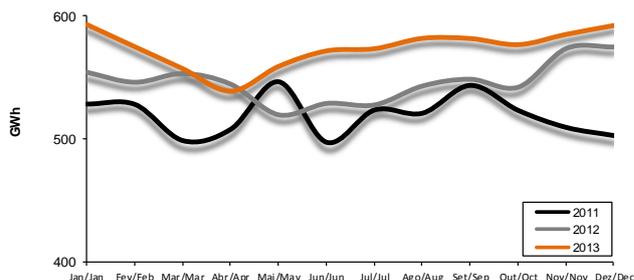
COPEL's electricity sales to final customers, comprising COPEL Distribuição's sales in the captive market and COPEL GeT sales in the free market, increased by 9.6% between January and December. The captive market moved down by 1.4%, consuming 22,248 GWh, while COPEL GeT free market grew by 190.8%, consuming 4,082 GWh in the same period.

In the captive market, the residential segment grew 5.0%, the commercial 0.5% and the rural 2.8%, while the industrial segment fell 10.8% due the migration of costumers to the free market. The following charts show the monthly power consumption billed by COPEL Distribuição from 2011 to 2013:

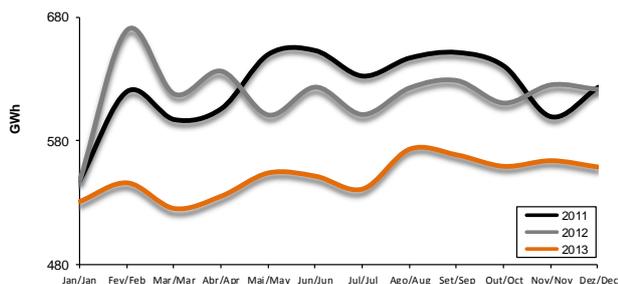
Consumo Total / Total Consumption



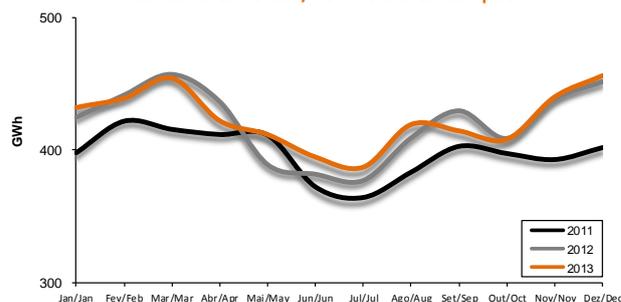
Consumo Residencial / Residential Consumption



Consumo Industrial / Industrial Consumption



Consumo Comercial / Commercial Consumption



Recursos Humanos / Human Resources

O quadro de pessoal da COPEL encerrou o quarto trimestre de 2013 com 8.647 empregados, distribuídos da seguinte forma entre as subsidiárias integrais da Companhia:

COPEL Holding: 136
 COPEL GeT: 1.702
 COPEL Distribuição: 6.375
 COPEL Telecomunicações: 434

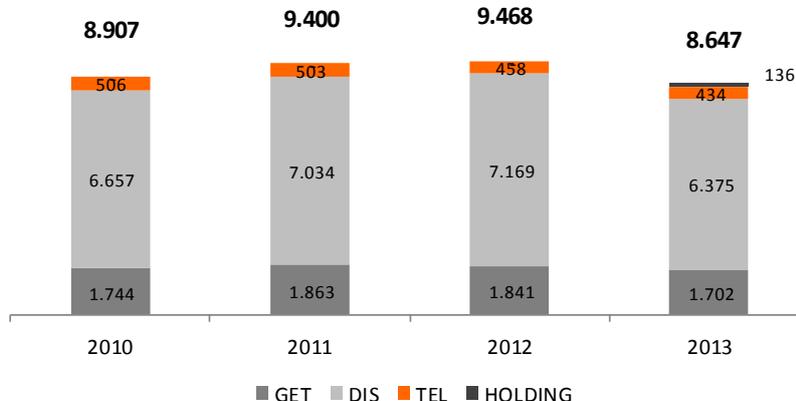
COPEL's workforce had 8,647 employees by the end of fourth quarter 2013, distributed among the Company's whollyowned subsidiaries as follows:

COPEL Holding: 136
 COPEL GeT: 1,702
 COPEL Distribuição: 6,375
 COPEL Telecomunicações: 434

Em 2013 o quadro de pessoal da COPEL apresentou uma redução de 9% em comparação ao ano anterior devido ao Programa de Desligamento Voluntário.

In 2013, COPEL's headcount fell by 9% over the previous year due the Voluntary Redundancy Program.

Quadro de Pessoal
Headcount



Ao final de dezembro de 2013 a COPEL Distribuição contava com 4.181.493 consumidores, cuja relação com o seu quadro de empregados é de 656 consumidores por empregado.

A Compagas, a Elejor e a UEG Araucária, empresas consolidadas com a COPEL, contavam com 152, 7 e 9 empregados, respectivamente.

At the end of December 2013, COPEL Distribuição had 4,181,493 customers, representing a customer-to-employee ratio of 656.

Compagas, Elejor and UEG Araucária, companies in which COPEL holds a majority interest, had 152, 7 and 9 employees, respectively.

Geração/ Generation

Em Operação

A seguir são apresentadas as principais informações do parque gerador da COPEL GeT e a energia produzida entre janeiro e dezembro de 2013.

In Operation

The chart following presents the main information on the power plants of COPEL GeT and the electricity they produced between January and December 2013.

Usinas / Power Plants	Capacidade Instalada / Installed Capacity (MW)	Garantia Física / Assured Power (MW médio / Average MW)	Geração / Generation (GWh)	Vencimento da Concessão / Concession Expires
Hidrelétricas / Hydroelectric Power Plants	4.733,6	2.057,8	24.345,3	-
Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia)	1.676,0	576,0	6.304,8	23.05.2023
Gov. Ney Aminthas de B. Braga (Segredo)	1.260,0	603,0	7.278,3	15.11.2029
Gov. José Richa (Salto Caxias)	1.240,0	605,0	7.784,4	04.05.2030
Gov. Pedro V. Parigot de Souza (Capivari-Cachoeira)	260,0	109,0	1.270,6	07.07.2015
Mauá ⁽¹⁾	185,0	100,0	1.221,2	03.07.2042
Guaricana	36,0	16,1	70,4	16.08.2026
Cavernoso II	19,0	10,6	51,7	27.02.2046
Chaminé	18,0	11,6	127,7	16.06.2026
Apucarantina	10,0	6,7	53,7	12.10.2025
Mourão	8,2	5,3	57,8	07.07.2015
Derivação do Rio Jordão	6,5	5,9	50,2	15.11.2029
Marumbi	4,8	2,4	22,0	⁽²⁾
São Jorge	2,3	1,5	15,9	03.12.2024
Chopim I	2,0	1,5	8,7	07.07.2015
Rio dos Patos	1,7	1,0	10,7	14.02.2014
Cavernoso	1,3	1,0	5,5	07.01.2031
Melissa	1,0	0,6	5,8	⁽³⁾
Salto do Vau	0,9	0,6	5,3	⁽³⁾
Pitangui	0,9	0,1	0,7	⁽³⁾
Termelétrica / Thermal Power Plant	20,0	10,3	71,1	-
Figueira	20,0	10,3	71,1	26.03.2019
Eólica / Wind Energy Plants	2,5	0,5	4,0	-
Eólica de Palmas ⁽⁴⁾	2,5	0,5	4,0	28.09.2029
TOTAL	4.756,1	2.068,6	24.420,4	

(1) Corresponde a parcela da Copel (51% do empreendimento, de 363 MW) / Referred to COPEL's participation (51% of power plant capacity of 363 MW).

(2) Em homologação na ANEEL / Submitted to ANEEL for ratification.

(3) Usinas com capacidade inferior a 1 MW possuem apenas registro na ANEEL / Power plants with capacity below 1 MW are only required to be registered at ANEEL.

(4) Geração média da eólica / Average wind plant generation.

Em Construção

A COPEL GeT está construindo duas usinas hidrelétricas que irão adicionar um total de 405 MW em capacidade instalada ao seu parque gerador, conforme descrito a seguir.

Usina Hidrelétrica Colíder

No Leilão de Energia Nova nº 03/2010 ANEEL, realizado no dia 30 de julho de 2010, a COPEL GeT S.A.

Under Construction

COPEL GeT is building two hydroelectric power plants that will add 405 MW to its total installed capacity, as shown next.

Colider Hydroelectric Power Plant

In ANEEL New Energy Auction 03/2010, held on July 30, 2010, COPEL GeT S.A. won the concession for the

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 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\$ 1,6 bilhão e o início da operação comercial está previsto para 2015. 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.

Em outubro de 2013, foi concluído o desvio do rio Teles Pires, etapa necessária para a conclusão da construção da barragem (prevista para novembro de 2014). Por conta da estação de chuvas, que dificulta a terraplenagem, estão em execução, prioritariamente, os serviços relacionados às estruturas de concreto e ao circuito de geração. Adicionalmente, estão em andamento a montagem eletromecânica de componentes da casa de força. A entrada em operação comercial está prevista para 2015.

Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu

Em 19 de junho, o Conselho de Administração da COPEL aprovou a participação da COPEL GeT na UHE Baixo Iguaçu, sob forma de consórcio, sem pagamento de prêmio pela oportunidade de negócio. Com o acordo firmado, a Companhia passa a deter 30% de participação no empreendimento.

A hidrelétrica terá potência instalada de 350 MW, garantia física de 172,8 MW médios e será construída 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.

Os trabalhos no canteiro de obras foram iniciados em julho de 2013. Estão em andamento as escavações do circuito de geração, na casa de força e na área de montagem, onde também ocorrem os recortes para fundações. Com investimento total estimado de R\$ 1,6 bilhão, a entrada em operação do empreendimento está prevista para abril de 2016.

Participação em Empreendimentos de Geração

A COPEL também possui participação no capital de empreendimentos de geração de energia elétrica, conforme apresentado a seguir:

Usinas / Power Plants	Capacidade Instalada / Installed Capacity (MW)	Garantia Física / Assured Power (MW médio / Average MW)	Participação da Copel / Copel's Stake (%)	Vencimento da Concessão / Concession Expires
UTE / TPP Araucária (UEG Araucária)	484,1	365,2	80,0	2029
UHE / HPP Santa Clara (Elejor)	123,4	72,4	70,0	2036
UHE / HPP Fundão (Elejor)	122,5	67,9	70,0	2036
UHE / HPP Dona Francisca (DFESA)	125,0	78,0	23,0	2033
PCH / SHP Júlio de Mesquita Filho (Foz do Chopim)	29,1	20,4	35,8	2030
UHE / HPP Lajeado (Investco S.A.)	902,5	526,6	0,8	2033

implementation and operation of the Colider HPP for 35 years. On January 17, 2011, the federal government and COPEL GeT entered into 01/2011-MME-UHE Colider Concession Agreement involving the use of public assets for electricity generation.

The plant will have an installed capacity of 300 MW and assured energy of 179.6 average-MW and is being implemented on the Teles Pires River, in Mato Grosso State. Investments totaled R\$ 1.6 billion and start-up is scheduled in 2015. 125 average-MW were traded at R\$ 103.40/MWh on the base date of August 1, 2010, restated by the IPCA consumer price index. The sold energy will be supplied for 30 years as of January 2015 and the remaining energy will be available for sale.

In October 2013, we concluded the diversion of the Teles Pires River, which was necessary for the completion of the construction of the dam, scheduled for November 2014. Due to the rainy season, which hinders earthworks, we are prioritizing the services related to the concrete structures and the generation circuit. The electromechanical assembly of powerhouse components is also in progress. Start-up is scheduled for 2015.

Baixo Iguaçu Hydroelectric Power Plant

On June 19, COPEL's Board of Directors approved the participation of COPEL GeT in the Baixo Iguaçu HPP through a consortium, without the payment of a premium for the business opportunity. Pursuant to the agreement, the company own a 30% interest in the project.

The hydroelectric power plant will have an installed capacity of 350 MW and assured energy of 172.8 average-MW and will be built on the Iguaçu River, between the municipalities of Capanema and Capitão Leônidas Marques, in Southwest Paraná. Part of the energy that will be produced (121 average-MW) was sold in the 7th New Energy Auction, held on September 30, 2008, at R\$ 98.98/MWh.

Construction works began in July in 2013. We are currently excavating the generation circuit, the powerhouse and the assembly area, where we are also working on the foundations. With total investments estimated at R\$ 1.6 billion, start-up is scheduled for April 2016.

Corporate Partnership in Generation Projects

COPEL also holds equity interests in other power generation projects, as shown next:

Complexo Eólico da COPEL

Em 1º de agosto de 2013 a COPEL finalizou o processo de aquisição de sete parques eólicos (183,6 MW) localizados no Rio Grande do Norte pertencentes à Salus Fundo de Investimento em Participações. Toda a energia a ser produzida foi comercializada por meio de contratos de 20 anos. As obras civis do complexo eólico da COPEL já foram iniciadas. Com investimento de R\$ 1,0 bilhão, a entrada em operação comercial dos parques está prevista para o início de 2015.

Adicionalmente, em 11 de dezembro de 2013, foi aprovada, na 143ª Reunião Ordinária do Conselho de Administração, a aquisição da participação de 50,1% na São Bento Energia (94 MW), empreendimento no qual a COPEL já possuía participação de 49,9%.

Os parques Farol (20 MW), Olho d'Água (30 MW), São Bento do Norte (30 MW) e Boa Vista (14 MW) estão concluídos e aptos a operar desde 1º de setembro, porém, a operação comercial depende da conclusão das instalações de transmissão, obras que não são de responsabilidade da São Bento Energia e que só devem ser concluídas no início de 2015. Nesse período, os empreendimentos serão remunerados pela receita fixa prevista em seus respectivos contratos, que atualmente é de cerca de R\$ 63,5 milhões.

A tabela a seguir apresenta os empreendimentos eólicos da COPEL:

COPEL's Wind Farm Complex

On August 1, 2013, COPEL concluded the acquisition of seven wind farms (183.6 MW) in Rio Grande do Norte State belonging to Salus Fundo de Investimento em Participações. All the energy that will be produced was sold through 20-year contracts. Construction works have begun at COPEL's wind farm complex. With investments of R\$ 1.0 billion, start-up is scheduled for the beginning of 2015.

On December 11, 2013, the 143th Board of Directors' Meeting approved the acquisition of 50.1% of São Bento Energia (94 MW), in which COPEL already had a 49.9% interest.

The Farol (20 MW), Olho d'Água (30 MW), São Bento do Norte (30 MW) and Boa Vista (14 MW) wind farms have been concluded and are fully equipped to begin operations as of September 1; however, start-up depends on the completion of transmission facilities, whose works are not under the responsibility of São Bento Energia and are scheduled to be finalized at the beginning of 2015. In this period, the projects will earn the fixed revenue provided for in their respective agreements, which currently totals R\$ 63.5 million.

The following table presents COPEL's wind farms:

Parque Eólico / Wind Farm	Garantia Física / Assured Power (Mwmed / Average MW)	Potência / Installed Capacity (MW)	Preço / Price ¹	Início de Suprimento / Start up	CAPEX (R\$ milhões / million)	Valor do Prêmio / Premium Value (R\$ milhões / million)	Localização do parque / Wind farm location	Vencimento da Autorização / Expiration of the Authorization
2º LFA 2010²	98,5	202,0	134,98		782,3	340,6		
Boa Vista ^{3,4}	6,3	14,0	137,99	Set- Sep/2013	382,4	123,5	São Bento do Norte	26/04/2046
Olho d'Água ^{3,4}	15,3	30,0	133,97				São Bento do Norte	21/05/2046
São Bento do Norte ^{3,4}	14,6	30,0	133,97				São Bento do Norte	18/05/2046
Farol ^{3,4}	10,1	20,0	133,97				São Bento do Norte	19/04/2046
Nova Eurus IV	13,7	27,0	135,40				Touros	27/04/2046
Nova Asa Branca I	13,2	27,0	135,40	Mar/15	399,9	217,1	S. Miguel Gostoso	25/04/2046
Nova Asa Branca II	12,8	27,0	135,40				Parazinho	31/05/2046
Nova Asa Branca III	12,5	27,0	135,40				Parazinho	31/05/2046
4º LER 2011⁵	40,7	75,6	101,81		286,6	68,9		
Santa Maria	15,7	29,7	101,98	Jul/14	286,6	68,9	João Câmara	08/05/2047
Santa Helena	16,0	29,7	101,98				João Câmara	04/04/2047
Ventos de Santo Uriel	9,0	16,2	101,19	Mar/15			João Câmara	09/04/2047
Total	139,2	277,6	125,28		1.068,9	409,5		

¹ Preço histórico. Valor Será atualizado pelo IPCA. / Historical price. Value will adjusted according to the IPCA inflation index.

² LFA - Leilão de Fontes Alternativas / Alternative Sources Auction.

³ A Anel atestou que as unidades geradoras dos parques atenderam aos requisitos para serem consideradas aptas a entrarem em operação a partir de 1º de setembro deste ano. No entanto, a operação comercial terá início após a conclusão das obras das instalações de transmissão destinada ao acesso à Rede Básica de responsabilidade do agente de distribuição/transmissão. Os empreendimentos serão remunerados pela receita fixa prevista em seus respectivos contratos. A efetivação da participação de 100,0% nas ações da São Bento Energia, Investimentos e Participações está condicionada as aprovações pela ANEEL pelo CADE e BNDES. / ANEEL attested that the generation units of the wind farms were fully equipped to begin operations on September 1, 2013. However, commercial operations will only begin after the conclusion of the installation of basic network access transmission facilities, whose works are under the responsibility of the distribution/transmission agent. The effectuation of the 100.0% interest in São Bento Energia, Investimentos e Participações is subject to approval by ANEEL, CADE (Brazil's antitrust authority) and the BNDES.

⁴ O valor do prêmio desses parques não considera os R\$ 14,0 milhões pagos em 2011, referentes à participação de 49,9%. / The premium value of these wind farms do not consider the R\$ 14.0 million paid in 2011, relative to the stake of 49.9%.

⁵ LER - Leilão de Energia de Reserva / Reserve Energy Auction

Geração / Generation	Quantidade / Quantity	Capacidade Instalada / Installed Capacity
Copel GeT		
Usinas em operação / Power plants in operation	21 (19 hidrelétricas, 1 termelétrica e 1 eólica) / 21 (19 hydro, 1 thermal and 1 wind power plant)	4.756 MW
Usinas em construção / Power plants under construction	2 hidrelétricas / 2 hydro	405 MW
Parques Eólicos / Wind Power Plant		
Parques eólicos em operação / Wind Power Plant in operation	4	94 MW
Parques eólicos em construção / Wind Power Plant under construction	7	184 MW
Participações / Corporate partnerships		
Usinas em operação / Power plants in operation	6 (5 hidrelétricas e 1 termelétrica) / 6 (5 hydro and 1 thermal)	606 MW

Transmissão / Transmission

Linhas e Subestações de Transmissão em Operação

A tabela a seguir apresenta os contratos de concessão de transmissão e o dimensionamento do parque de subestações e linhas de transmissão da COPEL:

Transmission Lines and Substations in Operation

The following table features of the transmission concession and COPEL's transmission substations and lines:

Contrato / Contract	Linha / Line	km	Subestação / Substation		Vencimento / Expiration	RAP / APR (R\$ milhões / million)
			Quantidade / Amount	MVA		
060/2001	Diversas	1.889	32	11.592	dez/42	126,4
075/2001	Bateias - Jaguariaiva	137	-	-	jul/31	15,3
006/2008	Bateias - Pilarzinho	32	-	-	mar/38	0,8
027/2009	Foz - Cascavel Oeste	116	-	-	nov/39	9,1
TOTAL		2.174	32	11.592		151,6

Empreendimentos de Transmissão em Construção

A COPEL 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 5.413 km de linhas de transmissão e 15 subestações e irão proporcionar uma RAP de R\$ 630,1 milhões (valores históricos) - R\$ 294,6 milhões referentes à participação da COPEL nos empreendimentos.

A participação da COPEL nos empreendimentos de transmissão está disponível na tabela a seguir:

Transmission Projects under Construction

COPEL is significantly expanding its participation in the transmission segment through its own investments and partnerships in various SPCs. Together, these developments amount to a total of 5,413 km of transmission lines and 15 substations and will provide an Annual Permitted Revenue of R\$ 630,1 million (historical values) – R\$ 294.6 million refers COPEL's stake.

COPEL's interest in the transmission projects is available in the table next:

SPE / Subsidiária SPC / Subsidiary	Leilão / Auction	Data de Assinatura do Contrato / Date of Signing of Contract	LT / TL	Local / State	km	SE / Substation	Participações / Partnerships	RAP / APR*	CAPEX **	Entrada em Operação / Start-up
COPEL GeT	001/2010	Out / Oct 2010	Araraquara II — Taubaté	SP	356	-	100% COPEL GeT	20,0	250,0	Dez / Dec 2014
COPEL GeT	001/2010	Out / Oct 2010	SE Cerquilho III	SP	-	1	100% COPEL GeT	3,3	44,0	Abr / Apr 2014
COPEL GeT	005/2012	Ago / Aug 2012	Londrina - Figueira e Foz do Chopim - Salto Osório	PR	98	-	100% COPEL GeT	4,2	37,0	Set / Sep 2014
COPEL GeT	007/2012	Fev / Feb 2013	Assis — Paraguaçu Paulista II SE Paraguaçu Paulista II	SP	37	1	100% COPEL GeT	5,9	57,8	Jan / 2015
COPEL GeT	007/2013	Jan / 2014	LT Bateias - Curitiba Norte	PR	33	1	100% COPEL GeT	6,7	69,0	Jul / 2016
Subtotal					524	3		40,1	457,8	
Costa Oeste	004/2011	Jan / 2012	Umuarama - Cascavel Oeste	PR	143	1	51% COPEL GeT 49% Eletrosul	8,9	75,0	Mai / May 2014
Transm. Sul Brasileira	006/2011	Mai / May 2012	Nova Sta Rita - Camaquã	RS, PR e SC	798	1	20% COPEL GeT 80% Eletrosul	49,4	520,0	Mai / May 2014
Caiuá	006/2011	Mai / May 2012	Cascavel Norte - Guaíra	PR	136	2	49% COPEL GeT 51% Elecnor	17,7	195,0	Mai / May 2014
Marumbi	006/2011	Mai / May 2012	Curitiba - Curitiba Leste	PR	28	1	80% COPEL GeT 20% Eletrosul	13,0	111,0	Dez / Dec 2014
Integração Maranhense	006/2011	Mai / May 2012	Açailândia - Miranda II	MA	365	-	49% COPEL GeT 51% Elecnor	26,6	360,0	Mai / May 2014
Matrinchã	002/2012	Mai / May 2012	Paranaíta - Ribeirãozinho	MT	1.005	3	49% COPEL GeT 51% State Grid	126,4	1.800,0	Mai / May 2015
Guaraciaba	002/2012	Mai / May 2012	Ribeirãozinho - Marimbondo	MT, GO e MG	600	1	49% COPEL GeT 51% State Grid	73,1	900,0	Jan / 2015
Paranaíba	007/2012	Mai / May 2013	Barreiras II - Pirapora II	BA, MG e GO	967	-	24,5% COPEL GeT 24,5% Furnas 51% State Grid	100,5	960,0	Mai / May 2016
Mata de Santa Genebra	007/2013	Mai / May 2014	Araraquara II - Bateias	SP e PR	847	3	50,1% COPEL GeT 49,9% Furnas	174,4	1.566,0	Mai / May 2017
Subtotal					4.889	12		590,0	6.487,0	
Total					5.413	15		630,1	6.944,8	

*Valores históricos (R\$ milhões) / Historical values (R\$ million).

**Valor de referência da ANEEL (R\$ milhões) / ANEEL reference value (R\$ million).

Distribuição / Distribution

Linhas de Distribuição

Na tabela a seguir são apresentadas as linhas de distribuição da COPEL:

Distribution Lines

The following table features information about COPEL's distribution lines:

Linhas de Distribuição / Distribution Lines	km
13,8 kV	100.279,8
34,5 kV	81.546,1
69 kV	968,5
138 kV	4.880,1
230 kV	68,3
TOTAL	187.742,8

Redes Compactas

A COPEL 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 dezembro de 2013, a extensão das redes compactas de distribuição instaladas era de 5.159 km.

Redes Secundárias Isoladas

A COPEL também está investindo em redes secundárias isoladas em baixa tensão (127/220V), as quais

Compact-Design Distribution Lines

COPEL has continued to implement compact-design distribution lines in urban areas with a high concentration of trees surrounding the distribution grids. This technology helps preserve the environment, as trees in the vicinity of power grids do not need to be cut down or trimmed, and improves the quality of power supply by reducing the number of unplanned outages.

The total length of compact-design distribution lines in operation on December 31, 2013 was 5,159 km.

Secondary Isolated Lines

COPEL has also invested in low-voltage (127/220 V)

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 dezembro de 2013, a extensão das redes de distribuição secundárias isoladas instaladas totalizava 10.545 km.

Subestações

A tabela a seguir apresenta o dimensionamento do parque de subestações de distribuição da COPEL, aberto por tensão:

Tensão / Voltage	Subestações / Substations	MVA
34,5 kV	231	1.480,2
69 kV	36	2.395,9
88 kV ¹	-	5,0
138 kV	94	6.223,6
TOTAL	361	10.104,7

¹Não automatizada. / Not automated.

Qualidade de Fornecimento

Os dois principais indicadores da qualidade do fornecimento de energia elétrica são o DEC e o FEC. O desempenho desses indicadores e do tempo de espera é mostrada no quadro a seguir:

Jan-Set/Sep	DEC ¹ (horas / hours)	FEC ² (interrupções / outages)	Tempo de espera (horas) / Waiting time (hours)
2009	12,91	11,04	01:48
2010	11,46	9,46	01:39
2011	10,64	8,26	01:40
2012	10,25	7,84	01:51
2013	11,62	8,06	02:08

¹ DEC medido em horas e centesimal de horas /

DEC measured in hours and hundredths of an hour

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

FEC expressed in number of interruptions and hundredths of a number of interruptions year to date

Principais Indicadores

Número de municípios atendidos: 395*

Número de localidades atendidas: 1.113

*392 com atendimento integral e 3 parcialmente atendidos nas áreas rurais.

secondary isolated lines, which offer such significant advantages over regular overhead lines as: improvement in DEC and FEC distribution performance indicators, defense against illegal connections, improved environmental conditions, reduced tree areas subject to trimming, improved safety, reduced voltage drops throughout the grid, and increased transformer useful life due to the reduction of short-circuits, among other advantages.

The total length of installed secondary isolated lines was 10,545 km by the end of December 2013.

Substations

The main features of COPEL's distribution substations are shown following, broken down by voltage level:

Quality of Supply

The two main indicators of power supply quality are DEC and FEC. The trends for these indicators, as well as for average waiting times, are shown next:

Main Features

*Number of municipalities: 395**

Number of localities served: 1,113

** 392 full service and 3 partial service in rural areas.*

Telecomunicações / Telecommunications

Em dezembro, os principais indicadores físicos da COPEL na área de telecomunicações, eram os seguintes:

- Cabos ópticos instalados no anel principal: 9.490 km
- Cabos ópticos autossustentados: 15.381 km

Número de cidades atendidas:

Estado do Paraná: 399

Estado de Santa Catarina: 2

Número de clientes: 8.270

In December, the main physical indicators of COPEL's telecommunications unit were:

- Total length of fiber optic cables within the main ring: 9,490 km*
- Total length of self-sustained fiber optic cables: 15,381 km*

Number of cities served:

Paraná State: 399

Santa Catarina State: 2

Number of customers: 8,270

Rede de Fibra Óptica da COPEL Telecomunicações / COPEL Telecomunicações Fiber Optic Network
Mapa do Estado do Paraná / Map of the State of Paraná



Participações em Operação / Corporate Partnerships in Operation

Setor de Energia Elétrica

A COPEL tem participação em seis empreendimentos de geração de energia elétrica em fase operacional com capacidade instalada total de 1.786,6 MW, conforme demonstrado a seguir:

Power Sector

COPEL holds interests in six operating power generation projects fully operational with a total installed capacity of 1,786.6 MW, as shown next:

Empreendimento / Company	Capacidade Instalada / Installed Capacity (MW)	Sócios / Partners	PPA assinado com / PPA signed with
UEG Araucária - UTE / TPP Araucária	484,1	COPEL - 20% COPEL GeT - 60% Petrobras - 20%	*
Elejor - UHE / HPP Santa Clara - UHE / HPP Fundão	123,4 122,5	COPEL - 70% Paineira Participações - 30%	COPEL Distribuição Consumidores Livres / Free Customers
DFESA - UHE / HPP Dona Francisca	125,0	COPEL - 23,03% Gerdau - 51,82% Celesc - 23,03% Desenvix - 2,12%	COPEL GeT
Foz do Chopim - PCH / SHP Julio de M. Filho	29,1	COPEL - 35,77% Silea Participações - 64,23%	Consumidores livres / Free customers
Lajeado (Investco S.A.) - UHE / HPP Lajeado	902,5	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% COPEL - 0,82% Furnas Centrais Elétricas S.A. - 0,21% Outros - 9,09%	**

* Locado para Petrobras até 31 de janeiro de 2014 / Leased to Petrobras until January 31, 2014

** Os ativos da UHE Lajeado estão arrendados às demais concessionárias da mesma em frações ideais dos ativos existentes. / The assets of the Lajeado HPP are leased to its other concession holders in proportional shares of the existing assets.

Outros Setores

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

Other Sectors

COPEL also holds interests in companies in the gas, telecommunications, sanitation, coal mining and service sectors, as shown next:

Empreendimento / Company	Setor / Sector	Sócios / Partners
Dominó Holdings S.A.	Saneamento / Sanitation	COPEL - 45,0% Andrade Gutierrez - 27,5% Daleth Participações - 27,5%
Compagas	Gás / Gas	COPEL - 51,0% Mitsui Gás - 24,5% Gaspetro - 24,5%
Consórcio Petra ¹	Petróleo e gás natural / Oil and natural gas	30% Petra Energia ² 30% COPEL 30% Bayar Participações 10% Tucumann Engenharia
Sercomtel S.A. Telecom	Telecomunicação / Telecommunications	COPEL - 45,0% Município de Londrina - 55,0%
Carbocampel S.A.	Exploração de Carvão / Coal mining	COPEL - 49,0% Carbonifera Cambuí - 51,0%
Escoelectric Ltda	Serviços / Services	COPEL - 40,0% Lactec - 60,0%
Copel-Amec Ltda ³	Serviços / Services	COPEL - 48,0% Amec - 47,5% Lactec - 4,5%

¹ Consórcio formalizado em 2014 / Consortium formalized in 2014

² Empresa Operadora / Operating Company

³ Em liquidação. / Being liquidated

Informações Contábeis

Na tabela a seguir apresentamos informações contábeis referentes às participações da COPEL:

Accounting Information

Accounting information concerning COPEL's interests in other companies is shown on the following table:

R\$ 1.000

Participações / Partnerships	Ativo Total / Total Assets	Patrimônio Líquido / Shareholders' Equity	Rec. Oper. Líquida / Net Oper. Revenues	Lucro Líquido / Net Income
Controladas / Parent Company				
Compagas S.A.	308.023	235.626	423.014	18.485
Elejor S.A.	766.161	72.019	217.412	41.947
UEG Araucária Ltda	708.088	701.754	106.398	36.163
Controladas em Conjunto / Jointly-controlled entities				
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	48.558	5.843	41.677	4.724
Caiuá Transmissora de Energia S.A.	139.572	30.579	106.513	1.152
Cutia Empreendimentos Eólicos SPE S.A.	11.421	10.487	-	(930)
Dominó Holdings S.A.	1.071.264	1.014.895	-	86.367
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP Sul) S.A.	324.772	79.241	186.882	1.851
Integração Maranhense Transmissora de Energia S.A.	276.643	32.488	231.962	2.072
Marumbi Transmissora de Energia S.A.	35.270	4.725	30.378	2.461
Matrinchã Transmissora de Energia (TP Norte) S.A.	782.964	199.997	510.855	7.047
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	74.815	72.859	53.416	858
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	531.454	210.982	430.344	7.781
Coligada / Associates				
Dona Francisca Energética S.A.	289.662	252.608	104.464	38.914
Foz do Chopim Energética Ltda	46.181	44.137	38.831	28.836

Novos Projetos / New Projects

Parques Eólicos em Carteira

Em 11 de dezembro de 2013, o Conselho de Administração, aprovou a aquisição da participação de 50,1% da Cutia Empreendimentos Eólicos SPE S.A, cujo empreendimento a COPEL já possuía participação de 49,9%. A Companhia é composta por cinco projetos de parques eólicos no Estado do Rio Grande do Norte, com potência conjunta de 129 MW.

Adicionalmente, o Conselho de Administração aprovou a aquisição de demais projetos eólicos da Galvão Energia e Participações que montam 441 MW de capacidade instalada.

A aquisição foi autorizada, sem restrições, pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) no dia 30 de janeiro de 2014.

Wind Farm Portfolio

On December 11, 2013, the Board of Directors approved the acquisition of a 50.1% interest in Cutia Empreendimentos Eólicos SPC S.A, in which COPEL already had a 49.9% interest. The Company comprises five wind farm projects in Rio Grande do Norte State, with a joint installed capacity of 129 MW.

The Board of Directors also approved the acquisition of other Galvão Energia e Participações wind farms totaling an installed capacity of 441 MW.

CADE, Brazil's antitrust authority, authorized the acquisition without restrictions on January 30, 2014.

Parque Eólico / Wind Farm	Garantia Física / Assured Power (Mw méd / Average MW)	Potência / Installed Capacity (MW)	Valor do prêmio / Premium Value (R\$ milhões / million)
Cutia Empreendimentos Eólicos ¹	74,9	129,0	9,1
Demais Projetos	241,0	441,0	28,9
Total	315,9	570,0	38,0

¹ Em nov/2011, valor do prêmio pago R\$ 250 mil / ¹ In Nov/2011, premium paid R\$ 250 mil

Usina Hidrelétrica São Jerônimo

O projeto compreende o futuro aproveitamento hidrelétrico São Jerônimo, com potência instalada prevista de 331 MW, localizado no rio Tibagi, no Estado do Paraná. A implantação do empreendimento terá como base a concessão de uso do bem público constante do Edital de Leilão ANEEL 02/2001 e que está adjudicada ao Consórcio São Jerônimo, no qual a COPEL possui 41,2% de participação. Para o início das obras é necessária a autorização do Congresso Nacional, em conformidade com o artigo 231, parágrafo 3º, da Constituição Federal, visto que o reservatório da usina atinge áreas indígenas.

Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs)

A COPEL possui participação em alguns projetos de geração em PCHs que somam 206,2 MW de capacidade instalada.

A tabela a seguir apresenta as características desses projetos:

Projeto hidrelétrico - PCH / Hydroelectric Project - SHP	Capacidade Instalada Estimada / Estimated Installed Capacity (MW)	Energia Assegurada Estimada / Estimated Assured Power (MW médio / Average MW)	Participação da COPEL / COPEL' Stake (%)
Bela Vista	29,0	18,0	36,0
Dois Saltos	25,0	13,6	30,0
Foz do Curucaca	29,5	16,2	15,0
Salto Alemã	29,0	15,9	15,0
São Luiz	26,0	14,3	15,0
Pinhalzinho	10,9	5,9	30,0
Alto Chopim	20,3	11,2	15,0
Burro Branco	10,0	5,1	30,0
Rancho Grande	17,7	9,7	15,0
Foz do Turvo	8,8	4,7	30,0

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 e aceitos pela ANEEL em 2012.

A tabela a seguir lista essas usinas, que totalizam 459,3 MW de capacidade instalada:

Projeto - UHE / Project - Hydro Plant	Capacidade Instalada Estimada / Estimated Installed Capacity (MW)
UHE / HPP Apertados	139,0
UHE / HPP Comissário	140,0
UHE / HPP Foz do Piquiri	93,2
UHE / HPP Ercilândia	87,1

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 10.682 MW de capacidade instalada.

São Jerônimo Hydroelectric Power Plant

The project comprises the future São Jerônimo Hydroelectric Power Plant, with an installed capacity estimated at 331 MW, located on the Tibagi River, in Paraná State. This project's implementation will be based on the concession for the use of public assets in ANEEL Auction Notice 02/2001 and has been awarded to São Jerônimo Consortium, in which COPEL holds a 41.2% interest. The beginning of the works depends on authorization by the National Congress, pursuant to article 231, paragraph 3 of the Federal Constitution, as the plant's reservoir is in indigenous areas.

Small Hydropower Plants Projects (SHPs)

COPEL participates in certain power generation projects in small hydropower plants which amount to 206.2 MW of installed capacity.

The following table presents the main features of these projects:

Hydroelectric Potential Surveyed Along the Piquiri River

The four hydroelectric power plants making up the hydroelectric potential of the Piquiri River, in Paraná, whose feasibility studies were submitted by COPEL and accepted by ANEEL in 2012.

The following table features these plants, which amount to 459.3 MW of installed capacity:

Tapajós Hydroelectric Complex

COPEL signed a Technical Cooperation Agreement with eight companies to conduct studies on the Tapajós and Jamanxim Rivers, in North Brazil, including the environmental evaluation of the Tapajós River Basin and feasibility studies on the Tapajós River Complex, composed of five plants, totaling 10,682 MW of installed capacity.

As usinas que atualmente estão em estudo são: Jatobá, com 2.338 MW, e São Luiz do Tapajós, a maior delas, com 6.133 MW, ambas no rio Tapajós. Já no rio Jamanxim, serão estudadas futuramente as Usinas de Cachoeira do Caí (802 MW), Cachoeira dos Patos (528 MW) e Jamanxim (881 MW).

Os estudos ambientais e de viabilidade da UHE São Luiz do Tapajós estão em andamento, com previsão de entrega para o primeiro semestre de 2014.

The plants that are currently being studied are Jatobá, with 2,338 MW, and São Luiz do Tapajós, the largest one, with 6,133 MW, both on the Tapajós River. Jamanxim River's Cachoeira do Caí (802 MW), Cachoeira dos Patos (528 MW) and Jamanxim (881 MW) will be studied in the future.

The environmental and feasibility studies of the São Luiz do Tapajós HPP are in progress and delivery is scheduled by the 1H14.

Exploração e Produção de Petróleo e Gás

Em 28 de novembro de 2013, na 12ª Rodada de Licitações da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 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, desenvolver e produzir petróleo e gás natural em quatro blocos localizados na região centro-sul do Estado do Paraná, numa área correspondente a 11.297 km². Com investimento total de cerca de R\$ 100 milhões, a primeira fase da exploração terá duração prevista de seis anos.

Oil and Gas Exploration and Production

On November 28, 2013, in the 12th round of Bids of the National Petroleum Agency (ANP), the consortium formed by COPEL (30%), Bayar Participações (30%), Tucumann Engenharia (10%) and Petra Energia (30%) (the latter acting as operator) won the right to explore, develop and produce oil and natural gas in four blocks in an 11,297-km² area in the midwestern region of Paraná State. The consortium's total investment will come to R\$ 100 million in the first phase of exploration, with an estimated duration of six years.

Estado / State	Blocos / Block	Bônus de Assinatura / Signature Bonus (R\$ mil / thousands)	Programa Exploratório Mínimo / Minimum Exploration Program (R\$ mil / thousands)	Consórcio / Consortium
PR	PAR-T-300	10.800	60.040	30% Petra Energia ¹
	PAR-T 308	500	6.004	30% COPEL
	PAR-T 309	680	6.004	30% Bayar Participações
	PAR-T 321	500	6.004	10% Tucumann Engenharia
Total		12.480	78.052	

¹ Empresa Operadora / Operating Company

Programa de Investimentos

O programa de investimentos realizado pela COPEL em 2013 e a previsão máxima de investimentos para 2014 são apresentados na tabela a seguir:

CAPEX

COPEL's investments in 2013 and the maximum investment projected for 2014 are presented next:

COPEL	R\$ milhões / R\$ million		
	Realizado / Carried out 2013	Previsto / Scheduled 2013	Previsto / Scheduled 2014
Geração e Transmissão / Generation and Transmission	478,7	866,5	1.308,7
UHE Mauá	0,0	0,0	0,0
UHE / HPP Colider	260,4	449,0	409,8
UHE / HPP Baixo Iguazu	-	-	316,0
PCH Cavernoso II	20,0	8,3	-
LT Araraquara / Taubaté	28,3	132,8	182,8
SE Cerquilha	46,2	37,8	8,3
LT / TL Figueira-Londrina / Foz do Chopim-Salto Osório	-	-	42,9
SE Paraguaçu Paulista	-	-	25,6
SE Curitiba Norte	-	-	8,7
Outros / Other	123,8	238,6	314,6
Distribuição / Distribution	977,1	986,4	895,9
Telecomunicações / Telecommunications	74,1	69,9	80,0
Holding	-	-	0,3
Participação em novos negócios / Participation in new businesses¹	407,1	647,4	331,8
TOTAL	1.937,0	2.570,2	2.616,7

¹ Empreendimentos Eólicos, Costa Oeste Transmissora, Marumbi Transmissora, Transmissora Sul Brasileira, Caluá Transmissora, Integração Maranhense Transmissora, Matrinchá Transmissora de Energia, Guaraciaba Transmissora de Energia, Paranaíba Transmissora e Mata de Santa Genebra

Fluxo de Energia/ Energy Flow

Fluxo de Energia Consolidado (Jan/ Dez 2013)

Geração Própria / Own Generation	
24.420	45,4%
Energia Comprada / Purchased energy	
29.398	54,6%
CCEAR: 15.645	
Itaipu: 5.193	
Itiquira: 912	
Dona Francisca: 612	
CCEE (MCP): 1.351	
Angra: 1.050	
CCGF: 1.272	
MRE: 1.587	
Elejor: 1.186	
Proinfa: 590	

**Disponibilidade Total /
Total Available Power**

53.818

Consolidated Energy Flowchart (Jan/ Dec 2013)

Mercado Cativo / Captive Market	
22.926	42,6%
Concessionárias* / Concessionaires*	
620	1,2%*
Consumidores Livres / Free Customers	
4.082	7,6%
Energia Suprida / Supplied Energy	
22.308	41,2%
Contratos Bilaterais / Bilateral Agreements: 5.233	
CCEAR: 7.220	
CCEE (MCP): 2.000	
MRE: 7.855	
Perdas e Diferenças / Losses and Differences	
3.882	7,2%
Rede básica / Basic network losses: 1.119	
Distribuição / Distribution losses: 2.517	
Alocação de contratos no CG / CG Contracts: 246	

* Não inclui os 46 GWh que a Concessionária CFLO consumiu nos meses de fevereiro e março, pois esta energia não foi suprida pela COPEL Distribuição. /
Not including the 46 GWh consumed by the Concessionaire CFLO in February and March, for it was not supplied by COPEL Distribuição.

Fluxo de Energia – COPEL GeT

Energy Flowchart - COPEL GeT

	GWh		
	2013	2012	Var. %
Geração Própria / Own Generation	24.420	18.181	34,3
CCEE (MCP)	306	665	(54,0)
MRE	1.587	2.703	(41,3)
Dona Francisca	612	613	(0,2)
Disponibilidade Total / Total Available Power	26.925	22.162	21,5
Contratos Bilaterais / Bilateral Agreements	5.233	1.367	282,8
CCEAR – COPEL Distribuição	831	1.316	(36,9)
CCEAR – outras / Other	6.389	13.780	(53,6)
Consumidores Livres / Free Customers	4.082	1.404	190,7
CCEE (MCP)	1.938	96	-
MRE	7.855	3.761	108,9
Perdas e diferenças / Losses and differences	597	438	36,3

Valores sujeitos a arredondamentos. / Values subject to rounding adjustments.

	GWh		
	2013	2012	Var. %
Itaipu	5.193	5.256	(1,2)
CCEAR - COPEL Geração e Transmissão	831	1.316	(36,8)
CCEAR - outras / Other	14.814	17.457	(15,1)
CCEAR - Leilão de ajuste / Adjustment auction	-	236	-
CCEE (MCP)	1.045	304	244,3
Angra	1.050	-	-
CCGF	1.272	-	-
Itiquira	912	914	(0,2)
Proinfa	590	624	(5,4)
Elejor S.A	1.186	1.189	(0,3)
Disponibilidade / Available Power	26.893	27.296	(1,5)
Mercado cativo / Captive market	22.926	23.248	(1,4)
Concessionárias* / Wholesale*	620	635	(2,4)
CCEE (MCP)	62	36	72,22
Perdas e diferenças / Losses and differences	3.285	3.377	(2,7)
Rede básica / Basic network losses	522	564	(7,4)
Distribuição / Distribution losses	2.517	2.556	(1,5)
Alocação de contratos no CG / CG contract allocation	246	257	(4,3)

Valores sujeitos a arredondamentos. / Values subject to rounding adjustments.

* Não inclui os 46 GWh que a Concessionária CFLO consumiu nos meses de fevereiro e março, pois esta energia não foi suprida pela COPEL Distribuição. / Not including the 46 GWh consumed by the Concessionaire CFLO in February and March, for it was not supplied by COPEL Distribuição.

Mercado de Energia/ Power Market

O fornecimento de energia elétrica da COPEL, composto pelas vendas no mercado cativo da COPEL Distribuição e pelas vendas no mercado livre da COPEL GeT, registrou expansão de 9,6% entre janeiro e dezembro. A principal contribuição para esse resultado é o crescimento de 21,3% no fornecimento de energia para a classe industrial, consequência do desempenho da indústria paranaense em 2013 (crescimento de 5,6%, contra um crescimento de 1,2% do Brasil) e da estratégia adotada pela COPEL GeT de alocar mais energia para o mercado livre, possibilitando, inclusive, o fornecimento de energia a clientes industriais de outros Estados.

A tabela a seguir apresenta o fornecimento de energia aberto por classe de consumo:

COPEL's electricity sales to final customers, comprising COPEL Distribuição's sales in the captive market and COPEL GeT's sales in the free market, increased by 9.6% between January and December. The main contribution to this result is the 21.3% growth in electricity sales to the industrial segment as a result of the industrial performance in the State of Paraná in 2013 (5.6% growth versus 1.2% growth in Brazil) and the strategy adopted by COPEL GeT to allocate more electricity to the free market, allowing electricity to be sold to industrial customers from other States.

The following table shows energy supply by consumer class:

Classe / Segment	Mercado / Market	Energia vendida (GWh) / Energy Sold (GWh)					
		4T13 / 4Q13	4T12 / 4Q12	Var. %	2013	2012	Var. %
Residencial / Residential	Total	1.755	1.691	3,8	6.888	6.559	5,0
	Total	2.703	2.229	21,3	10.675	8.799	21,3
Industrial	Cativo / Captive	1.681	1.857	(9,5)	6.605	7.405	(10,8)
	Livre / Free	1.022	372	174,7	4.070	1.394	192,0
	Total	1.306	1.302	0,3	5.086	5.058	0,6
Comercial / Commercial	Cativo / Captive	1.303	1.300	0,2	5.074	5.048	0,5
	Livre / Free	3	3	20,0	12	10	20,0
Rural		525	513	2,3	2.081	2.025	2,8
Outros / Other		589	575	2,4	2.278	2.211	3,0
Fornecimento de Energia / Electricity Sales to Final Customers		6.878	6.310	9,0	27.008	24.652	9,6

A venda de energia para o mercado cativo da COPEL Distribuição apresentou retração de 1,4% em 2013 em comparação com 2012, reflexo, principalmente, da migração de grandes consumidores industriais para o mercado livre. Caso o efeito dessas migrações fosse desconsiderado, o mercado cativo da COPEL apresentaria um crescimento de 3,2% no período.

A classe residencial consumiu 6.888 GWh, registrando variação de 5,0%, em razão do crescimento de 3,9% na base de consumidores e da elevação do consumo médio no período, decorrente do aumento do nível de emprego e da renda. Ao final de 2013 esta classe era equivalente a 30,1% do mercado cativo da COPEL, totalizando 3.320.098 consumidores residenciais.

A classe industrial apresentou uma redução de 10,8% no consumo no mercado cativo, totalizando 6.605 GWh no ano, devido à migração de grandes consumidores industriais para o mercado livre. Caso desconsiderássemos o efeito dessa migração, a classe apresentaria um crescimento de 3,5% em comparação à 2012, refletindo o crescimento da produção industrial no estado. Ao final do período a classe industrial representava 28,8% do mercado cativo da COPEL e eram atendidos 93.491 consumidores industriais.

A classe comercial consumiu 5.074 GWh, o que representa um crescimento de 0,5% em relação ao mesmo período do ano anterior. No final de 2013 esta classe representava 22,1% do mercado cativo da COPEL e eram atendidos 338.502 consumidores.

A classe rural consumiu 2.081 GWh e cresceu 2,8%, em decorrência do bom desempenho apresentado pelo agronegócio paranaense. Ao final de dezembro esta classe representava 9,1% do mercado cativo da COPEL e eram atendidos 372.835 consumidores rurais.

As outras classes (poderes públicos, iluminação pública, serviços públicos e consumo próprio) consumiram 2.278 GWh, aumento de 3,0%. Estas classes, em conjunto, eram equivalentes a 9,9% do mercado cativo da COPEL, totalizando 56.567 consumidores no final do período.

A tabela a seguir apresenta o comportamento do mercado cativo aberto por classe de consumo:

Electricity sales to COPEL Distribuição's captive market decreased by 1.4% in 2013 in comparison with 2012, chiefly due to the migration of industrial customers to the free market. Should the effect of the migrations to the free market be disregarded, COPEL's captive market would grow by 3.2% in the period.

The residential segment consumed 6,888 GWh, 5.0% up, due to the 3.9% increase in the customer base and the upturn in average consumption in the period, as a result of the increase in the employment level and higher income. At the end of 2013, this segment accounted for 30.1% of COPEL's captive market, totaling 3,320,098 residential customers.

The industrial segment, in the captive market, consumed 6,605 GWh, 10.8% down, due to the migration of large industrial customers to the free market. Should the effect of this migration be disregarded, the segment would grow by 3.5% over 2012, reflecting the growth in industrial production in the State. At the end of the period, this segment accounted for 28.8% of COPEL's captive market, with the company supplying power to 93,491 industrial customers.

The commercial segment consumed 5,074 GWh, 0.5% higher than in the same period the year before. At the end of 2013, this segment accounted for 22.1% of COPEL's captive market, with the company supplying power to 338,502 customers.

The rural segment consumed 2,081 GWh, growing by 2.8%, mainly due to the strong performance of agribusiness in the State of Paraná. At the end of December, this segment accounted for 9.1% of COPEL's captive market, with the company supplying power to 372,835 rural customers.

Other segments (public agencies, public lighting, public services and own consumption) consumed 2,278 GWh, 3.0% up in the period. These segments jointly account for 9.9% of COPEL's captive market, totaling 56,567 customers at the end of the period.

The following table shows captive market trends by consumption segment:

Classe / Segment	GWh						
	4T13 / 4Q13	3T13 / 3Q13	4T12 / 4Q12	Var. %	2013	2012	Var. %
	(1)	(2)	(3)	(1/3)	(4)	(5)	(4/5)
Residencial / Residential	1.755	1.737	1.691	3,8	6.888	6.559	5,0
Industrial / Industrial	1.681	1.682	1.857	(9,5)	6.605	7.405	(10,8)
Comercial / Commercial	1.303	1.220	1.300	0,3	5.074	5.048	0,5
Rural / Rural	525	484	513	2,5	2.081	2.025	2,8
Outras / Other	589	571	575	2,4	2.278	2.211	3,0
Total Cativo / Captive Segment Total	5.853	5.694	5.936	(1,4)	22.926	23.248	(1,4)

COPEL Distribuição - 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, avançou 4,2%, conforme verificado na tabela a seguir:

COPEL Distribuição - Grid Market (TUSD)

COPEL Distribuição's grid market, comprising the captive market, concessionaires and licensees in the State of Paraná, and all free consumers within the Company's concession area, grew by 4.2%, as shown in the following table:

	4T13 / 4Q13 (1)	3T13 / 3Q13 (2)	4T12 / 4Q12 (3)	Var. % (1/3)	2013 (4)	2012 (5)	Var. % (4/5)
Mercado Cativo / Captive Market	5.853	5.694	5.936	(1,4)	22.926	23.248	(1,4)
Concessionárias e Permissionária / Concession and permission holders	170	170	163	4,5	666	635	4,9
Consumidores Livres / Free Customers *	1.180	1.175	815	44,8	4.439	3.020	47,0
Mercado Fio / Grid Market	7.203	7.039	6.913	4,2	28.031	26.903	4,2

* Total de consumidores livres atendidos pela COPEL GeT e por outros fornecedores dentro da área de concessão da COPEL DIS. /
Total free customers supplied by COPEL GeT and other suppliers within COPEL DIS' concession area.

Número de Consumidores

O número de consumidores finais (consumidores cativos e consumidores livres da COPEL GeT) faturados em dezembro é apresentado na tabela a seguir:

Number of Customers

The number of final costumers (COPEL GeT's captive and free costumers) billed as of December is shown in the following table:

Classe / Segment	Consumidores / Customers			
	Dez/Dec 13 (1)	Set/Sep 13 (2)	Dez/Dec 12 (3)	Var % (1/3)
Residencial / Residential	3.320.098	3.285.855	3.196.457	3,9
Industrial / Industrial	93.491	92.935	86.717	7,8
Comercial / Commercial	338.502	335.319	327.244	3,4
Rural / Rural	372.835	372.553	372.640	0,1
Outras / Other	56.567	55.489	54.512	3,8
TOTAL CATIVO / CAPTIVE SEGMENT TOTAL	4.181.493	4.142.151	4.037.570	3,6
Consumidores livres / Free customers - COPEL GeT	27	27	15	80,0
TOTAL	4.181.520	4.142.178	4.037.585	3,6

Tarifas / Tariffs

Fornecimento de Energia – COPEL Distribuição

A tarifa média de fornecimento de energia elétrica para o mercado cativo da COPEL Distribuição ficou em R\$ 225,33/MWh em dezembro de 2013, representando uma redução de 8,3% em relação a dezembro do ano anterior.

As tarifas médias de cada segmento são apresentadas na tabela a seguir:

COPEL Distribuição - Sales to Final Customers

The average tariff for sales to final customers of COPEL Distribuição captive market was R\$ 225,33/MWh in December 2013, a 8,3% year-on-year decrease.

The average rates of each segment are shown next:

Tarifas / Tariff	R\$ / MWh				
	Dez / Dec 13 (1)	Set / Sep 13 (2)	Dez / Dec 12 (3)	Var % (1/2)	Var % (1/3)
Industrial / Industrial*	208,39	208,32	220,00	0,0	(5,3)
Residencial / Residential	263,47	266,52	293,62	(1,1)	(10,3)
Comercial / Commercial	239,79	242,70	265,67	(1,2)	(9,7)
Rural / Rural	160,56	162,37	178,04	(1,1)	(9,8)
Outros / Other	186,72	188,94	206,89	(1,2)	(9,7)
Tarifa média de fornecimento / Retail distribution average rate	225,33	227,53	245,80	(1,0)	(8,3)

* Sem ICMS. / Value-added tax not included.

COPEL Distribuição - Compra de Energia

As tarifas dos principais contratos de compra de energia da COPEL Distribuição são apresentadas no quadro a seguir:

COPEL Distribuição - Power Purchases

The main rates for power purchased by COPEL Distribuição are shown next:

Tarifa / Rate	Quantidade (MW médio) / Amount (average MW)	R\$ / MWh				
		Dez / Dec 13 (1)	Set / Sep 13 (2)	Dez / Dec 12 (3)	Var. % (1/2)	Var. % (1/3)
Itaipu ¹	565	129,61	128,30	107,63	1,0	20,4
Leilão / Auction 2006 - 2013	812	105,57	105,58	97,67	-	8,1
Leilão / Auction 2007 - 2014	54	147,81	147,81	139,38	-	6,0
Leilão / Auction 2008 - 2015	52	124,77	124,78	117,36	-	6,3
Leilão / Auction 2010 - H30	72	168,17	168,17	157,90	-	6,5
Leilão / Auction 2010 - T15 ²	67	178,06	178,06	167,19	-	6,5
Leilão / Auction 2011 - H30	58	172,65	172,65	162,11	-	6,5
Leilão / Auction 2011 - T15 ²	54	196,33	196,33	184,34	-	6,5
Leilão / Auction 2012 - T15 ²	115	176,13	176,13	165,37	-	6,5
Angra	120	133,11	137,55	-	(3,2)	-
CCGF ³	145	31,48	32,42	-	(2,9)	-
Santo Antônio	53	107,01	107,01	-	-	-
Jirau	55	94,12	94,12	-	-	-
Outros Leilões / Others Auctions ⁴	393	169,63	169,63	149,90	-	13,2
Bilaterais / Bilaterals	239	176,36	176,38	163,77	-	7,7
Total / Tarifa Média de Compra	2.855	132,65	132,57	115,08	0,1	15,3

¹ Transporte de Furnas não incluído. / Furnas transport charge not included.

² Preço médio do leilão corrigido pelo IPCA. Na prática o preço é formado por três 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). / Average auction price restated according to the IPCA inflation index. The price comprises in fact three components: a fixed component, a variable component, and expenses at the Electric Energy Trading Chamber (CCEE). The cost of the latter two components is dependent upon the dispatch of facilities according to the schedule set by the National System Operator (ONS).

³ Contrato de cotas de garantia física das UHEs que tiveram suas concessões prorrogadas nos termos da Lei 12.783/13. / Contract of quotas of assured power of those HPPs which concessions were extended pursuant the new rules of Law 12783/13.

⁴ Preço médio ponderado dos produtos. / Weighted average price of de products.

Suprimento de Energia

As principais tarifas de suprimento de energia da COPEL GeT e da COPEL Distribuição são apresentadas no quadro a seguir:

Sales to Distributors

The main rates for power sold by COPEL GeT and COPEL Distribuição to distributors are shown next:

Tarifa / Rate	Quantidade (MW médio) / Amount (average MW)	R\$ / MWh				
		Dez / Dec 13 (1)	Set / Sep 13 (2)	Dez / Dec 12 (3)	Var. % (1/2)	Var. % (1/3)
Copel Geração e Transmissão	850	125,18	123,81	110,17	1,1	13,6
Leilão / Auction 2006 - 2013	343	104,49	103,66	98,27	0,8	6,3
Leilão / Auction 2007 - 2014	82	116,70	115,37	112,82	1,2	3,4
Leilão / Auction 2008 - 2015	79	123,70	122,79	116,77	0,7	5,9
Leilão / Auction 2009 - 2016	237	141,43	140,76	132,92	0,5	6,4
Leilão / Auction 2011 - 2040 (UHE/ HPP Mauá)	101	161,33	159,99	141,14	0,8	-
Leilão / Auction 2013 - 2042 (Cavernoso II)	8	176,10	171,81	-	2,5	-
Copel Distribuição						
Concessionárias no Estado do Paraná / Concession holders in the State of Paraná	71	154,24	153,51	147,65	0,5	4,5
Total / Tarifa Média de Suprimento	921	127,42	126,19	98,69	1,0	29,1
Total / Tariff Average Supply						

¹ Considera o montante de 914 MW médio referente ao leilão 2005-2012 para o cálculo de setembro/2012. / The 914 MW average related to the Auction 2005-2012 is considered in the average price of September/2012.

Ações / Shares

O capital social da COPEL é de R\$ 6.910 milhões, composto por ações sem valor nominal e o número atual de acionistas é de 25.282. Em dezembro de 2013, o capital da Companhia estava assim representado:

COPEL's capital amounts to R\$ 6,910 million, represented by shares with no par value. The Company's current number of shareholders is 25,282. In December 2013, the Company's capital was composed as follows:

Acionistas/Shareholders	ON/Common	%	PNA/Preferred "A"		PNB/Preferred "B"		TOTAL	
				%		%		%
Estado do Paraná/ State of Paraná	85.029	58,6	-	-	14	0,0	85.043	31,1
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/ Free Floating	19.877	13,7	129	33,9	100.905	78,7	120.911	44,2
BM&FBovespa	19.785	13,6	129	33,9	66.921	52,2	86.835	31,7
NYSE	92	0,1	-	-	33.925	26,5	34.017	12,4
LATIBEX	-	-	-	-	59	-	59	-
Outros/ Other	295	0,2	252	66,1	42	-	589	0,1
TOTAL	145.031	100,0	381	100,0	128.243	100,0	273.655	100,0

De janeiro a dezembro de 2013, as ações ordinárias nominativas (ON - código CPLE3) e as ações preferenciais nominativas classe B (PNB - código CPLE6) da COPEL estiveram presentes em 100% dos pregões da Bolsa de Valores, Mercadoria e Futuros (BM&FBovespa).

As ações em circulação totalizaram 45% do capital da Companhia. Ao final de dezembro de 2013, o valor de mercado da COPEL, considerando as cotações de todos os mercados, era de R\$ 7.169,4 milhões. Dos 72 papéis que compõem a carteira teórica do Ibovespa, as ações PNB da COPEL, participam com 0,5% e com índice Beta de 0,6. Na carteira do IEE (Índice Setorial de Energia Elétrica), a COPEL participa com 6,7%. No Índice de Sustentabilidade Empresarial da BM&FBovespa (ISE), a COPEL tem participação de 1,1%.

Na BM&FBovespa, as ações ON fecharam o período cotadas a R\$ 22,30 e as ações PNB a R\$ 30,53, com variação negativa de 11,5% e 3,7% respectivamente. No mesmo período o IBOVESPA teve variação negativa de 15,5%.

Na Bolsa de Valores de Nova Iorque (NYSE), as ações PNB são negociadas no "Nível 3" na forma de ADS's, sob o código ELP, as quais estiveram presentes em 100% dos pregões, fechando o período cotadas a US\$ 13,14 com variação negativa de 14,4%. Neste mesmo período o índice Dow Jones teve variação positiva de 26,5%.

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 98% dos pregões, fechando o período cotadas a € 9,50 com variação negativa de 18,2%. No mesmo período, o índice Latibex All Shares teve variação negativa de 20,0%.

A tabela a seguir sintetiza o comportamento das ações da COPEL em 2013:

From January through December 2013, COPEL's common shares (ON - CPLE3) and class B preferred shares (PNB - CPLE6) were traded in 100% of the São Paulo Stock Exchange (BM&FBovespa) trading sessions.

The free float accounted for 45% of the Company's capital. COPEL's market capitalization, based on the stock prices on all markets at the end of December 2013, was R\$ 7,169.4 million. Out of the 72 stocks that make up the Ibovespa index, COPEL's class B preferred shares accounted for 0.5% of the portfolio, with a Beta index of 0.6. COPEL also accounted for 6.7% of the BM&FBovespa's IEE (Electric Power Index) and 1.1% of its ISE (Corporate Sustainability Index).

As reported by the BM&FBovespa, COPEL's common shares closed the period at R\$ 22.30, while its class B preferred shares closed at R\$ 30.53, 11.5% and 3.7% down, respectively. Over the same period, the Ibovespa decreased by 15.5%.

On the New York Stock Exchange (NYSE), class B preferred shares, represented by American Depositary Shares (ADSs), were traded at Level 3, under the ticker ELP, in 100% of the trading sessions and closed at US\$ 13.14, with a 14.4% down variation. Over this period, the Dow Jones Index moved up by 26.5%.

On the LATIBEX (the Euro market for Latin American securities on the Madrid Stock Exchange), COPEL's class B preferred shares were traded under the ticker XCOP in 98% of the trading sessions and closed at € 9.50, decrease by 18.2%. Meanwhile, the Latibex All Shares index fell by 20.0%.

The table following summarizes COPEL share prices in the 2013:

Desempenho das Ações (Jan - Dez/ 13)/ Stock Performance (Jan - Dec/ 13)		ON / Common (CPLE3 / ELPVY)		PNB / Preferred "B" (CPLE6 / ELP / XCOP)	
		Total	Média diária / Daily average	Total	Média diária / Daily average
BM&FBovespa	Negócios / Number of Trades	22.538	91	658.462	2.655
	Quantidade / Volume Traded	16.077.000	65.089	154.687.200	623.739
	Volume (R\$ mil) / Trading Value (R\$ thousand)	359.107	1.454	4.795.358	19.336
	Presença nos Pregões / Presence in Trading Sessions	247	100%	248	100%
NYSE	Quantidade / Volume Traded	46.319	558	110.168.727	438.919
	Volume (US\$ mil) / Trading Value (US\$ thousand)	514	6	1.565.676	6.238
	Presença nos Pregões / Presence in Trading Sessions	83	33%	251	100%
LATIBEX	Quantidade / Volume Traded	-	-	333.975	1.363
	Volume (Euro mil) / Trading Value (Euro thousand)	-	-	3.634	15
	Presença nos Pregões / Presence in Trading Sessions	-	-	245	98%

Dividendos e JCP

Na tabela a seguir estão discriminadas as distribuições de Dividendos e/ou JCP a partir de 2009:

Dividends and IOC

The table following presents payments of dividends and interest on own capital as of 2009:

Tipo de Provento / Type of Earning	Exercício / Fiscal Year	Aprovado / Approved on	Pagamento / Paid on	Valor Bruto R\$ Mil / Thousands of R\$ (gross)	R\$ por Ação / R\$ per Share		
					ON / Common	PNA / Preferred "A"	PNB / Preferred "B"
Total	2009			249.459	0,86965	1,62979	0,95679
JCP / IOC*	2009	11/11/09	07/12/09	168.000	0,58625	0,64510	0,64510
Dividendos / Dividends	2009	27/04/10	27/05/10	19.459	0,06784	0,12713	0,07463
JCP / IOC	2009	27/04/10	27/05/10	62.000	0,21556	0,85756	0,23706
Total	2010			281.460	0,98027	2,52507	1,07854
JCP / IOC*	2010	17/08/10	20/09/10	85.000	0,29662	0,32638	0,32638
Dividendos / Dividends	2010	28/04/11	23/05/11	81.460	0,28328	1,04782	0,31167
JCP / IOC	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 / IOC*	2011	11/08/11	15/09/11	225.814	0,78803	0,86706	0,86706
JCP / IOC	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 / IOC*	2012	19/12/12	15/01/13	138.072	0,47920	2,52507	0,52720
Dividendos / Dividends	2012	25/04/13	23/05/13	130.482	0,45607	-	0,50169
Total	2013			325.039	1,13436	1,24799	1,24799
JCP / IOC*	2013	13/11/13	16/12/13	145.039	0,50617	0,55688	0,55688
Dividendos / Dividends*	2013	13/11/13	16/12/13	180.000	0,62819	0,69111	0,69111

* Antecipado / In advance.

Resultado Econômico-Financeiro Consolidado / Consolidated Economic and Financial Performance

BALANÇO PATRIMONIAL

Este relatório apresenta uma análise do balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2013 em relação a 30 de setembro de 2013.

Ativo

Ativo Circulante

Em 31 de dezembro de 2013, o ativo circulante apresentou aumento de 1,0% em relação ao observado em 30 de setembro de 2013. As principais variações foram:

- aumento de 13,7% em “caixa e equivalentes de caixa” em virtude, basicamente, do ingresso de recursos captados junto ao BNDES, destinados majoritariamente à construção da UHE Colíder, parcialmente compensado (a) pelos desembolsos relacionados ao programa de investimento da Companhia, (b) pelo pagamento de indenizações do Plano de Demissão Voluntária - PDV, (c) pelo maior custo com a compra de energia no período e (d) pelo pagamento da antecipação da parcela de dividendos e juros sobre capital próprio, ocorrido em 16 de dezembro de 2013;
- queda de 23,6% em “títulos e valores mobiliários”, em razão, principalmente, dos aportes e adiantamentos para futuro aumento de capital relacionados à aquisição da carteira de projetos eólicos; e
- ampliação de 14,2% em “outros créditos”, em decorrência, principalmente, do aumento dos créditos relacionados ao repasse de recursos da CDE.

Ativo Não Circulante

Realizável a Longo Prazo

Ao final de dezembro de 2013, o ativo realizável a longo prazo cresceu 10,5% em relação ao montante contabilizado em setembro de 2013 em razão das seguintes variações:

- ampliação de 12,6% na rubrica “depósitos judiciais” em razão de provisões fiscais referentes à litígios relacionados ao INSS; e
- crescimento de 12,2% em “contas a receber vinculadas à concessão”, equivalente a R\$ 378,2 milhões, reflexo da realização do programa de investimentos em distribuição e transmissão de energia e da remuneração e atualização monetária do saldo do ativo financeiro.

BALANCE SHEET

This report presents an analysis of the balance sheet as of December 31, 2013 compared with that of September 30, 2013.

Assets

Current Assets

On December 31, 2013, current assets were 1.0% higher than on September 30, 2013, chiefly due to:

- the 13.7% increase in “cash and cash equivalents”, chiefly due to the inflow of BNDES funding, mostly allocated to the construction of the Colíder HPP, partially offset by (a) expenditures on the new investments, (b) severance pay related to the Voluntary Redundancy Plan, (c) higher costs with the purchase of energy in the period and (d) payment of advance amount of dividend and interest on capital, occurred on December 16, 2013.
- the 23.6% decrease in “bonds and securities”, chiefly due to expenditures and advances for future capital increase related to the acquisition of the wind farm portfolio; and
- the 14.2% increase in “other current receivables”, mainly as a result of the increase of the credits related to the transfer of CDE funds.

Non-current Assets

Long-Term Assets

At the end of December 2013, long-term assets were 10.5% higher than in September 2013, mainly due to:

- the 12.6% increase in “judicial deposits”, as a result of tax provisions related to litigation related to social security (INSS);
- the 12.2% upturn in “accounts receivable related to the concession”, equivalent to R\$ 378.2 million, due to capital expenditure in the distribution and transmission business, and the remuneration and monetary restatement of the balance of financial assets.

R\$ 1.000

Ativo / Assets	Dez / Dec 13 (1)	Set / Sep 13 (2)	Dez / Dec 12 (3)	Var.% (1/2)	Var.% (1/3)
CIRCULANTE / CURRENT	4.680.284	4.634.676	4.681.692	1,0	(0,0)
Caixa e equivalentes de caixa / Cash and cash equivalents	1.741.632	1.531.816	1.459.217	13,7	19,4
Títulos e Valores Mobiliários / Bonds and securities	389.222	509.183	635.501	(23,6)	(38,8)
Cauções e depósitos vinculados / Collaterals and escrow accounts	1.976	2.054	36.808	(3,8)	(94,6)
Clientes / Customers	1.337.628	1.355.849	1.489.173	(1,3)	(10,2)
Dividendos a receber / Dividends receivable	9.500	8.174	18.064	16,2	(47,4)
Repasso CRC ao Estado do Paraná / CRC transferred to the State Government of Paraná	85.448	82.009	75.930	4,2	12,5
Contas a receber vinculadas à concessão / Account receivable related to concession	4.396	4.463	5.319	(1,5)	(17,4)
Contas a receber vinculadas à prorrogação da concessão / Accounts receivable related to the concession extension	352.161	352.161	356.085	-	(1,1)
Outros créditos / Other current receivables	395.890	346.674	234.951	14,2	68,5
Estoques / Inventories	139.278	134.293	124.809	3,7	11,6
Imposto de Renda e Contribuição Social / Income tax and social contribution	133.158	212.012	191.544	(37,2)	(30,5)
Outros tributos correntes a recuperar / Other current recoverable taxes	70.013	72.845	49.490	(3,9)	41,5
Despesas antecipadas / Prepaid expenses	19.982	23.143	4.801	(13,7)	316,2
NÃO CIRCULANTE / NON-CURRENT	18.431.161	17.531.439	16.527.211	5,1	11,5
Realizável a Longo Prazo / Long Term Assets	7.224.241	6.539.100	6.297.317	10,5	14,7
Títulos e Valores Mobiliários / Bonds and securities	120.536	106.943	128.515	12,7	(6,2)
Cauções e depósitos vinculados / Collaterals and escrow accounts	45.371	44.309	43.246	2,4	4,9
Clientes / Customers	132.686	44.635	26.171	197,3	407,0
Repasso CRC ao Estado do Paraná / CRC transferred to the State Government of Paraná	1.295.106	1.296.240	1.308.354	(0,1)	(1,0)
Depósitos judiciais / Judicial deposits	675.225	599.661	574.371	12,6	17,6
Contas a receber vinculadas à concessão / Account receivable related to concession	3.484.268	3.106.098	2.645.826	12,2	31,7
Contas a receber vinculadas à prorrogação da concessão / Accounts receivable related to the concession extension	365.645	453.685	717.805	(19,4)	(49,1)
Outros créditos / Other non-current receivables	29.435	26.382	22.728	11,6	29,5
Imposto de renda e contribuição social / Income tax and social contribution	197.659	8.495	19.995	2.226,8	-
Outros tributos correntes a recuperar / Other non-current recoverable taxes	124.498	119.169	120.189	4,5	3,6
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos / Deferred income tax and social contribution	753.413	733.065	681.285	2,8	10,6
Despesas antecipadas / Prepaid expenses	399	418	8.832	(4,5)	(95,5)
Investimentos / Investments	1.187.927	936.235	568.989	26,9	108,8
Imobilizado / Property, plant and equipment, net	7.983.632	7.931.436	7.871.753	0,7	1,4
Intangível / Intangible assets	2.035.361	2.124.668	1.789.152	(4,2)	13,8
TOTAL	23.111.445	22.166.115	21.208.903	4,3	9,0

Investimentos

O saldo na conta “investimentos” aumentou 26,9% devido, principalmente, aos aportes e adiantamentos para futuro aumento de capital em novos empreendimentos de transmissão e de geração eólica, bem como pela equivalência patrimonial registrada no período.

Investments

The “investments” moved up by 26.9%, chiefly due to expenditures and advances for future capital increase in new transmission and wind power generation projects and equity income in the period.

Imobilizado

As variações do imobilizado ocorrem em função da entrada de novos ativos, conforme o programa de investimentos da Companhia, líquido da quota de depreciação do período.

Intangível

A redução de 4,2% verificada no intangível é decorrente, principalmente, das amortizações relacionadas ao Contrato de Concessão da COPEL Distribuição, parcialmente compensada pela contabilização de investimentos em novos ativos.

Passivo

Passivo Circulante

Em 31 de dezembro de 2013, o passivo circulante apresentou crescimento de 4,8% em relação ao saldo observado em 30 de setembro de 2013. Destacam-se as seguintes variações:

- retração de 26,1% em “obrigações sociais e trabalhistas”, devido, basicamente, às baixas relacionadas ao pagamento do 13º salário e às indenizações do Programa de Desligamento Voluntário – PDV, parcialmente compensado pela provisão referente à participação nos lucros e/ou resultados;
- crescimento de 13,9% em “fornecedores”, em razão do maior saldo relacionado à aquisição de energia elétrica no curto prazo;
- aumento de 28,4% em “outras obrigações fiscais” em decorrência do maior saldo de PIS/Pasep e Cofins e de Imposto de Renda sobre Juros sobre Capital Próprio (JCP) a recolher; e
- expansão de 18,6% em “empréstimos, financiamentos e debêntures” em função (i) da emissão de Notas Promissórias pelos parques eólicos e (ii) da transferência de saldo do passivo não-circulante.

Passivo Não Circulante

Ao final de dezembro de 2013, o passivo não circulante registrou crescimento de 16,7% em relação ao observado em 30 de setembro de 2013, destacando-se as seguintes variações:

- registro de R\$ 68,4 milhões em “obrigações fiscais” decorrente de provisionamentos relacionados à litígios com o INSS;
- crescimento de 32,1% em “empréstimos, financiamentos e debêntures” devido, principalmente, à captação junto ao BNDES de R\$ 856,9 milhões para a construção da UHE Colíder e da SE Cerquillo III; e
- aumento de 8,0% em “benefícios pós-emprego” em função da reavaliação do saldo do plano assistencial.

Patrimônio Líquido Consolidado

Em 31 de dezembro de 2013, o patrimônio líquido consolidado alcançou o montante de R\$ 12.928,8 milhões, equivalente a R\$ 47,24 por ação.

Property, Plant, and Equipment, net

The variations in property, plant and equipment were due to the inflow of new assets in accordance with the Company's investment program, net of period depreciation.

Intangible Assets

The 4.2% decline in “intangible assets”, related to the amortizations related to COPEL Distribuição's Concession Agreement, partially offset by the recognition of investments in new assets.

Liabilities

Current Liabilities

On December 31, 2013, current liabilities were 4.8% higher than on September 30, 2013, as a result of:

- *the 26.1% decrease in “payroll, social charges and accruals”, chiefly due to write-offs related to the payment of the Christmas bonus and severance pay related to the Voluntary Redundancy Program, partially offset by the provision for profit sharing;*
- *the 13.9% increase in “suppliers”, due to the higher energy balance related to the acquisition of energy in the short term;*
- *the 28.4% upturn in “other taxes due”, chiefly due to the higher balance of PIS/Pasep and Cofins taxes and income tax on interest on own capital (IOC) payable; and*
- *the 18.6% increase in “loans, financing and debentures”, due to (i) the issue of Promissory Notes by the wind farms and (ii) the transfer of the balance of non-current liabilities.*

Non-current Liabilities

Non-current liabilities climbed by 16.7% between 3Q13 and 4Q13, mainly due to:

- *the recording of R\$ 68.4 million under “taxes liabilities”, due to provisions for litigation related to social security;*
- *the 32.1% increase in “loans, financing and debentures”, chiefly due the R\$ 856.9 million loan with the BNDES to build the Colíder HPP and the Cerquillo III substation; and*
- *the 8.0% increase in “post-employment benefits”, stemming from the reappraisal of the healthcare plan balance.*

Consolidated Shareholders' Equity

On December 31, 2013, the consolidated shareholders' equity reached R\$ 12,928.8 million, equivalent to R\$ 47.24 per share.

R\$ 1.000

Passivo / Liabilities	Dez / Dec13	Set / Sep13	Dez / Dec12	Var.%	Var.%
	(1)	(2)	(3)	(1/2)	(1/3)
CIRCULANTE / CURRENT	3.347.885	3.194.842	2.833.444	4,8	18,2
Obrigações sociais e trabalhistas / Payroll, social charges and accruals	239.685	324.174	384.008	(26,1)	(37,6)
Fornecedores / Suppliers	1.092.239	958.615	1.131.782	13,9	(3,5)
Imposto de Renda e Contribuição Social / Income tax and social contribution payable	297.620	325.082	170.189	(8,4)	74,9
Outras obrigações fiscais / Other taxes due	300.731	234.272	288.480	28,4	4,2
Empréstimos, financiamentos e debêntures / Loans, financing and debentures	1.014.568	855.521	274.009	18,6	270,3
Dividendos a pagar / Minimum compulsory dividend payable	18.713	83.433	204.780	(77,6)	(90,9)
Benefícios pós-emprego / Post employment benefits	29.983	25.996	25.819	15,3	16,1
Encargos do consumidor a recolher / Customer charges due	37.994	47.227	56.498	(19,6)	(32,8)
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética / Research and development and energy efficiency	127.860	145.055	159.599	(11,9)	(19,9)
Contas a pagar vinc. à concessão - Uso do Bem Público / Accounts Payable related to concession - Use of Public Property	51.481	49.246	48.477	4,5	6,2
Outras contas a pagar / Other accounts payable	137.011	146.221	89.803	(6,3)	52,6
NÃO CIRCULANTE / NON-CURRENT	6.834.808	5.854.796	6.013.569	16,7	13,7
Fornecedores / Suppliers	50.121	57.769	100.908	(13,2)	(50,3)
Obrigações fiscais / Tax liabilities	68.402	-	-	-	-
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos / Deferred income tax and social contribution	420.501	458.637	590.536	(8,3)	(28,8)
Empréstimos, financiamentos e debêntures / Loans, financing and debentures	3.517.161	2.662.531	2.987.546	32,1	17,7
Benefício pós-emprego / Post employment benefits	937.249	867.725	675.230	8,0	38,8
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética / Research and development and energy efficiency	154.721	149.178	104.561	3,7	48,0
Contas a pagar vinculadas à concessão - Uso do Bem Público / Accounts Payable related to concession - Use of Public Property	420.293	415.474	399.080	1,2	5,3
Outras contas a pagar / Other accounts payable	233	232	-	0,4	-
Provisões para litígios / Tax, social security, labor and civil provisions	1.266.127	1.243.250	1.155.708	1,8	9,6
PATRIMÔNIO LÍQUIDO / EQUITY	12.928.752	13.116.477	12.361.890	(1,4)	4,6
Atribuível aos acionistas da empresa controladora / Attributed to controlling shareholders	12.651.339	12.828.375	12.097.384	(1,4)	4,6
Capital Social / Share capital	6.910.000	6.910.000	6.910.000	-	-
Ajustes de avaliação patrimonial / Equity valuation adjustments	983.159	1.033.924	1.214.394	(4,9)	(19,0)
Reserva legal / Legal reserves	624.849	571.221	571.221	9,4	9,4
Reserva de retenção de lucros / Retained earnings	3.897.833	3.337.295	3.337.295	16,8	16,8
Dividendo adicional proposto / Additional proposed dividends	235.498	-	64.474	-	265,3
Lucros acumulados / Accrued earnings	-	975.935	-	-	-
Atribuível aos acionistas não controladores / Attributable to non-controlling interest	277.413	288.102	264.506	(3,7)	4,9
TOTAL	23.111.445	22.166.115	21.208.903	4,3	9,0

Perfil da Dívida

Apresentamos, na tabela a seguir, o perfil da dívida em 31 de dezembro de 2013:

Debt Profile

The following table presents the Company's debt profile on December 31, 2013:

				R\$ 1.000
		Curto Prazo / Short term	Longo Prazo / Long term	Total
Moeda Estrangeira / Foreign Currency	Tesouro Nacional / National Treasury	2.154	62.661	64.815
	Eletrobras	7	-	7
	Total	2.161	62.661	64.822
Moeda Nacional / Domestic Currency	Eletrobras - COPEL	49.329	130.427	179.756
	FINEP	6.935	33.624	40.559
	BNDES	20.776	1.104.333	1.125.109
	Banco do Brasil e outros / and other	877.905	1.035.634	1.913.539
	Debêntures / Debentures	57.462	1.150.482	1.207.944
Total	1.012.407	3.454.500	4.466.907	
TOTAL	1.014.568	3.517.161	4.531.729	

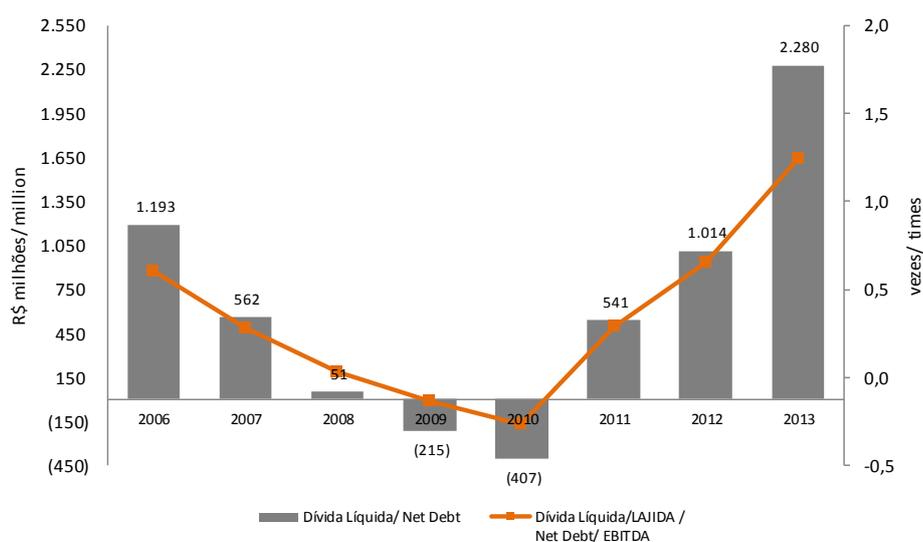
A seguir, apresentamos o vencimento das parcelas dos empréstimos, financiamentos e debêntures:

Loans, financing and debentures maturities are presented next:

		Curto Prazo / Short Term		Longo Prazo / Long Term			R\$ 1.000
		2014	2015	2016	2017	2018	Após / After 2018
Moeda Nacional / Domestic Currency		1.014.568	698.037	933.837	675.679	153.839	993.108
Moeda Estrangeira / Foreign Currency		-	-	-	-	-	62.661
TOTAL		1.014.568	698.037	933.837	675.679	153.839	1.055.769

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

The history of COPEL's consolidated net debt (loans, financing and debentures less cash and cash equivalents) and the Net Debt/EBITDA ratio are shown in the following chart:



DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO

Este Informativo Trimestral apresenta uma análise do demonstrativo do resultado do 4T13 em relação ao 4T12.

Receita Operacional

No 4º trimestre de 2013, a “receita operacional” atingiu R\$ 2.444,0 milhões, montante 1,8% superior aos R\$ 2.400,6 milhões registrados no mesmo período do ano anterior. Destacam-se as seguintes variações:

- aumento de 13,1% na receita de “fornecimento de energia elétrica” (que reflete somente a venda de energia, não considerando a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD) devido, basicamente, (a) ao reajuste tarifário médio de 9,55% a partir de 24 de junho de 2013; e (b) ao crescimento de 173,3% no fornecimento de energia para o mercado livre da COPEL GeT em 2013;
- crescimento de 15,7% na conta “suprimento de energia elétrica” decorrente da maior receita com (a) contratos bilaterais, reflexo do crescimento do volume de contratos nesse segmento, e (b) na CCEE, em razão da maior quantidade de energia comercializada nesse ambiente, parcialmente compensado pela menor receita com CCEAR, em função do vencimento dos contratos no ambiente regulado;
- a rubrica “disponibilidade da rede elétrica” (composta pela receita da TUSD e TUST) apresentou redução de 14,5%, ainda em razão dos efeitos da Revisão Tarifária Extraordinária, realizada em 24 de janeiro de 2013, em decorrência da Lei 12.783/13, que ocasionou (a) a redução das tarifas para refletir os menores custos com transmissão e (b) a redução de cerca de R\$ 189 milhões na Receita Anual Permitida - RAP da COPEL GeT;

INCOME STATEMENT

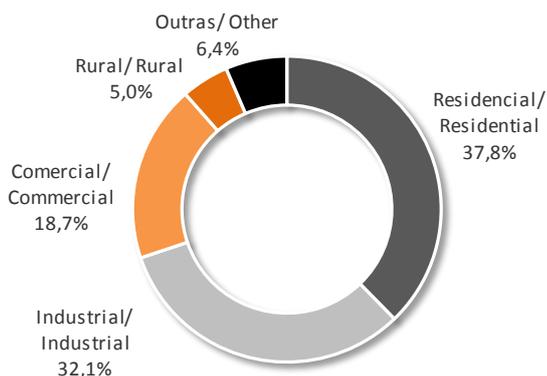
This Quarterly Report presents an analysis of the income statement for the 4Q13 in comparison with the 4Q12.

Operating Revenues

In the 4Q13, “operating revenues” reached R\$ 2,444.0 million, 1.8% up on the R\$ 2,400.6 million recorded in 4Q12. The most important variations were:

- the 13.1% increase in revenue from “electricity sales to final customers”, which reflects only actual sales revenues, excluding the distribution grid tariff (TUSD), chiefly due to (a) the 9.55% average tariff increase as of June 24, 2013, and (b) the 173.3% upturn in COPEL GeT’s electricity sales in the free market in 2013;
- the 15.7% increase in “electricity sales to distributors”, as a result of higher revenue (a) from bilateral agreements, due to the increased volume of agreements in this segment, and (b) in the spot market (CCEE), due to the upturn in electricity sales in this environment, partially offset by lower revenues from CCEAR, due to the lower volume of agreements in the regulated market;
- the 14.5% decline in “use of the main distribution and transmission grid” (TUSD and TUST revenue) due to the effects of the Extraordinary Tariff Revision, held on January 24, 2013, as a result of Law 12783/13, which led to (a) lower tariffs, to reflect the decline in transmission costs, and (b) the reduction of approximately R\$ 189 million in COPEL GeT’s Annual Permitted Revenue;

Receita de Fornecimento de Energia e de TUSD /
Retail and TUSD Revenue



- a conta “receita de construção” apresentou um decréscimo de 4,5%, refletindo os menores investimentos em serviços de construção e melhoria da infraestrutura utilizada na distribuição e transmissão de energia elétrica;
- acréscimo de 17,3% na “receita de telecomunicações” em virtude da ampliação da área de atuação e do atendimento a novos clientes, principalmente no segmento de pessoa física. Com isso, a base de clientes passou de 3.141 em dezembro de 2012, para 8.270 ao final de dezembro de 2013;

- the 4.5% decline in “construction revenue”, due to the lower investments in construction services and improvements to electricity distribution and transmission infrastructure;
- the 17.3% upturn in “telecommunications revenue”, due to the expansion of the area of operations and to new customers, especially in the individual segment. As a result, the customer base increased from 3,141 in December 2012 to 8,270 in December 2013;
- the 5.0% expansion in “distribution of piped gas” (supplied by

- aumento de 5,0% em “distribuição de gás canalizado” (fornecido pela Compagas) por conta do reajuste das tarifas e do crescimento de mercado da concessionária; e

- redução de 33,1% em "outras receitas operacionais" devido, principalmente, à diminuição nas receitas com arrendamentos e aluguéis em função do menor despacho da UTE Araucária no período.

Custos e Despesas Operacionais

No 4º trimestre de 2013, o total de custos e despesas operacionais atingiu R\$ 2.400,9 milhões, valor 1,6% inferior aos R\$ 2.439,3 milhões registrados no 4T12. As principais variações foram:

- crescimento de 17,9% na conta “energia elétrica comprada para revenda” em função do maior custo com aquisição de energia nos leilões (CCEARs), de Itaipu e na CCEE, devido, respectivamente, ao início de novos contratos de compra de energia, à valorização cambial do período e ao maior custo com contratos de energia térmica;

Compagas), following tariff adjustments and the expansion of the concessionaire’s market; and

- the 33.1% reduction in “other operating revenues”, mainly as a result of the reduction in rental and lease revenue following the lower dispatch from the Araucária Thermal Power Plant in the period.

Operating Costs and Expenses

In 4Q13, operating costs and expenses reached R\$ 2,400.9 million, 1.6% down on the R\$ 2,439.3 million recorded in 4Q12. The most important variations were:

- the 17.9% increase in “electricity purchased for resale”, chiefly due to higher costs with acquisition of electricity from auctions, Itaipu, and in CCEE, due to the beginning of new energy purchase agreement, the appreciation of the exchange rate and higher costs from thermal power agreements, respectively;

	R\$ 1.000						
Energia Elétrica Comprada para Revenda / Electricity Purchased for Resale	4T13 / 4Q13	3T13 / 3Q13	4T12 / 4Q12	Var. %	2013	2012	Var. %
	(1)	(2)	(3)	(1/3)	(4)	(5)	(4/5)
Itaipu	160.308	164.942	138.719	15,6	610.404	503.335	21,3
CCEAR (Leilão) / (Auction)	646.765	540.229	542.351	19,3	2.305.809	1.927.903	19,6
Bilateral	56.098	54.933	53.023	5,8	217.069	203.115	6,9
CCEE	203.571	103.498	145.961	39,5	663.936	312.125	112,7
(-) Repasse / Transfer CDE - CCEE	(29.883)	9.928	-	-	(294.085)	-	-
Proinfa	41.598	41.668	36.075	15,3	166.653	143.587	16,1
(-) Pis / Pasp e/and Cofins	(91.824)	(81.652)	(79.119)	16,1	(333.427)	(282.330)	18,1
TOTAL	986.633	833.546	837.010	17,9	3.336.359	2.807.735	18,8

- redução de 41,2% na conta “encargos de uso da rede elétrica” em razão do menor custo com encargos de uso do sistema, em consequência da Lei 12.738/13, a qual prorrogou as concessões de transmissão;

- Redução de 16,0% na rubrica “pessoal e administradores” que totalizou R\$ 384,9 milhões, já considerando os reajustes salariais de 1,0%, aplicado em maio de 2013, e 7,0% em outubro de 2013 . Esse resultado reflete (a) a redução na provisão para indenizações relativas ao Programa de Desligamento Voluntário – PDV, e (b) a redução do quadro de pessoal em 9% em comparação com o final de 2012;

- a conta que registra os valores apropriados aos Planos Previdenciário e Assistencial, os quais apresentam cálculos baseados nos termos do CPC 33 e IAS 19 – Benefícios a Empregados, aprovados pela deliberação CVM nº 695/2012, apresentou uma redução de 29,7%;

- o saldo apresentado na conta “material” registrou aumento de 10,5%, refletindo a maior aquisição de material para o sistema elétrico;

- a conta “matéria-prima e insumos para produção de energia” registra o custo com a aquisição de carvão mineral para a Usina

- the 41.2% reduction in “use of the main distribution and transmission grid”, due to lower costs from charges for the use of the system, as a result of Law 12738/13, which extended transmission concessions;

- Reduction of 16.0% in “personnel and management” wich totaled R\$ 384.9 million, already considering the wage increases of 1.0% as of May 2013 and 7.0% as of October 2013. This result reflected (a) the decline in provisions for severance pay related to the Voluntary Redundancy Program, and (b) the 9% reduction in headcount compared with the end of 2012;

- the 29.7% upturn in “pension and healthcare plans” reflects the accrual of amounts related to the private pension and healthcare plans, calculated based on CPC 33 and IAS 19 – Employee Benefits, approved by CVM Resolution 695/2012;

- the 10.5% upturn in “material and supplies”, mainly reflecting higher purchases of material for the power system;

- the 1.3% decline in “material and supplies for electricity production” line, which refers to expenses with the acquisition of coal for the Figueira Thermal Power Plant;

- the 12.3% increase in “natural gas and supplies for the gas

Termelétrica de Figueira e teve uma redução de 1,3%;

- a rubrica “gás natural e insumos para operação de gás” cresceu 12,3% e reflete o reajuste nos preços do gás natural adquirido pela Compagas para atendimento a terceiros, que subiram em função dos efeitos da valorização cambial e do reajuste da cesta de óleos que determina o preço de aquisição do gás;

- o crescimento de 10,1% em “serviços de terceiros” se deve aos maiores gastos com manutenção do sistema elétrico e de instalações, parcialmente compensado com menores custos com consultorias;

- em “provisões e reversões”, foram registrados R\$ 50,8 milhões no período, número 51,6% inferior ao 4T12, relativos, principalmente, a provisões para créditos de liquidação duvidosas e a litígios cíveis e de direito administrativo;

- a conta “custo de construção” reflete os investimentos realizados nos negócios de distribuição e transmissão de energia e manteve-se praticamente estável no período; e

- a rubrica “outros custos e despesas operacionais” subiu 0,6%, em função (a) do aumento dos custos com a compensação financeira pela utilização de recursos hídricos e (b) de baixas na desativação e alienação de bens.

Resultado de Equivalência Patrimonial

O resultado de equivalência patrimonial reflete os ganhos e perdas nos investimentos realizados nas coligadas da COPEL. No 4º trimestre de 2013, o resultado apresentado (R\$ 56,6 milhões) é composto, principalmente, por: (a) R\$ 55,2 milhões da Dominó Holdings (Sanepar); (b) R\$ 2,9 milhões de Foz do Chopim Energética; (c) R\$ 2,9 milhões de Dona Francisca Energética; (d) perda de R\$ 6,5 milhões da Sercomtel Telecom; e (e) ganhos de R\$ 2,1 milhões nas SPEs de transmissão e demais participações.

business”, as a result of the higher prices for the natural gas acquired by Compagas to supply third parties, which increased mainly due to the appreciation of the exchange rate, and the adjustment of the oil basket, which determines the gas acquisition price;

- the 10.1% upturn in “third-party services”, due to higher expenses with maintenance of facilities and the electrical system, partially offset by lower consultancy costs;

- the 51.6% decline in “provisions and reversals” to R\$ 50.8 million in the period, mostly from provisions for doubtful receivables and civil and administrative claims;

- “construction costs” reflected the investments in the distribution and transmission segment and remained virtually flat in the period; and

- the 0.6% increase in “other operating costs and expenses”, due to (a) higher costs with financial compensation for the use of water resources and (b) losses from the deactivation and sale of assets.

Equity in Results of Investees

Equity in the earnings of subsidiaries reflects gains and losses from investments in COPEL's investees. In 4Q13, this figure (R\$ 56.6 million) comprised gains of: (a) R\$ 55.2 million from Dominó Holdings (Sanepar); (b) R\$ 2.9 million from Foz do Chopim Energética; (c) R\$ 2.9 million from Dona Francisca Energética; (d) a R\$ 6.5 million loss from Sercomtel Telecom; and (e) energy transmission SPCs and other partnership generated gains of R\$ 21 million.

R\$ 1.000

Demonstração do Resultado / Income Statement	4T13 / 4Q13 (1)	3T13 / 3Q13 (2)	4T12 / 4Q12 (3)	Var.% ^(1/3) (1/3)	2013 (4)	2012 (5)	Var.% (4/5)
RECEITA OPERACIONAL / OPERATING REVENUES	2.444.042	2.254.630	2.400.601	1,8	9.180.214	8.493.252	8,1
Fornecimento de energia elétrica / Electricity sales to final customers	906.872	881.003	801.571	13,1	3.344.649	2.625.509	27,4
Suprimento de energia elétrica / Electricity sales to distributors	454.569	408.001	392.998	15,7	1.932.262	1.623.507	19,0
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD/ TUST) / Use of the main distribution and transmission grid	538.527	513.046	629.618	(14,5)	2.028.976	2.830.633	(28,3)
Receita de construção / Construction revenue	364.793	251.663	381.865	(4,5)	1.076.141	749.763	43,5
Receita de Telecomunicações / Revenues from telecommunications	38.760	36.263	33.048	17,3	141.315	125.565	12,5
Distribuição de gás canalizado / Distribution of piped gas	89.631	103.361	85.390	5,0	368.620	325.012	13,4
Outras receitas operacionais / Other operating revenues	50.890	61.293	76.111	(33,1)	288.251	213.263	35,2
Custos e Despesas Operacionais / Operating costs and expenses	(2.400.876)	(1.964.638)	(2.439.326)	(1,6)	(8.067.627)	(7.500.759)	7,6
Energia elétrica comprada para revenda / Electricity purchased for resale	(986.633)	(833.546)	(837.010)	17,9	(3.336.359)	(2.807.735)	18,8
Encargos de uso da rede elétrica / Use of the main distribution and transmission grid	(125.453)	(102.689)	(213.187)	(41,2)	(407.317)	(772.361)	(47,3)
Pessoal e administradores / Personnel and management	(384.917)	(224.458)	(458.045)	(16,0)	(1.096.347)	(1.245.651)	(12,0)
Planos previdenciário e assistencial / Pension and healthcare plans	(43.055)	(47.443)	(61.286)	(29,7)	(176.196)	(182.878)	(3,7)
Material / Materials and supplies	(19.118)	(15.963)	(17.303)	10,5	(70.478)	(69.787)	1,0
Matéria-prima e insumos para produção de energia / Materials and supplies for power electricity	(6.859)	(5.847)	(6.948)	(1,3)	(27.187)	(25.511)	6,6
Gás natural e insumos para operação de gás / Natural gas and supplies for the gas business	(72.669)	(82.531)	(64.682)	12,3	(295.671)	(247.770)	19,3
Serviços de terceiros / Third-party services	(116.465)	(107.918)	(105.825)	10,1	(423.459)	(408.878)	3,6
Depreciação e amortização / Depreciation and amortization	(162.591)	(148.200)	(138.666)	17,3	(603.203)	(549.855)	9,7
Provisões e reversões / Provisions and reversals	(50.831)	(16.605)	(105.002)	(51,6)	(199.555)	(218.796)	(8,8)
Custo de construção / Construction cost	(370.995)	(253.204)	(370.444)	0,1	(1.088.275)	(733.577)	48,4
Outros custos e despesas operacionais / Other cost and expenses	(61.290)	(126.234)	(60.928)	0,6	(343.580)	(237.960)	44,4
RESULTADO DE EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL / EQUITY IN EARNINGS OF SUBSIDIARIES	56.574	25.062	(43.444)	-	113.606	6.685	-
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS / PROFIT BEFORE FINANCIAL RESULTS AND TAXES	99.740	315.054	(82.169)	-	1.226.193	999.178	22,7
RESULTADO FINANCEIRO / FINANCIAL RESULTS	47.090	84.265	(113.263)	-	280.311	(26.650)	-
Receitas financeiras / Financial income	175.693	175.715	124.708	40,9	652.363	648.321	0,6
Despesas financeiras / Financial expenses	(128.603)	(91.450)	(237.971)	(46,0)	(372.052)	(674.971)	(44,9)
LUCRO OPERACIONAL / OPERATIONAL EXPENSES/ INCOME	146.830	399.319	(195.432)	175,1	1.506.504	972.528	54,9
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL / INCOME TAX AND SOCIAL CONTRIBUTION ON PROFIT	31.383	(126.368)	97.943	(68,0)	(405.069)	(246.008)	64,7
Imposto de Renda e Contribuição Social/ Income tax and social contribution on profit	12.536	(128.316)	(24.436)	151,3	(554.520)	(458.257)	21,0
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos / Deferred income tax and social contribution on profit	18.847	1.948	122.379	(84,6)	149.451	212.249	(29,6)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO / NET INCOME (LOSS)	178.213	272.951	(97.489)	282,8	1.101.435	726.520	51,6
Atribuído aos acionistas da empresa controladora / Attributed to controlling shareholders	174.062	266.037	(105.675)	264,7	1.072.560	700.688	53,1
Atribuído aos acionistas não controladores / Attributed to non-controlling interest	4.151	6.914	8.186	(49,3)	28.875	25.832	11,8
LAJIDA / EBITDA	262.331	463.254	56.497	364,3	1.829.396	1.549.033	18,1

Resultado Financeiro

No 4º trimestre de 2013, as receitas financeiras cresceram 40,9%, totalizando R\$ 175,7 milhões, impulsionadas pela variação monetária sobre contas a receber vinculadas à concessão.

As despesas financeiras registradas no período totalizaram R\$ 128,6 milhões, valor 46,0% menor do que o verificado no mesmo período do ano anterior, em função, basicamente, do efeito não recorrente registrado no 4T12, quando foram apropriados R\$ 155,1 milhões em despesas financeiras em razão da remensuração do valor justo do ativo financeiro da COPEL Distribuição, por conta dos efeitos do 3º ciclo de revisão tarifária.

Assim, o resultado financeiro do 4T13 foi positivo em R\$ 47,1 milhões, contra um negativo de R\$ 113,3 milhões no 4T12.

Financial Results

Financial revenues increased by 40.9%, totaling R\$ 175.7 million in 4Q13, fueled by the monetary restatement of accounts receivable related to the concession.

Financial expenses totaled R\$ 128.6 million, 46.0% lower year on year, chiefly due to the non-recurring recognition of R\$ 155.1 million under financial expenses in 4Q12, due to the remeasurement of the fair value of COPEL Distribuição's financial assets, as a result of the effects of the third tariff revision cycle.

The 4Q13 financial result was a positive R\$ 47.1 million versus a negative R\$ 113.3 million in 4Q12.

Lucro Líquido e LAJIDA

No 4º trimestre de 2013, a COPEL registrou lucro líquido de R\$ 178,2 milhões. O lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização atingiu R\$ 262,3 milhões, montante 4,6 vezes maior que apresentado no mesmo período do ano anterior (R\$ 56,5 milhões).

Net Income and EBITDA

In the fourth quarter of 2013, COPEL recorded net income of R\$ 178.2 million. Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization totaled R\$ 262.3 million, 4.6 times higher than the R\$ 56.5 million recorded in 4Q12.

	4T13 / 4Q13	3T13 / 3Q13	4T12 / 4Q12	Var%	2013	2012	R\$ 1.000
	(1)	(2)	(3)	(1/3)	(4)	(5)	Var%
							(4/5)
Receitas Financeiras / Financial Income	175.693	175.715	124.708	(21,8)	652.363	648.321	(9,0)
Renda e variação monetária sobre repasse CRC / Income and monetary variation on CRC transfer	43.074	47.873	29.017	(32,2)	159.348	188.688	(27,2)
Variação monetária sobre ativo indenizável - concessão / Monetary restatement on indemnifiable assets - concession	(31.038)	50.209	8.228	(48,2)	108.259	165.574	(11,5)
Renda de aplicações financeiras / Income from financial investments	125.890	45.177	33.067	97,6	242.234	113.600	44,5
Acréscimos moratórios sobre faturas de energia / Late fees on electricity bills	24.344	23.717	29.965	(15,4)	105.314	126.904	(16,5)
Outras receitas financeiras / Other interest income	13.423	8.739	24.431	40,8	37.208	53.555	(18,3)
Despesas Financeiras / Financial Expenses	(128.603)	(91.450)	(237.971)	(20,1)	(372.052)	(674.971)	(44,3)
Atualização do valor justo de contas a receber vinculadas à concessão / Accounts receivable tied to the concession fair value's update	-	-	(155.113)	-	-	(401.104)	-
Encargos de dívidas / Interest and fees	(70.073)	(63.167)	(37.679)	118,4	(233.417)	(133.385)	70,7
Variações monetárias - Concessão Uso do Bem Público ANEEL / Monetary variation - ANEEL Concession - Use of public asset	(18.976)	(19.232)	(13.314)	(24,0)	(68.096)	(74.984)	(20,4)
Pis/ Pasep e Cofins sobre JCP / Pis/ Pasep and Cofins taxes over interest on equity	(25.400)	(66)	(22.035)	-	(26.352)	(22.837)	18,7
Variações monetárias e cambiais / Monetary and exchange variation	(4.875)	(2.684)	(2.401)	(28,9)	(15.838)	(13.819)	(4,0)
Outras despesas financeiras / Other interest expenses	(9.279)	(6.301)	(7.429)	16,3	(28.349)	(28.842)	(10,9)
Resultado Financeiro / Financial income (expenses)	47.090	84.265	(113.263)	(23,5)	280.311	(26.650)	169,3

Indicadores

Os principais Indicadores financeiros estão destacados a seguir.

Indicators

The main financial indicators are present below.

Principais Indicadores 2013	2013 Main Indicators
VPA: R\$ 47,24 por ação	Book value per share: R\$ 47.24
Lucro por ação: R\$ 4,02	Earnings per share: R\$ 4.02
LAJIDA: R\$ 1.829,4 milhões	EBITDA: R\$ 1,829.4 million
Retorno sobre o PL: 8,9% no período	Return on Shareholders' Equity: 8.9% in the period
Liquidez Corrente: 1,40	Current liquidity ratio: 1.40
Margem Operacional: 16,4%	Operating margin: 16.4%
Endividamento sobre o PL: 35,1%	Debt to shareholders' equity: 35.1%

Resultado Econômico-Financeiro das Subsidiárias/ Subsidiaries Economic and Financial Performance

R\$ 1.000

Ativo / Assets	GET	DIS	TEL
CIRCULANTE / CURRENT	2.252.613	2.142.654	62.466
Caixa e equivalentes de caixa / Cash and cash equivalents	1.211.316	247.045	10.481
Títulos e valores mobiliários / Bonds and securities	149.480	377	-
Cauções e depósitos vinculados / Collaterals and escrow accounts	-	1.072	-
Cientes / Customers	291.841	1.005.703	27.983
Dividendos a receber / Dividends receivable	2.578	-	-
Contas a receber vinculadas à concessão / Account receivable related to concession	4.396	-	-
Contas a receber vinculadas à prorrogação da concessão / Accounts receivable related to the concession extension	352.161	-	-
Outros créditos / Other current receivables	195.469	180.963	2.799
Estoques / Inventories	31.298	96.866	10.046
Imposto de Renda e Contribuição Social / Income tax and social contribution	219	77.288	6.936
Outros tributos correntes a recuperar / Other current recoverable taxes	11.430	48.609	3.869
Despesas Antecipadas / Prepaid expenses	2.425	16.414	352
Partes relacionadas / Related parties	-	468.317	-
NÃO CIRCULANTE / NON-CURRENT	8.392.145	5.617.910	418.385
Realizável a Longo Prazo / Long Term Assets	948.289	4.352.625	37.185
Títulos e valores mobiliários / Bonds and securities	66.265	54.271	-
Cauções e depósitos vinculados / Collaterals and escrow accounts	-	45.371	-
Cientes / Customers	5.692	115.020	11.974
Depósitos judiciais / Judicial deposits	41.815	356.393	4.289
Contas a receber vinculadas à concessão / Account receivable related to concession	408.473	3.075.795	-
Contas a receber vinculadas à prorrogação da concessão / Accounts receivable related to the concession extension	365.645	-	-
Outros créditos / Other receivables	5.132	10.799	-
Imposto de Renda e Contribuição Social / Income tax and social contribution	520	12.967	-
Outros tributos a recuperar / Other recoverable taxes	54.747	64.752	4.999
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos / Deferred income tax and social contribution	-	617.257	15.923
Investimentos / Investments	807.190	4.012	-
Imobilizado / Property, Plant and Equipment, net	6.588.165	-	365.977
Intangível / Intangible Assets	48.501	1.261.273	15.223
TOTAL	10.644.758	7.760.564	480.851

R\$ 1.000

Passivo / Liabilities	GeT	DIS	TEL
CIRCULANTE / CURRENT	1.154.122	1.545.217	56.340
Obrigações sociais e trabalhistas / Social charges and accruals	59.541	155.337	14.105
Coligadas e controladas/ Associated companies and parent company	-	-	-
Fornecedores / Suppliers	274.554	771.815	8.120
Imposto de Renda e Contribuição Social / Income Tax and Social Contribution payable	282.607	-	-
Outras obrigações fiscais / Other taxes	62.916	200.767	5.467
Empréstimos e financiamentos / Loans and financing	67.736	173.482	5.241
Debêntures / Debentures	-	16.972	-
Dividendo mínimo obrigatório a pagar / Minimum compulsory dividend payable	321.902	-	21.585
Benefícios pós-emprego / Post employment benefits	7.886	21.043	1.047
Encargos do consumidor a recolher / Customer charges due	26.920	11.074	-
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética / Research and development and energy efficiency	17.284	107.744	-
Contas a pagar vinculadas à concessão - Uso do Bem Público / Payables related to concession - Use of Public Property	1.795	-	-
Outras contas a pagar / Other accounts payable	30.981	86.983	775
NÃO CIRCULANTE / NON-CURRENT	2.693.819	2.848.662	71.572
Fornecedores / Suppliers	22.187	27.934	-
Obrigações Fiscais / Tax liabilities	15.153	50.354	2.855
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos / Deferred income tax and social contribution	418.426	-	-
Empréstimos e financiamentos / Loans and financing	1.303.009	635.956	33.622
Debêntures / Debentures	-	998.417	-
Benefícios pós-emprego / Post-employment benefits	292.968	608.391	31.222
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética / Research and development and energy efficiency	55.599	99.122	-
Contas a pagar vinculadas à concessão - Uso do Bem Público / Payables related to the concession - Use of Public Property	31.746	-	-
Provisões para litígios / Tax, social security, labor and civil provisions	554.731	428.488	3.873
PATRIMÔNIO LÍQUIDO / EQUITY	6.796.817	3.366.685	352.939
Atribuído aos acionistas da empresa controladora / Attributed to controlling shareholders			
Capital social / Capital	3.505.994	2.624.841	240.398
Ajustes de avaliação patrimonial / Equity valuation adjustments	1.139.584	(155.096)	(5.795)
Reserva Legal / Legal Reserves	297.179	135.294	9.093
Reserva de retenção de lucros / Retained earnings	1.700.880	761.646	109.243
Dividendo adicional proposto / Additional proposed dividends	153.180	-	-
TOTAL	10.644.758	7.760.564	480.851

Demonstração do Resultado / Income Statement	GeT	DIS	TEL
Receita Operacional / Net Operating Income	2.720.589	5.961.575	187.792
Fornecimento de energia elétrica / Electricity sales to final customers	460.845	2.885.997	-
Suprimento de energia elétrica / Electricity sales to distributors	1.926.037	100.055	-
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD/ TUST) / Charges for the use of the main transmission grid (TUSD/ TUST)	151.875	1.947.306	-
Receita de construção / Construction revenue	136.536	898.606	-
Telecomunicações / Telecommunications	-	-	181.210
Outras receitas operacionais / Other operating revenues	45.296	129.611	6.582
Custos e despesas operacionais / Operating costs and expenses	(1.500.851)	(6.304.797)	(127.264)
Energia elétrica comprada para revenda / Energy purchased for resale	(118.173)	(3.518.865)	-
Encargos de uso da rede elétrica / Charges from use of grid system	(204.214)	(249.465)	-
Pessoal e administradores / Personnel and management	(270.657)	(723.734)	(57.703)
Planos previdenciário e assistencial / Private pension and health plans	(47.478)	(118.211)	(7.738)
Material / Materials	(15.929)	(50.531)	(1.312)
Matéria-prima e insumos para produção de energia / Raw material and supplies - energy production	(24.056)	-	-
Serviços de terceiros / Third-party services	(107.065)	(292.644)	(18.437)
Depreciação e amortização / Depreciation and amortization	(293.280)	(205.110)	(27.968)
Provisões e reversões / Provisions and reversals	(104.127)	(118.233)	(3.920)
Custos de construção / Construction cost	(148.670)	(898.606)	-
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos / Compensation for use of hydric resources	(124.089)	-	-
Outros custos e despesas operacionais / Other operating costs and expenses	(43.113)	(129.398)	(10.186)
Resultado da equivalência patrimonial / Equity in Earnings of Subsidiaries	33.744	-	-
Resultado antes do resultado financeiro e tributos / Profit before Financial Results and Taxes	1.253.482	(343.222)	60.528
Resultado financeiro / Financial Income (expenses)	109.507	228.938	3.078
Resultado antes dos tributos sobre o lucro / Earnings before income taxes	1.362.989	(114.284)	63.606
Imposto de Renda e Contribuição Social / Operational Profit	(502.241)	-	(14.661)
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos / Deferred income tax and social contribution	140.141	35.775	(1.213)
Lucro (prejuízo) do exercício / Net Income	1.000.889	(78.509)	47.732
LAJIDA / EBITDA	1.546.762	(138.112)	88.496

Companhia Paranaense de Energia - COPEL

Rua Coronel Dulcídio, 800
CEP 80420 -170 / Curitiba - Paraná - Brasil
Fone / Phone: (55 41) 3322-3535
Fax: (55 41) 3331-4145
Internet: <http://www.copel.com>
E-mail: copel@copel.com

Conselho de Administração (mandato 2013 / 2015) / Board of Directors (2013 / 2015 term of office)

Maurício Schulman* (Presidente/ Chairman)
Lindolfo Zimmer (Secretário Executivo / Executive Secretary)
Carlos Homero Giacomini*
José Richa Filho*
Marco Aurelio Rogeri Armelin*
Maurício Borges Lemos*
Ney Amilton Caldas Ferreira*
Paulo Procopiak de Aguiar*
Natalino das Neves

* membros do Comitê de Auditoria / Audit Committee members

Conselho Fiscal (mandato 2013 / 2014) / Fiscal Council (2013 / 2014 term of office)

Joaquim Antonio Guimarães de Oliveira Portes
Nelson Leal Junior
José Tavares da Silva Neto
Carlos Eduardo Parente de Oliveira Alves

Diretoria (mandato 2012 / 2014) / Chief Executives (2012 / 2014 term of office)

Diretor Presidente / Chief Executive Officer

Lindolfo Zimmer

Diretor de Gestão Empresarial / Chief Corporate Management Officer

Marcos Domakoski

Diretor de Relações Institucionais / Chief Institutional Relations Officer

Denise Campanholo Buseti Sabbag

Diretor de Desenvolvimento de Negócios / Chief Business Development Officer

Jonel Nazareno lurk

Diretor de Finanças e de Relações com Investidores / Chief Financial and Investor Relations Officer

Antônio Sergio de Souza Guetter

Rua Coronel Dulcídio, 800 - 3º andar
CEP 80420 -170 / Curitiba - Paraná - Brasil
Internet: www.copel.com/ri - www.copel.com/ir

Relações com Investidores / Investor Relations Office

Fone / Phone: (55 41) 3222-2027

Fax: (55 41) 3331-2849

E-mail: ri@copel.com

Acionistas e Custódia / Service to Shareholders

Central de Atendimento a Acionistas: 0800 41 2772 / Shareholders Assistance: (55 41) 3331-4269

Fax: (55 41) 3331-2916

E-mail: acionistas@copel.com

Canal de Comunicação Confidencial: 0800 643 5665

